DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-2-67-77
УДК 622.691.4

И.Р. Байков, Н.М. Дарсалия, С.В. Китаев, О.В. Смородова, А.М. Шаммазов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ПАО «ГАЗПРОМ»

Igor R. Baikov, Nina M. Darsalia, Sergey V. Kitaev, Olga V. Smorodova,
Airat M. Shammazov
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

INVESTIGATION OF METHODS FOR PROVIDING THE OPERABILITY OF THE GAS TRANSPORT SYSTEM GAZPROM PJSC

Введение

Газотранспортная система ПАО «Газпром» находится в длительной эксплуатации. Большая часть газотранспортной системы состоит из магистральных газопроводов больших диаметров. Для обеспечения работоспособности магистральных газопроводов проводится внутритрубная дефектоскопия, позволяющая определять до 90 % всех дефектов строительно-монтажных работ и дефектов, появляющихся в процессе длительной эксплуатации.

В работе рассматриваются методы поддержания работоспособности магистральных газопроводов по итогам внутритрубной дефектоскопии.

Цели и задачи

Анализ текущего состояния газотранспортной системы по типу труб, протяженности, типам дефектов и аварийности. Разработка рекомендаций по результатам анализа позволит повысить эффективность способов поддержания работоспособности магистральных газопроводов в условиях длительной эксплуатации.

Методы

Статистические методы по данным по протяженности, типам, характеристикам дефектов и аварийности эксплуатируемой газотранспортной системы.

Background

The gas transportation system of PJSC Gazprom is being under long-term operation. Most of the gas transportation system consists of large-diameter main gas pipelines. To ensure the work capacity of the main gas pipelines, in-line defectoscopy is carried out, allowing to determine up to 90 % of all defects in construction and installation works and defects appearing during long-term operation.

In this paper, methods for maintaining the performance of main gas-conductors based on the results of in-line flaw detection are considered.

Aims and Objectives

Analysis of the current state of the gas transportation system according to the type of pipes, length, types of defects and accidents. Development of recommendations based on the results of the analysis will increase the efficiency of the methods of maintaining the operation of main gas pipelines under long-term operation.

Methods

The use of statistical data on the extent, types, characteristics of defects and emergency conditions of the operating gas transportation system.

Результаты

Состояние газотранспортной системы анализировалось на начало 2017 года. Установлено, что ресурс 45 % магистральных газопроводов превышает установленный - 33 года. Магистральные газопроводы, построенные в период 1975-1990 гг., в данное время находятся в эксплуатации более 30 лет. Выявлено, что 75 % аварий зафиксировано на газопроводах старше 30 лет, при этом доля их от общей протяженности газотранспортной системы составляет порядка 40 %. Сроки наступления износного периода могут быть отодвинуты путем реализации мероприятий по повышению надежности газопроводов. В ПАО «Газпром» реализуются мероприятия по повышению надежности линейной части магистральных газопроводов. Диагностика объектов транспорта газа позволяет осуществлять переход к их эксплуатации «по техническому состоянию». В работе показано, что в условиях наличия дефектов труб линейной части магистральных газопроводов актуальны мероприятия по управлению режимами работы газотранспортной системы, снижающие влияние циклических нагрузок на трубопроводы.

Results

There was analyzed the state of the gas transportation system as of the beginning of 2017. It was established that the operating life of 45 % of the main gas pipelines exceeds the established one - 33 years. Main gas pipelines constructed in the period 1975-1990, are being currently in operation for more than 30 years. It was revealed that 75 % of accidents were recorded on gas pipelines older than 30 years, while their share from the total length of the gas transportation system is about 40 %. The terms of the onset of the wear period can be postponed by the implementation of measures to increase the reliability of gas pipelines. Gazprom PJSC is implementing measures to improve the reliability of the linear part of the main gas pipelines. Diagnostics of gas transport facilities allows to carry out the transition to their operation «according to the technical state». The paper shows that in the presence of pipeline defects of the linear part of the main gas pipelines, measures are being taken to manage the operating modes of the gas transportation system, reducing the impact of cyclic on-loads on pipelines.

Ключевые слова: магистральный газопровод, работоспособность, режим работы газопровода, диагностика, внутритрубная дефектоскопия

Key words: main gas pipeline, working capacity, gas pipeline operation mode, diagnostics, in-line inspection

Основной частью газотранспортной системы является линейная часть магистральных газопроводов (ЛЧ МГ). Рассмотрим основные характеристики ЛЧ МГ ПАО «Газпром» на начало 2017 года. Протяженность МГ и отводов в одноконтурном исчислении составляет 171,4 тыс. км.

На рисунке 1 приведена гистограмма, иллюстрирующая распределение магистральных газопроводов по диаметрам.

Как следует из анализа рисунка 1, ГТС преимущественно состоит из газопроводов больших диаметров DN 1000-1400 (более 60 %). На рисунке 2 приведена гистограмма распределения МГ ПАО «Газпром» по сроку эксплуатации, показывающая, что 45 % маги-

стральных газопроводов превысила установленный ресурс - 33 года.

От надежности работы объектов магистрального транспорта газа зависит обеспечение бесперебойной и ритмичной подачи газа потребителям. Определенный уровень надежности закладывается заводом-изготовителем. В процессе эксплуатации основной задачей является сохранение уровня надежности оборудования с целью снижения аварийности. Оценить уровень надежности можно на основе анализа аварийности.

На рисунке 3 приведены данные по распределению количества аварий на газопроводах в зависимости от времени эксплуатации [1].

Рисунок 1. Распределение МГ ПАО «Газпром» по диаметрам

Рисунок 2. Распределение МГ ПАО «Газпром» на территории РФ по сроку эксплуатации

Рисунок 3. Распределение количества аварий на газопроводах в зависимости от времени эксплуатации (данные за период 1990-2000 гг.)

В результате анализа представленных на рисунке 3 результатов выявлено, что наибольший уровень аварийности определен на газопроводах в возрасте 10-20 лет, после чего аварийность снижается. Такое распределение аварийности заключается в следующем. Возрастная группа газопроводов 10-20 лет соответствует пику строительства новых газопроводов, что объясняет их большую аварийность [2].

В работе [2] показано, что газопроводы, построенные в период 1975-1990 гг., к настоящему времени находятся в эксплуатации более 30 лет. На рисунке 4 приведена гистограмма распределения аварий на газопроводах в период 2010-2014 гг. в зависимости от срока службы по данным 26 аварийных раз-

рушений. Причем, 75 % аварий зафиксировано на газопроводах старше 30 лет, при этом их доля от общей протяженности газотранспортной системы составляла порядка 40 %.

Причиной таких аварий являлось коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) в 50 % случаев, в остальных 50 % - «брак заводского изготовления труб» или «прочее».

На рисунке 5 приведена структура причин аварий ЛЧ МГ газотранспортной системы ПАО «Газпром» [3].

Как видно из диаграммы, 70 % аварий произошло по причине КРН, на долю продольного КРН приходится 64 % аварий, на долю поперечного - 6 %. 30 % аварий произошло по причинам, не связанным с КРН.

Рисунок 4. Гистограмма распределения аварий на газопроводах в период 2010-2014 гг. в зависимости от срока службы

Рисунок 5. Структура причин аварий ЛЧ МГ

Основным и достаточным показателем для оценки надежности ЛЧ МГ является вероятность безотказной работы, которая может быть определена по формуле [4]:

$$P(t) = e^{-\lambda t}, \quad (1)$$

где λ - интенсивность отказов, 1/год;

t - время, лет.

В работе [5] для сравнительной оценки надежности магистральных газопроводов предложено использовать термин «удельная интенсивность отказов».

Удельная интенсивность отказов λ измеряется числом отказов N в год, произошедших на длине 1000 км, и может быть определена по выражению:

$$\lambda = \frac{N}{L \cdot t}, \quad (2)$$

где L - протяженность газопроводов, тыс. км;

t - время, лет.

Являясь функцией времени, интенсивность отказов наглядно позволяет выявить характерные периоды (участки) работы системы или отдельного ее элемента.

Типичная кривая (рисунок 6) *интенсивности отказов* во времени имеет три характерных участка:

- приработки (от 0 до t_1 при уменьшающихся значениях $\lambda(t)$ - продолжительность периода по времени до 5 лет);
- нормальной работы (от t_1 до t_2 при $\lambda = \text{const}$ - по времени до 30 лет);
- старения (от t_2 до t_3 при возрастающих значениях $\lambda(t)$ - до 10 лет).

Сроки наступления износного периода могут быть отодвинуты путем реализации мероприятий по повышению надежности газопроводов. В ПАО «Газпром» реализуются мероприятия по повышению надежности ЛЧ МГ. Диагностика объектов транспорта газа позволяет осуществлять переход к их эксплуатации «по техническому состоянию». Обязательность проведения диагностики объектов транспорта газа определена рядом нормативных актов и документов государственного и отраслевого уровней, к которым, прежде всего, относятся [6, 7].

Характеризуя газопроводы Единой системы газоснабжения (ЕСГ), следует отметить,

что большую ее часть составляют газопроводы, представляющие по срокам эксплуатации три группы [8]:

I - газопроводы, построенные в 1963-1966 гг. - 2737,9 км;

II - в 1974-1980 гг. - 20603,4 км;

III - в первой половине 80-х гг. - 17681,6 км.

Первая группа газопроводов со средним сроком эксплуатации 51 год была сооружена по строительным нормам и правилам, которые не соответствуют действующим в настоящее время нормам, особенно в части требований к сварным соединениям и изоляционным покрытиям. Эта группа газопроводов протяженностью около 2,7 тыс. км практически не приспособлена для проведения внутритрубной дефектоскопии. Для газопроводов этой группы характерны коррозионные повреждения на протяженных участках по нижней образующей.

Вторая группа газопроводов со средним сроком эксплуатации 39 лет вводилась, как правило, с камерами запуска-приема очистных поршней и с равнопроходной арматурой. Однако эти газопроводы строились с пленочным изоляционным покрытием, защитный срок службы которых составляет не более 12 лет. На газопроводах этой группы также имеются значительные коррозионные повреждения, но они носят, как правило, локальный характер.

Третья группа - это газопроводы со сроком эксплуатации от 31 до 37 лет. Эти газопроводы сооружались преимущественно из труб с заводской изоляцией Харцызского и Волжского заводов, а также импортного производства. На газопроводах данной группы также выявляется большое количество дефектов, наиболее опасными из которых являются стресс-коррозионные трещины.

Начало работ по масштабной диагностике в ПАО «Газпром» было связано с рядом крупных отказов на трубопроводных системах. Одним из первых, начиная с 1990 года, мероприятий стало проведение внутритрубной диагностики (ВТД). Проведение ВТД позволяет повысить надежность работы МГ для получения реальной оценки ее технического состояния и возможности ремонта в аварийных местах.

 Рисунок 6. Зависимость интенсивности отказов λ от времени t

Определение технического состояния ЛЧ МГ по результатам ВТД производится согласно СТО Газпром 2-2.3-292-2009 [9]. Оптимизация затрат на поддержание работоспособного состояния линейных участков МГ производится в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-401-2009 [10], согласно которому следует учитывать рост размеров дефектов и, соответственно, увеличение степени их опасности. Объем выборочного ремонта (затраты на ремонт) по итогам внутритрубной дефектоскопии определяют по количеству заменяемых дефектных элементов n_r на рассматриваемом участке.

При оптимизации затрат на поддержание работоспособного состояния линейного участка МГ учитывают, что в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-173 [11] стресс-коррозионные дефекты, обнаруженные при диагностировании МГ, должны быть устранены. В зависимости от результатов классификации по степени опасности стресс-коррозионных дефектов, выявленных по результатам ВТД и технического диагностирования в шурфах, принимают одно из следующих решений:

- замена дефектной трубы;
- ремонт труб со стресс-коррозионными дефектами;
- организация наблюдения за оставленными в газопроводе дефектами.

На основе отечественного и зарубежного опыта эксплуатации магистральных газопроводов, научно-исследовательских работ в области диагностики в ПАО «Газпром» сформирована концепция и разработано «Положение по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ» [8].

В частности, в [12] предложены система управления техническим состоянием и целостностью ЛЧ МГ (рисунок 7) и карта поддержания надежности и безопасности отремонтированного участка газопровода в процессе эксплуатации (рисунок 8).

Фактическое техническое состояние эксплуатируемых газопроводов требует увеличения объемов ежегодного ремонта в 2-3 раза, поэтому одной из важнейших задач является поиск новых и перспективных научно-технических решений, направленных на решение проблемы продления срока надежной и безопасной эксплуатации действующих магистральных газопроводов [12].

Рисунок 7. Система управления техническим состоянием и целостностью ЛЧ МГ

Рисунок 8. Поддержание надежности и безопасности отремонтированного участка газопровода в процессе эксплуатации

В работе [13] на основе опыта эксплуатации ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Сургут» сделаны выводы о необходимости повторного использования демонтированных и отбракованных труб с целью оптимизации затрат, а также о необходимости увеличения объема средств на диагностику газопроводов с учетом проведения ВТД периодичностью 1 раз в три года на всех участках ЛЧ МГ Общества.

АО «Газпром оргэнергогаз» разработало методику, позволяющую реализовать задачи создания надежной и безопасной системы с гарантированным сроком службы ЛЧ МГ на основе технологии поэтапного ремонта [12]. Результаты проведения стресс-тестового нагружения стали X70 контролируемой прокатки до максимальной нагрузки в лабораторных условиях приведены в работе [14].

Разработанные и апробированные способы и технологии восстановления отремонтированных МГ методом «стресс-теста» позволяют [15, 16]:

- выявить и устранить дефекты труб и дефекты, связанные с браком при производстве строительно-монтажных работ;
- снизить уровень остаточных напряжений, возникающих в процессе сварки труб и укладки газопровода в траншею, а также при его засыпке;
- обеспечить примерно равные деформационные свойства труб и достаточную фиксацию газопровода;
- установить технически обоснованный запас прочности по отношению к рабо-

чим нагрузкам с коэффициентом запаса прочности, равным 1,6.

Анализ количества капитальных ремонтов, сопровождающихся выводом участка МГ из эксплуатации и полным освобождением полости трубопровода, производимых на газопроводах больших диаметров по ООО «Газпром трансгаз Уфа» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский», показал, что количество ремонтов в 2013-2015 гг. сократилось по сравнению с 2011-2012 гг.; при этом, количество дефектов на ЛЧ МГ, требующих устранения, не стало меньше. Такая закономерность связана с сокращением средств, выделяемых на ремонты ПАО «Газпром» в последние годы.

Выводы

1. Ресурс основной части магистральных газопроводов (45 %) превысил установленный - 33 года. Установлено, что 75 % аварий зафиксировано на газопроводах старше 30 лет, при этом их доля от общей протяженности (171,4 тыс. км) газотранспортной системы составляет порядка 40 %. Сроки наступления износного периода могут быть отодвинуты путем реализации мероприятий по повышению надежности газопроводов.

2. В работе показано, что в условиях наличия дефектов труб линейной части МГ являются актуальными задачи по разработке мероприятий по управлению режимами работы газотранспортной системы, позволяющих снизить циклические нагрузки на газопроводы в условиях длительной эксплуатации.

Список литературы

1. Велиюлин И.И. Повышение эффективности ремонта магистральных газопроводов: концепция, методы, технические средства: дис. ... д-ра техн. наук. М., 2007. 384 с.
2. Зорин А.Е. Научно-методическое обеспечение системы поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов: дис. ... д-ра техн. наук. М., 2016. 332 с.
3. Чучалов М.В. Теория и практика борьбы с коррозионным растрескиванием. М.: МАКС Пресс, 2016. 336 с.
4. Вадзинский Р.Н. Справочник по вероятностным распределениям. СПб.: Наука, 2001. 295 с.

References

1. Veliyulin I.I. *Povyshenie effektivnosti remonta magistral'nykh gazoprovodov: kontseptsiya, metody, tekhnicheskie sredstva: dis. d-ra tekhn. nauk* [Increase of Repair of Main Gas Pipelines Efficiency: Concept, Methods, Technical Means. Doct. Tekhn. Sci. Diss.]. Moscow, 2007. 384 p. [in Russian].
2. Zorin A.E. *Nauchno-metodicheskoe obespechenie sistemy podderzhaniya rabotosposobnosti dlitel'no ekspluatiruemykh gazoprovodov: dis. d-ra tekhn. nauk* [Scientific and Methodological Support of the system for Maintaining the Operability of Long-Running Gas Pipelines. Doct. Tekhn. Sci. Diss.]. Moscow, 2016. 332 p. [in Russian].

5. Демченко В.Г., Завгороднев А.В. Надежность работы линейной части магистральных газопроводов // Газовая промышленность. 2013. № 6. С. 48-52.
6. Федеральный закон «О Техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ (ред. от 29.07.2017).
7. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.03.2017).
8. Дедешко В.Н., Салюков В.В. Развитие системы диагностического обслуживания магистральных газопроводов ОАО «Газпром» // Материалы Пятнадцатой Международной деловой встречи «Диагностика - 2005» (Сочи, апрель 2005 г.). М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. 296 с.
9. СТО Газпром 2-2.3-292-2009. Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции. М.: ИРЦ «Газпром», 2009. 28 с.
10. Р Газпром 2-2.3-401-2009. Оптимизация диагностического обследования и поддержания работоспособности состояния линейной части магистральных газопроводов. М.: ИРЦ «Газпром», 2010. 24 с.
11. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. М.: ИРЦ «Газпром», 2007. 42 с.
12. Филатов А.А., Халлыев Н.Х., Дубинский В.Г., Митрохин М.Ю., Пашин С.Т. Продление срока надежной и безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов - основа концепции поэтапного ремонта газопроводов // Газовая промышленность. 2012. № 9. С. 26-28.
13. Мосягин М.Н., Вагнер В.В. Анализ и выбор методов ремонта магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Сургут» // Газовая промышленность. 2012. № 9. С. 22-25.
14. Сергеева Т.К., Вольский Э.Л., Мазепа А.Г., Волгина Н.И. Испытания трубных сталей методом «стресс-теста» // Газовая промышленность. 1998. № 7. С. 57-59.
15. Пат. 2446338 Российская Федерация, МПК F 16 L 1/028. Способ испытания дефектного участка трубопровода, находящегося внутри защитного футляра / Пашин С.Т., Файзуллин С.М., Чучкалов М.В., Аскаров Г.Р. и др. № 2010106708/06; заявл. 24.02.2010; опубл. 27.03.2012, Бюл. № 9.
16. Пат. 130703 Российская Федерация, МПК G 01 M 3/08. Устройство для испытаний трубопровода методом стресс-теста / Чучкалов М.В. № 2012150856/28; заявл. 28.11.2012; опубл. 27.07.2013, Бюл. № 21.
3. Chuchkalov M.V. *Teoriya i praktika bor'by s korrozionnym rastreski-vaniem* [Theory and Practice of Combating Stress-Corrosion Cracking]. Moscow, MAKS Press, 2016. 336 p. [in Russian].
4. Vadzinskii R.N. *Spravochnik po veroyatnostnym raspredeleniyam* [Handbook of Probabilistic Distributions]. Saint-Petersburg, Nauka, 2001. 295 p. [in Russian].
5. Demchenko V.G., Zavgorodnev A.V. *Nadezhnost' raboty lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov* [Reliability of Main Gas Pipelines Linear Part Operation]. *Газовая промышленность - Gas Industry*, 2013, No. 6, pp. 48-52. [in Russian].
6. *Federal'nyi zakon «O Tekhnicheskom regulirovanii» ot 27.12.2002 № 184-FZ (red. ot 29.07.2017)*. [The Federal Law «On Technical Regulation» No. 184-FZ dd. December 27, 2002 (as amended on July 29, 2017)]. [in Russian].
7. *Federal'nyi zakon «O promyshlennoi bezopasnosti opasnykh proiz-vodstvennykh ob'ektov» ot 21.07.1997 № 116-FZ (s izm. i dop., vstup. v silu s 25.03.2017)* [The Federal Law «On Industrial Safety of Hazardous Production Facilities» dd. 21.07.1997 No. 116-FZ (with amendment and supplement, entered into force on 25.03.2017)]. [in Russian].
8. Dedeshko V.N., Salyukov V.V. *Razvitie sistemy diagnosticheskogo obsluzhivaniya magistral'nykh gazoprovodov* [Development of the Diagnostic Service System for the Gas Trunks of ОАО Газпром]. *Materialy Pyatnadsatoi Mezhdunarodnoi delovoia vstrechi «Diagnostika - 2005» (Sochi, prel' 2005 g.)*. [Materials of Fifteenth International Business Meeting «Diagnostics - 2005» (Sochi, April 2005)]. Moscow, ООО «ИРЦ Газпром», 2005. 296 p. [in Russian].
9. СТО Газпром 2-2.3-292-2009. *Pravila opredeleniya tekhnicheskogo so-stoyaniya magistral'nykh gazoprovodov po rezul'tatam vnutritrubnoi inspeksii* [STO Gazprom 2-2.3-292-2009. Rules for Determining the Technical Condition of Main Gas Pipelines Based on the Results of In-Line Inspection]. Moscow, IRTs «Газпром», 2009. 28 p. [in Russian].
10. *R Gazprom 2-2.3-401-2009. Optimizatsiya diagnosticheskogo obsledo-vaniya i podderzhaniya rabotosposobnosti sostoyaniya lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov* [R Gazprom 2-2.3-401-2009. Optimization of Diagnostic Inspection and State Operability Maintenance of the Linear Part of the Main Gas Pipelines]. Moscow, IRTs «Газпром», 2010. 24 p. [in Russian].
11. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. *Instruktsiya po kompleksnomu obsledo-vaniyu i diagnostike magistral'nykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozi-onnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem* [STO Gazprom 2-2.3-173-2007. Instruction on Complex Survey and Diagnostics of Main Gas Pipelines Subjected to Stress Corrosion Cracking]. Moscow, IRTs «Газпром», 2007. 42 p. [in Russian].
12. Filatov A.A., Khallyev N.Kh., Dubinskii V.G., Mitrokhin M.Yu., Pashin S.T. *Prodlenie sroka nadezhnoi i bezopasnoi ekspluatatsii lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov - osnova kontseptsii*

poetapnogo remonta gazoprovodov [Extension of Reliable and Safe Operation Period of the Linear Part of the Main Gas Pipelines is the Basis of the Concept of Stage-by-Stage Repair of Gas Pipelines]. *Gazovaya promyshlennost' - Gas Industry*, 2012, No. 9, pp. 26-28. [in Russian].

13. Mosyagin M.N., Vagner V.V. Analiz i vybor metodov remonta magistral'nykh gazoprovodov OOO «Gazprom transgaz Surgut» [Analysis and Selection of Methods for Repair of Gas Main Pipes of Gazprom Transgaz Surgut LLC]. *Gazovaya promyshlennost' - Gas Industry*, 2012, No. 9, pp. 22-25. [in Russian].

14. Sergeeva T.K., Vol'skii E.L., Mazepa A.G., Volgina N.I. Ispytaniya trubnykh stalei metodom «stress-testa» [Testing of Pipe Steels by the «Stress Test» Method]. *Gazovaya promyshlennost' - Gas Industry*, 1998, No. 7, pp. 57-59. [in Russian].

15. Pashin S.T., Fayzullin S.M., Chuchkalov M.V., Askarov G.R. e.a. *Sposob ispytaniya defektnogo uchastka truboprovoda, nakhodyashchegosya vnutri zashchitnogo futlyara* [Method for Testing the Defective Section of the Pipeline Inside the Protective Case]. Patent RF, No. 2446338. 2012. [in Russian].

16. Chuchkalov M.V. *Ustroystvo dlya ispytaniy truboprovoda metodom stress-testa* [Device for Testing the Pipeline by Stress Test Method]. Patent RF, No. 130703. 2013. [in Russian].

Авторы

• Байков Игорь Равильевич, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 243-20-79

• Дарсалия Нана Малхазиевна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Аспирант кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 243-12-11
e-mail: darsaliya90@mail.ru

• Китаев Сергей Владимирович, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 243-12-11
e-mail: svkitaev@mail.ru

The Authors

• Baikov Igor R., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Head of Industrial Heat and Power Engineering Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 243-20-79

• Darsaliya Nana M.
Ufa State Petroleum Technological University
Post-graduate Student of Transport and Storage of Oil and Gas Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 243-12-11
e-mail: darsaliya90@mail.ru

• Kitaev Sergey V., Doctor of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Transport and Storage of Oil and Gas Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
tel: (347) 243-12-11
e-mail: svkitaev@mail.ru

• Смородова Ольга Викторовна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Промышленная
теплоэнергетика»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 243-12-11
e-mail: olga_smorodova@mail.ru

• Smorodova Olga V., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Industrial Heat and Power En-
gineering Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 243-12-11
e-mail: olga_smorodova@mail.ru

• Шаммазов Айрат Мингазович, д-р техн. наук,
профессор
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Член диссертационного совета
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-12-11
e-mail: thng@mail.ru

• Shammazov Airat M., Doctor of Engineering
Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Member of Dissertation Council
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 243-12-11
e-mail: thng@mail.ru