

# Концепция разработки автоматизированного комплекса для контроля качества изоляционных работ линейной части магистральных газопроводов

**С.В. Рыбалко**, ген. директор, Rybalko@neftegazdiagnostika.ru (ООО «НПП «Нефтегаздиагностика», Екатеринбург, Россия),  
**В.Г. Рыбалко**, канд. техн. наук, ст. науч. сотрудник, **Т.А. Ефремов**, вед. инженер (ИФМ УрО РАН, Екатеринбург, Россия),  
**А.В. Колпащикова**, бакалавр (ИНМТ ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Екатеринбург, Россия)

Представлен опыт внедрения нового автоматизированного комплекса контроля качества магистральных газопроводов. Рассмотрены методы борьбы с коррозионным растрескиванием под напряжением.

**Ключевые слова:** дефекты, коррозионное растрескивание, трещины, разрушение газопроводов, методы контроля, автоматизированный комплекс контроля качества газопроводов.

DOI: 10.24000/0409-2961-2018-10-30-34

## Введение

Аварии по причине коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) — одна из самых серьезных проблем газотранспортных предприятий. В большинстве случаев подобные аварии сопровождаются возгоранием газа и приводят к масштабным техногенным катастрофам, наносящим огромный ущерб экологии, и существенным финансовым затратам. Например, ликвидация последствий одной аварии в Уральском федеральном округе, включая потери транспортируемого газа и штрафные санкции, обходится примерно в 20 млн руб. [1].

В последние годы число аварий по причине КРН значительно возросло. Как показывает статистика, в основном дефекты КРН образуются в местах отслоения защитного покрытия пленочного типа, нанесенного при строительстве магистральных газопроводов (МГ). Сопутствующие факторы для возникновения подпленочной коррозии: плохая подготовка поверхности труб перед нанесением защитного покрытия, наличие коррозионно-активной среды в месте отслоения. Такие проблемы невозможно обнаружить с помощью электрометрических обследований, электрохимическая защита как основной метод борьбы с коррозионными процессами также неэффективна [2].

## Методы контроля качества защитных покрытий МГ

Предприятия ПАО «Газпром» эксплуатируют более 159 тыс. км МГ больших диаметров (1020, 1220 и 1420 мм). У многих из них превышен срок безопасной эксплуатации, и по этой причине ежегодно происходят десятки аварий, сопровождающихся огромным ущербом для окружающей среды и экономики Российской Федерации. Кроме того, возникновение аварийных ситуаций угрожает жизни и здоровью людей. В целях минимизации

рисков МГ периодически диагностируют и ремонтируют: каждый год выполняют ремонт нескольких тысяч километров МГ. В самых крупных газотранспортных предприятиях ПАО «Газпром» каждый год переизолируют сотни и заменяют десятки километров трубы. Например, в ООО «Газпром трансгаз Югорск» в 2002–2016 гг. происходит кратный рост объемов ремонта. Однако, несмотря на принимаемые меры, устранить все обнаруженные дефекты КРН в кратчайшие сроки не представляется возможным.

Капитальный ремонт (КР) — технически сложный и очень дорогостоящий процесс: стоимость нанесения защитного покрытия с заменой 10 % труб на участке длиной 1 км составляет в среднем 30 млн руб. Для выполнения КР необходимо отключать участки МГ, что приводит к снижению объемов транспортирования газа. Устранив выявленные дефекты и переизолировав участок МГ, можно значительно продлить его ресурс, но только при условии высокого качества выполнения работ [3] с учетом их высокой стоимости и сезонного характера.

Использование низкоквалифицированного персонала, применение частично неисправной техники, сложные погодные условия и отсутствие полного контроля всех этапов технологического процесса со стороны заказчика приводят к снижению качества изоляционных работ и КР в целом. Наибольшую опасность несет несоблюдение технологии изолирования, когда ухудшаются антикоррозионные свойства защитного покрытия на протяженных участках МГ. Негативные последствия возникают также из-за не соответствующей нормативно-технической документации (НТД) подготовки поверхности трубы для нанесения защитных покрытий, что приводит к отсутствию адгезии и попаданию почвенного электролита под изоляцию; пропусков антикоррозион-

ного слоя, в результате которых происходит контакт почвенного электролита с телом трубы.

При горячем способе нанесения покрытия 80 % брака составляют пропуски мастичного слоя (рис. 1), при холодном — уменьшение зазоров между витками рулонного материала и нанесение покрытия в один слой. Протяженность участков с бракованным покрытием составляет десятки, а иногда сотни метров. При обнаружении подобных нарушений строительную организацию заставляют удалять некачественно нанесенное покрытие и за свой счет наносить новое. Не найденный заказчиком участок с некачественным покрытием подрядчик укладывает в траншею и проводит обратную засыпку. Например, в ООО «Газпром трансгаз Югорск» за 9 мес 2012 г. отремонтированы 448 км МГ, при этом выявлены 2,5 км участков с некачественно нанесенным защитным покрытием, т.е. затраты подрядчиков на устранение брака составили примерно 75 млн руб. [2]. Однако следует учитывать, что заказчиком обнаружены не все случаи нарушения технологии изолирования.



▲ Рис. 1. Пропуски мастичного слоя, неподготовленная поверхность трубы

▲ Fig. 1. Gaps of mastic layer, unprepared pipe surface

Существуют несколько методов контроля качества защитных покрытий и множество приборов для его выполнения. Подходы, используемые в настоящее время, разработаны без учета особенностей сплошной изоляции протяженных участков МГ, современных изоляционных материалов и технологий их нанесения. Применяемое оборудование соответствует требованиям, разработанным более 14 лет назад, многие приборы пригодны для работы только в лабораторных условиях. Когда за рабочую смену один изолировочный комплекс изолирует в среднем 300–350 пог. м газопроводов  $D_y = 1200–1400$  мм, причем подрядчик работает одновременно с несколькими изолировочными комплексами на двух-трех участках в границах одного линейно-производственного управления, эффективный контроль не всегда возможен.

При проверке качества выполнения изоляционных работ изучают толщину, адгезию и диэлектрическую сплошность защитного покрытия. Согласно п. 6.2.5 ГОСТ Р 51164—98 [4] в рамках контроля толщины защитного покрытия при трассовом нанесении выполняют не менее одного измерения на каждые 100 м трубопровода и в местах, вызывающих сомнение, — в четырех точках каждого сечения. Для этого в основном применяют портативные магнитные толщиномеры типа ИТИ-2 и ТТ210, которые не позволяют выявить пропуски антикоррозионного слоя под защитной оберткой, так как магнитными методами измеряется зазор между датчиком и ферромагнитной поверхностью трубы, а не толщина защитного покрытия. Эффективность рассматриваемого метода возможно значительно повысить за счет работы диагноста с прибором в течение всего времени проведения изоляционных работ, но это приведет к значительному повышению затрат на КР и увеличению сроков его выполнения.

Согласно п. 6.2.6 стандарта [4] при трассовом нанесении адгезию проверяют через каждые 500 м и в местах, вызывающих сомнение. Адгезию мастичного покрытия исследуют методом выреза треугольника с углом около  $60^\circ$  и сторонами 30–50 мм с последующим снятием покрытия ножом от вершины надреза и применением адгезиметров типа АР-2М или методом сдвига с помощью адгезиметров типа «Константа СА2». На практике данный метод используют не всегда, так как он приводит к снижению качества покрытия в местах выполнения замеров и требует проведения работ по его восстановлению. Данный способ неэффективен, потому что позволяет контролировать адгезию только в месте замера.

Согласно п. 6.2.8 стандарта [4] диэлектрическая сплошность защитных покрытий должна проверяться искровым дефектоскопом по всей поверхности МГ перед укладкой труб в траншею. Фактически же этот параметр тестируют очень редко и выборочно с применением искровых дефектоскопов типа «Крона» или Elcometer 236, поскольку такой вид контроля технически сложен, связан со значительными временными затратами (для одной трубы  $D_y = 1400$  мм процесс занимает не менее 15 мин), требует применения средств индивидуальной защиты и установки защитного заземления, предусматривает полное отсутствие влаги.

Рассмотренный комплекс методов и приборов трудоемок и крайне зависим от квалификации диагностов, не отвечает современным требованиям и не обеспечивает полного контроля вновь нанесенной изоляции по периметру МГ. Поскольку качество подготовки поверхности трубы часто не соответствует требованиям ГОСТ 9.402—2004 [5] (на поверхности остаются пыль, влага, грязь, продукты коррозии), то в местах пропусков антикоррозионного слоя защитного покрытия создается идеальная среда (рис. 2) для зарождения дефектов КРН (под-

пленочная коррозия), которые могут достичь критических размеров и представлять опасность уже через 5–10 лет после проведения КР.



▲ Рис. 2. Воздушные пустоты под слоем защитной обертки

▲ Fig. 2. Air voids under protective wrap layer

Указанные недостатки сложно выявить из-за устаревших требований НТД к контролю качества, а также по причине использования низкопроизводительных средств контроля — портативных приборов. Пропускаемый брак опасен тем, что в таких местах (гофры, отслоения, складки покрытия) образуются коррозионные и стресс-коррозионные дефекты металла МГ, впоследствии приводящие к авариям, наносящим значительный ущерб окружающей среде и экономике страны.

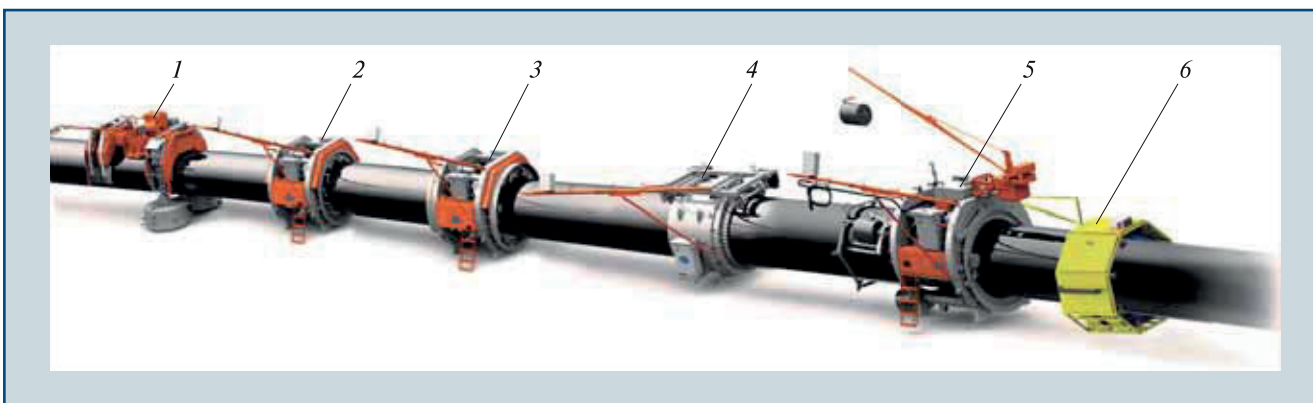
### Концепция автоматизированного комплекса контроля качества

Учитывая, что в 2002–2016 гг. значительно увеличились объемы капитального ремонта МГ, а существующие технологии и приборные средства не позволяют проводить контроль всего периметра вновь изолированной трубы, в целях исключения некачественного выполнения изоляционных работ и для предотвращения аварий по причине КРН целесообразно разработать концепцию автоматизи-

рованного комплекса контроля качества (АККК). В его основу следует положить опыт разработки, производства и апробации портативных дефектоскопов (вихретоковые измерители толщины изоляции, акустическо-импедансные дефектоскопы). Таким образом, АККК создается на базе уже готовых и успешно апробированных технических решений.

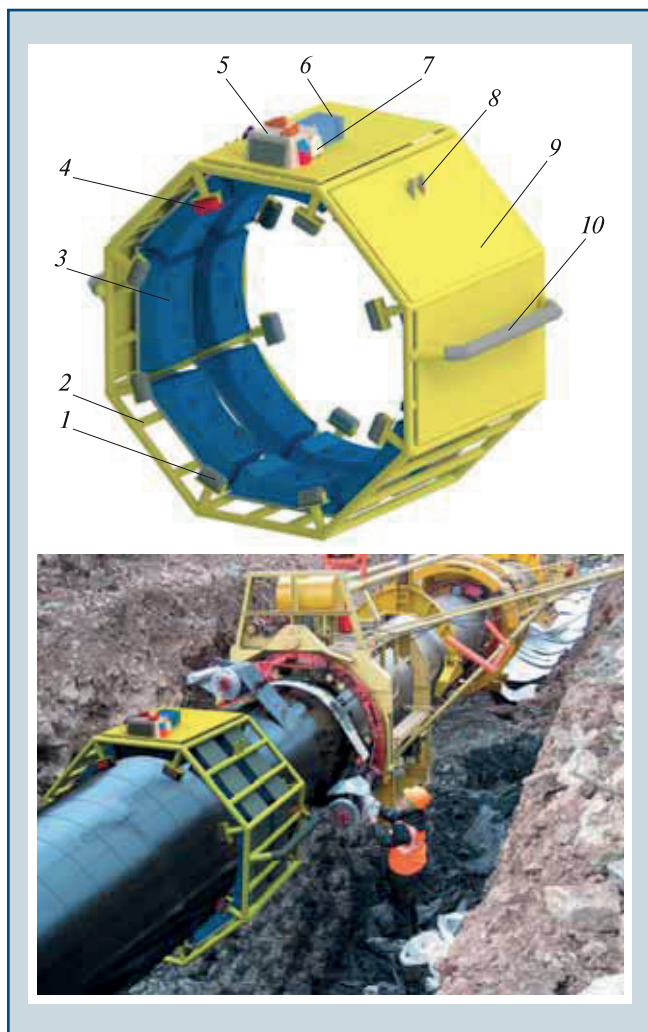
Авторы статьи разработали концепцию АККК на основе собственных исследований. При включении в состав механизированной колонны при ремонте МГ указанный комплекс может контролировать качество изоляционных работ (рис. 3, здесь 1 — подкочечная машина; 2 — машина предварительной очистки; 3 — машина финишной очистки; 4 — нагревательный агрегат; 5 — изоляционная машина; 6 — АККК). Проект предусматривает совмещение вихретокового контроля толщины изоляционных покрытий с применением модернизированных вихретоковых датчиков и акустического импедансного метода с использованием специальных матричных датчиков для отыскания несплошностей и непроклеенных поверхностей в полимерных композициях разработки ООО «НПП «Нефтегаздиагностика» и Института физики металлов Уральского отделения Российской академии наук им. М.Н. Михеева. Модернизированные акустические импедансные и вихретоковые датчики интегрированы в быстроръемные кассеты измерительного блока комплекса (рис. 4, здесь 1 — опорный ролик; 2 — рама; 3 — кассета с датчиками; 4 — одометр; 5 — компьютерный блок управления; 6 — проушина для крана; 7 — звуковая и световая сигнализация; 8 — промышленный аккумулятор; 9 — защитная панель; 10 — рукоятка для передвижения прибора). Кроме того, АККК предусматривает возможность установки вихретоковых датчиков ремонтной диагностики для поиска дефектов общей коррозии и КРН [6–14].

Расположенные по окружности несущей платформы датчики при линейном движении комплекса по МГ позволят выявлять весь брак, связанный



▲ Рис. 3. Использование АККК в составе механизированной колонны при ремонте МГ

▲ Fig. 3. Use of quality control automated complex as a part of the mechanized column in case of the main gas pipeline repair



▲ Рис. 4. Общий вид АККК  
▲ Fig. 4. General view of the quality control automated complex

с пропуском мастичного слоя, отсутствием адгезии и несоответствием толщины защитного покрытия требованиям НТД, а также проводить дополнительный поиск коррозионных дефектов [15, 16].

#### Закключение

Применение АККК при проведении ремонтных работ на газопроводах позволит контролировать весь периметр вновь изолированной трубы в целях исключения брака, допущенного в процессе выполнения изоляционных работ, и снизит риск возникновения аварий на МГ.

#### Список литературы

1. Макаров С.Н., Рыбалко В.Г., Рыбалко С.В. Как предотвратить возникновение и развитие дефектов КРН// ТехНадзор. — 2013. — № 3. — С. 48–50.
2. Анализ дефектов, выявленных при диагностическом сопровождении комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций/ А.М. Ангалев, Д.С. Бутусов, А.П. Завьялов, А.И. Мартынов// Газовая промышленность. — 2015. — Спец. вып. «Надежность и ремонт объектов ГТС». — С. 88–90.

3. Рыбалко С.В. Оценка влияния напряженного состояния газопровода на развитие дефектов КРН. URL: [http://bkgis.ru/uploads/posts/2012-10/18-19%20str\\_.pdf](http://bkgis.ru/uploads/posts/2012-10/18-19%20str_.pdf) (дата обращения: 03.09.2018).

4. ГОСТ Р 51164—98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-51164-98> (дата обращения: 05.09.2018).

5. ГОСТ 9.402—2004. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200040460> (дата обращения: 05.09.2018).

6. Standards Technology STP-PT-011—2008. Integrity Management of Stress Corrosion Cracking in Gas Pipeline High Consequence Areas. — New York: ASME Standards Technology LLC Publ., 2008. — 136 p.

7. Standard Practice SP0204—2008. Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology. — Houston: NACE International Publ., 2008. — 26 p.

8. ASME B31G—2009. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. — New York: ASME Setting the Standard Publ., 2009. — 64 p.

9. Stanley G. Pipeline diagnosis emphasizing leak detection: An approach and demonstration. URL: <http://gregstanleyandassociates.com/PipelineMonitoringApproach.pdf> (дата обращения: 06.09.2018).

10. Zaffino K. In-line inspection technology to detect, locate and measure pipeline girth weld defects. URL: <http://www.energy.ca.gov/2015publications/CEC-500-2015-028/CEC-500-2015-028.pdf> (дата обращения: 06.09.2018).

11. Péterfalvi F. Modernizing the leakdetection system for MOL's oil-products pipelines — Part 1// Pipeline Science and Technology. — 2017. — Vol. 1. — № 2. — P. 153–160.

12. Буклешев Д.О. Практическое исследование зависимости скорости коррозии сварных соединений газопроводов от внешних факторов// Технические науки — от теории к практике: материалы LXII Междунар. науч.-практ. конф. — Новосибирск: СибАК, 2016. — С. 22–32.

13. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. — М.: Металлургия, 1976. — 473 с.

14. Исследование влияния коррозионных дефектов на прочность трубопроводов/ В.А. Ворков, Е.О. Капралова, М.А. Федотенко, А.В. Агафонов// Известия Самарского научного центра Российской академии наук. — 2012. — Т. 14. — № 1 (2). — С. 529–533.

15. Рыбалко С.В., Рыбалко В.Г., Ефремов Т.А. Опыт мониторинга технического состояния труб, оставленных в эксплуатации со стресс-коррозионными повреждениями// Вести газовой науки. — 2016. — № 3 (27). — С. 97–101.

16. Перспективы применения высокопроизводительных вихретоковых дефектоскопов при диагностике участков газопроводов/ С.В. Рыбалко, Ю.А. Косырев, М.С. Огородникова и др.// Вести газовой науки. — 2016. — № 3 (27). — С. 140–143.

Rybalco@neftegazdiagnostika.ru  
Материал поступил в редакцию  
13 сентября 2018 г.

«Bezopasnost Truda v Promyshlennosti»/ «Occupational Safety in Industry», 2018, № 10, pp. 30–34.  
DOI: 10.24000/0409-2961-2018-10-30-34

## Concept of the Development of the Quality Control Automated Complex for Insulation Works of the Main Gas Pipelines Linear Part

S.V. Rybalko, General Director,  
Rybalko@neftegazdiagnostika.ru

ООО «NPP «Neftegazdiagnostika», Ekaterinburg, Russia

V.G. Rybalko, Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher

T.A. Efremov, Lead Engineer

IFM UrO RAN, Ekaterinburg, Russia

A.V. Kolpashchikova, Graduate Student

INMT FGAOU VO «UrFU named after the first President of Russia B.N. Yeltsin», Ekaterinburg, Russia

### Abstract

Accidents due to stress corrosion cracking is one of the most serious problems of the gas transmission companies. Based on statistics, similar defects occur in places of the layer separation of the film type protective coating applied during gas pipelines construction. Associated factors for the occurrence of the under film corrosion: pipe poor surface preparation before protective coating application, presence of highly corrosive environment at the place of layer separation. It is impossible to detect such problems with the help of electrometric inspections, electrochemical protection as the main method of corrosion processes control is also ineffective. There are several methods of quality control of protective coatings and the variety of instruments for its implementation. However, the approaches currently used have been developed without considering the features of continuous insulation of gas pipelines long sections, up-to-date insulation materials and technologies for their application, therefore, effective control is not always possible.

The authors of the article have created the concept of the quality control automated complex for the insulation works based on existing experience in the development, production and testing of portable flaw detectors. The project provides for the combination of eddy current control of the insulation coating thickness and acoustic impedance method. Upgraded acoustic impedance and eddy current sensors are integrated into quick-change cart-ridges of the measuring unit. In addition, it is possible to install eddy current repair diagnostics sensors for searching defects of general corrosion and stress corrosion cracking.

**Key words:** defects, corrosion cracking, cracks, gas pipelines destruction, control methods, quality control automated complex for gas pipelines.

### References

1. Makarov S.N., Rybalko V.G., Rybalko S.V. How to prevent the occurrence and development of stress-corrosion cracking defects. *TehNadzor = TekhNadzor*. 2013. № 3. pp. 48–50. (In Russ.).
2. Angalev A.M., Butusov D.S., Zavjalov A.P., Martynov A.I. Analysis of defects detected during the diagnostic support of the complex repair of compressor stations process pipelines. *Gazovaya promyshlennost = Gas Industry*. 2015. Spec. Iss. «Reliability and Repair of the Objects of Gas Transmission Stations». pp. 88–90. (In Russ.).

3. Rybalko S.V. Assessment of the effect of gas pipeline stress state on the development of stress-corrosion cracking defects. Available at: [http://bkgis.ru/uploads/posts/2012-10/18-19%20str\\_.pdf](http://bkgis.ru/uploads/posts/2012-10/18-19%20str_.pdf) (accessed: September 3, 2018). (In Russ.).

4. GOST R 51164–98. Steel main pipelines. General requirements for corrosion protection. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-51164-98> (accessed: September 5, 2018). (In Russ.).

5. GOST 9.402–2004. Unified system of protection against corrosion and aging. Paint and coatings. Preparation of metal surfaces for painting. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200040460> (accessed: September 5, 2018). (In Russ.).

6. Standards Technology STP-PT-011–2008. Integrity Management of Stress Corrosion Cracking in Gas Pipeline High Consequence Areas. New York: ASME Standards Technology LLC Publ., 2008. 136 p.

7. Standard Practice SP0204–2008. Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology. Houston: NACE International Publ., 2008. 26 p.

8. ASME B31G–2009. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. New York: ASME Setting the Standard Publ., 2009. 64 p.

9. Stanley G. Pipeline diagnosis emphasizing leak detection: An approach and demonstration. Available at: <http://gregstanleyandassociates.com/PipelineMonitoringApproach.pdf> (accessed: September 6, 2018).

10. Zaffino K. In-line inspection technology to detect, locate and measure pipeline girth weld defects. Available at: <http://www.energy.ca.gov/2015publications/CEC-500-2015-028/CEC-500-2015-028.pdf> (accessed: September 6, 2018).

11. Péterfalvi F. Modernizing the leakdetection system for MOL's oil-products pipelines — Part 1. *Pipeline Science and Technology*. 2017. Vol. 1. № 2. pp. 153–160.

12. Bukleshev D.O. Practical study of the dependence of the corrosion rate of gas pipelines welded joints on external factors. *Tekhnicheskie nauki — ot teorii k praktike: materialy LXII Mezhdunar. nauch.-prakt. konf.* (Technical sciences — from theory to practice: Materials of the LXII International Scientific and Practical Conference). Novosibirsk: SibAK, 2016. pp. 22–32. (In Russ.).

13. Zhuk N.P. Course of the theory of corrosion and protection of metals. Moscow: Metallurgija, 1976. 473 p. (In Russ.).

14. Vorkov V.A., Kapralova E.O., Fedotenko M.A., Agafonov A.V. Study of the effect of corrosion defects on the pipeline strength. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra Rossiyskoy akademii nauk = News of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*. 2012. Vol. 14. № 1 (2). pp. 529–533. (In Russ.).

15. Rybalko S.V., Rybalko V.G., Efremov T.A. Experience of monitoring technical condition of the pipes left in operation with stress corrosion damage. *Vesti gazovoy nauki = News of the Gas Science*. 2016. № 3 (27). pp. 97–101. (In Russ.).

16. Rybalko S.V., Kosyrev Ju.A., Ogorodnikova M.S., Rybalko V.G., Efremov T.A. Prospects for application of high efficiency eddy current flaw detectors at the diagnosis of gas pipeline sections. *Vesti gazovoy nauki = News of the Gas Science*. 2016. № 3 (27). pp. 140–143. (In Russ.).

Received September 13, 2018