

УДК 622.691.4:620.194.2

Е.А. Спиридович, к.т.н., с.н.с., советник генерального директора, ОАО «Гипрогазцентр», e-mail: petmg@mail.ru

## Оценка эффективности назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов по признаку предрасположенности к КРН

По результатам проведенных ранее исследований были выделены основные факторы внешней среды, сочетание которых провоцирует стресс-коррозию, и разработаны алгоритмы предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) на потенциально опасных участках эксплуатирующихся и вновь сооружаемых магистральных газопроводов. Правильность выбора и локализации таких участков крайне важна как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации. В статье предлагается порядок оценки эффективности назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов по признаку предрасположенности к КРН, а также приводятся примеры оценки эффективности выбора потенциально опасных участков для эксплуатирующихся газотранспортных систем.

**Ключевые слова:** коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), стресс-коррозия, потенциально опасные участки (ПОУ) КРН, надежность газопроводов, предупреждение КРН, алгоритм назначения ПОУ.

Коррозионное растрескивание под напряжением металла труб (КРН, стресс-коррозия) является одной из основных причин аварий на магистральных газопроводах. Опыт эксплуатации газотранспортных систем и история их аварийности показывают, что стресс-коррозионные дефекты на линейной части имеют некоторую локализацию, возникая преимущественно в определенных границах [1–5]. Подобные участки с повышенной вероятностью возникновения КРН получили название потенциально опасных по признаку КРН (ПОУ).

Опыт многочисленных лабораторных экспериментов, стендовых и полевых исследований позволил современным исследователям выделить ряд наиболее характерных для развития КРН характеристик трубопроводов и свойств околотрубного пространства. В качестве наиболее значимых характеристик трубопроводов чаще всего называются срок эксплуатации, диаметр трубопро-

вода, марка стали и технология производства труб, толщина стенки труб, тип изоляционного покрытия. В число характеристик околотрубного пространства, способных в той или иной степени влиять на процессы возникновения и развития КРН, включают тип грунта на участке трассы и уровень грунтовых вод. Также исследователями часто принимаются во внимание и проверяются расстояние места разрушения трубопровода до компрессорной станции, выполнение критерия защищенности участка трубопровода средствами электрохимической защиты, факты постороннего вмешательства, свойства грунтового электролита, случаи нарушения проектных решений.

Результаты последних исследований позволили выделить из множества возможных причин возникновения КРН и обосновать ограниченный перечень факторов, совместное действие которых провоцирует развитие стресс-коррозионных процессов [6–8]:

околотрубное пространство участка сложено тугопластичными грунтами (глинами и суглинками), газопровод изолирован с помощью полимерного ленточного покрытия, участок пересекает уровень наиболее длительного стояния грунтовых вод (УНДС). На основе полученных выводов с использованием предшествующих разработок [15] был составлен алгоритм назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов по признаку предрасположенности к КРН (рис. 1). Специалистами ОАО «Гипрогазцентр» с использованием алгоритма проводились масштабные работы по выявлению ПОУ в зонах ответственности крупнейших газотранспортных предприятий России (рис. 2), составлялись реестры потенциально опасных участков, назначались мероприятия по капитальному ремонту.

Высокая стоимость работ по ремонту магистральных газопроводов и реализации мероприятий, направленных на

предотвращение КРН, объясняют повышенные требования к эффективности назначения ПОУ по признаку предрасположенности к КРН.

Назначение излишне протяженных участков к капитальному ремонту или применение проектных решений, значительно повышающих стоимость сооружения, приводят к необоснованному росту капитальных и эксплуатационных затрат.

Наоборот, занижение протяженности ПОУ или неверное определение границ ПОУ может привести к несвоевременному принятию решений по предотвращению КРН и, как следствие, к аварийному разрушению газопровода.

В практике эксплуатации магистральных газопроводов подобные случаи имели место. Примерами повторного разрушения газопроводов по причине КРН или остановок их работы из-за обнаружения дефектов типа КРН являются случаи ремонтов газопровода Ухта – Торжок IV на участках км 16,350 и км 16,280 и ремонт участков км 1162,5 и км 1164,3 газопровода Ухта – Торжок II.

При ликвидации первого аварийного разрушения на участке ПК 169+50 – ПК 173+50 газопровода Ухта – Торжок IV был заменен фрагмент протяженностью 60 м, при производстве работ не проводилась оценка участка на принадлежность к потенциально опасным по признаку КРН, не реализовывались дополнительные мероприятия по устранению предпосылок к развитию КРН. Результатом стало повторное разрушение по причине КРН на том же участке через три года. При ликвидации последствий повторного разрушения был заменен фрагмент участка общей протяженностью 230 м, определение границ ПОУ и мероприятия по предотвращению КРН, как и в первом случае, не проводились. Еще через два года пропуск средств внутритрубной диагностики выявил колонию протяженных трещин глубиной до 80% толщины стенки труб на участке газопровода ПК 168+88 – ПК 171+50, т.е. и на замененных ранее фрагментах.

В ходе ремонтных работ было выполнено определение границ ПОУ, произведена замена всех труб потенциально

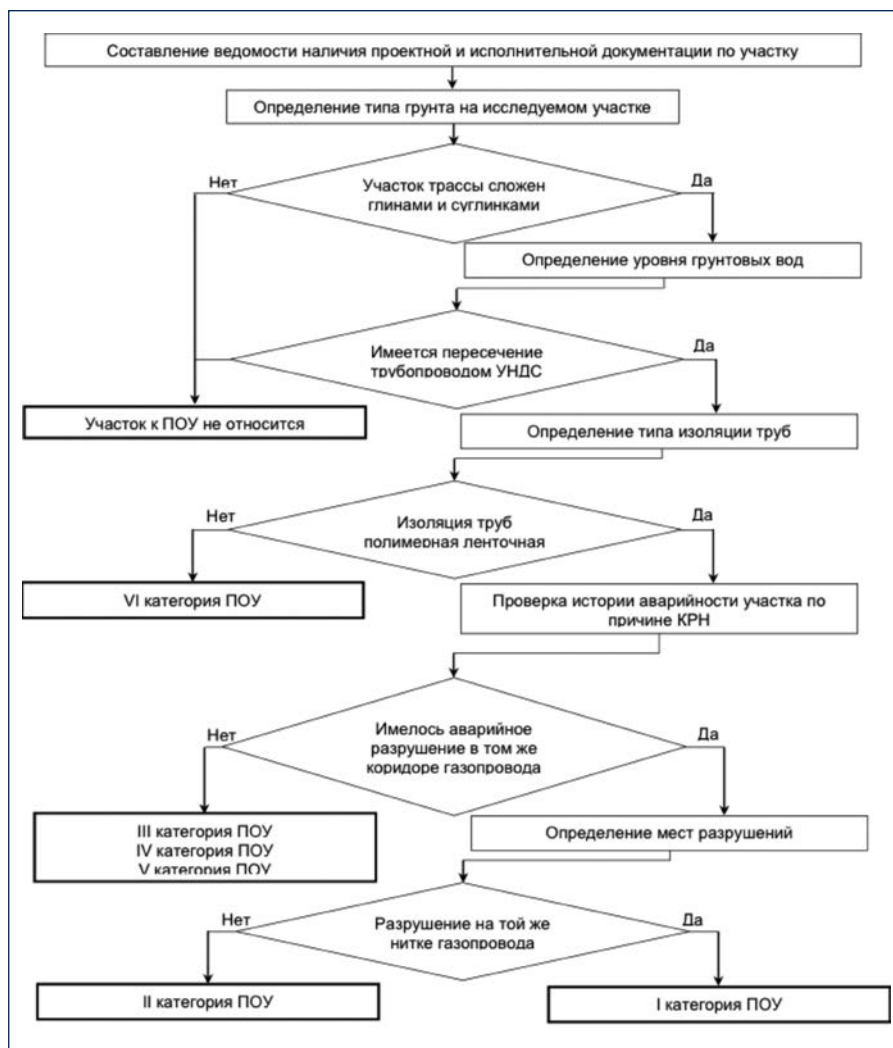


Рис. 1. Алгоритм назначения ПОУ по признаку предрасположенности к КРН

опасного участка на трубы в заводской изоляции, трубы участка уложены на прежние отметки, замена грунта не производилась. Последующие пропуски внутритрубных снарядов не выявили дефектов типа КРН на отремонтированном и прилегающих участках.

Показательным примером является аналогичный случай. На отрезке км 1165 – км 1176 газопровода Ухта – Торжок II произошло четыре аварийных разрушения по причине КРН. Для участка характерно пересечение трубопроводом уровня наиболее длительного стояния грунтовых вод, причем к категории потенциально опасных участков отнесен фрагмент протяженностью 3,4 км (ПК 636+00 – ПК 670+00). Первое аварийное разрушение произошло в непосредственной близости с началом выделенного ПОУ, второе разрушение

произошло также на фрагменте, прилегающем к ПОУ, через пять лет. Два разрушения, относящиеся непосредственно к потенциально опасному участку, произошли еще через два года. В ходе устранения последствий аварийного разрушения заменялись локальные фрагменты протяженностью не более 200 м, в т.ч. с использованием труб с битумной изоляцией, положение трубопровода относительно уровня грунтовых вод не изменялось, замена грунта не производилась, тем самым предпосылки к возникновению КРН сохранились. Через два года после последнего разрушения на этом же участке были выявлены стресс-коррозионные дефекты, в результате чего в ходе ремонтных работ был заменен фрагмент газопровода ПК 630+00 – ПК 680+00 протяженностью 5 км.

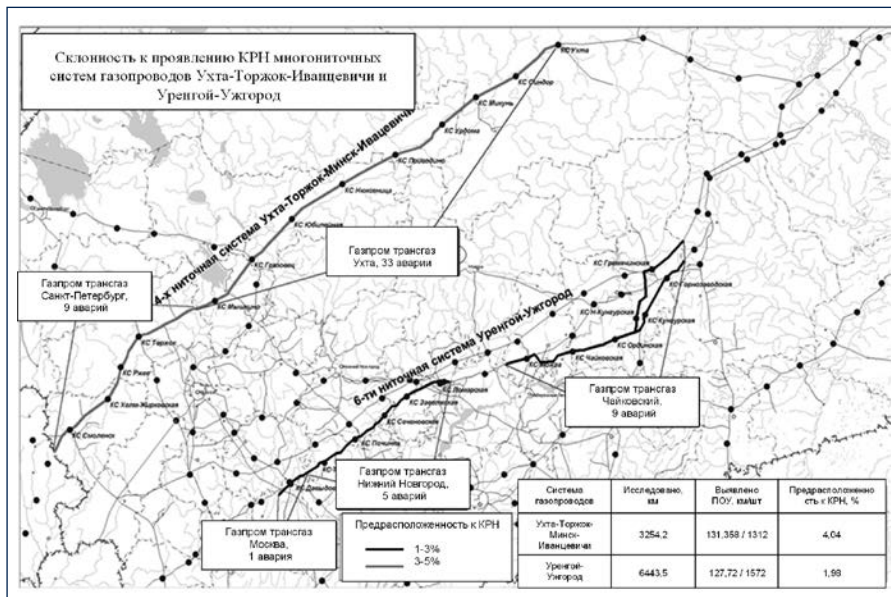


Рис. 2. Исследованные участки газотранспортных систем

Таким образом, крайне важным для длительно эксплуатирующихся газотранспортных систем и газопроводов, сооружаемых в одном коридоре с действующими, является корректное назначение ПОУ по признаку КРН. Для оценки эффективности назначения потенциально опасных участков

магистральных газопроводов, склонных к стресс-коррозии, предлагается использовать коэффициент, учитывающий локализацию аварий по причине КРН (стресс-коррозионных дефектов), отнесенную к доле ПОУ от общей длины рассматриваемого участка магистрального газопровода:

$$A = \frac{N_{\text{поу}}}{N} \cdot \frac{L}{L_{\text{поу}}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где  $N_{\text{поу}}$  – число аварий (дефектов КРН) на выделенном ПОУ;  
 $N$  – число аварий (дефектов КРН) на всем рассматриваемом участке магистрального газопровода в зоне ответственности ЛПУ МГ предприятия;  
 $L_{\text{поу}}$  – протяженность выделенного ПОУ, км;  
 $L$  – длина рассматриваемого участка магистрального газопровода в зоне ответственности ЛПУ МГ предприятия, км.  
 В таблице представлен предлагаемый порядок интерпретации значений коэффициента  $A$ .

В качестве примера выполним оценку эффективности назначения ПОУ на двух участках магистрального газопровода Уренгой – Ужгород (рис. 3), находящегося в эксплуатации около 30 лет. На участке 1 (рис. 3а), расположенном между кранами на ПК 81+50 – 333+50, протяженностью 25,146 км по результатам анализа проектной и исполнительной документации назначено 8 ПОУ по

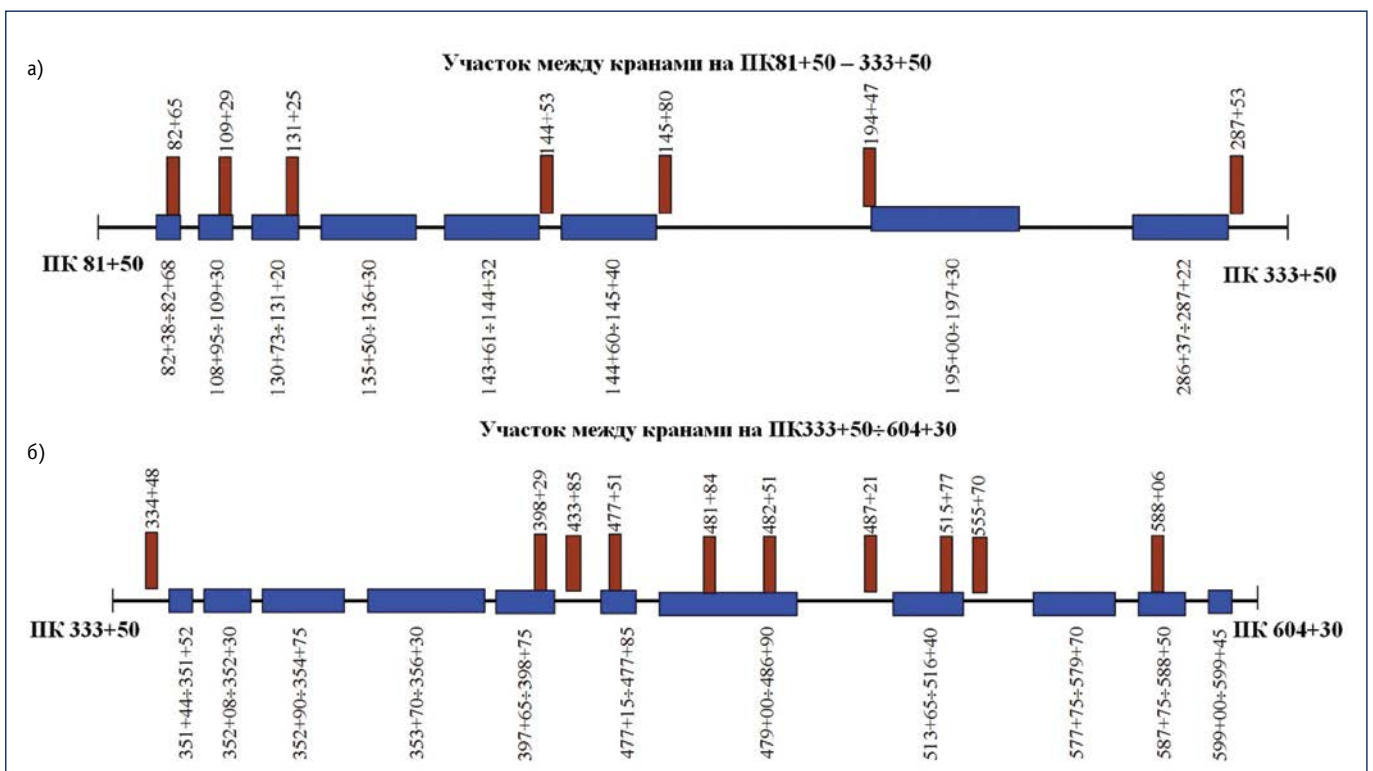


Рис. 3. Схемы анализируемых межкрановых участков с указанием мест расположения назначенных ПОУ и обнаружения стресс-коррозионных дефектов



признаку предрасположенности к КРН. Общая протяженность ПОУ составила 668 м. По результатам проведения внутритрубной диагностики на межкрановом участке выявлено семь стресс-коррозионных дефектов, шесть из которых обнаружены в границах назначенных ПОУ или расположены не дальше 50 м от границ ПОУ (зона разрушения в случае нарушения целостности газопровода). По формуле (1) выполним расчет коэффициента эффективности назначения ПОУ:

$$A_1 = \frac{6}{\frac{0,03+0,045+0,047+0,08+0,071+0,08+0,23+0,085}{25,146}} = 0,32 \cdot 100\%$$

Значение коэффициента  $A_1$  находится в интервале от 0,25 до 0,5, что говорит об удовлетворительной эффективности назначения ПОУ.

Из схемы участка (рис. 3а) видно, что имеют место ПОУ с завышенной протяженностью. Результат позволяет сделать вывод о недостаточности анализа проектной документации, в связи с чем для данного участка рекомендуется проведение дополнительных инженерных изысканий для уточнения

границ ПОУ. Также рекомендуется корректировка периодичности диагностических обследований с учетом факта существования ПОУ на рассматриваемом межкрановом участке с учетом рекомендаций [9, 10].

На участке 2, расположенном между кранами на ПК 333+50 – ПК 604+30, протяженностью 27,028 км по результатам анализа проектной и исполнительной документации назначено 11 ПОУ по признаку предрасположенности к КРН. Общая протяженность ПОУ составила 1835 м. В ходе диагностического обследования с использованием стресс-коррозионного снаряда выявлено 10 трещин КРН, шесть из которых обнаружены в границах назначенных ПОУ.

По формуле (1) выполним расчет коэффициента эффективности назначения ПОУ:

$$A_2 = \frac{6}{\frac{0,008+0,022+0,0185+0,06+0,07+0,79+0,275+0,195+0,075+0,045}{27,028}} = 0,09 \cdot 100\%$$

Расчетное значение коэффициента  $A_2$  относится к интервалу, характеризующему эффективность назначения ПОУ как низкую.

Из схемы видно, что на ряде назначенных ПОУ не было обнаружено стресс-коррозионных дефектов, а часть ПОУ имеет избыточную протяженность. Вместе с тем более половины трещин КРН было обнаружено именно в границах назначенных ПОУ. В данном случае целесообразно проведение дополнительных обследований, направленных на корректировку протяженности и местоположения ПОУ. С высокой степенью достоверности произвести подобную корректировку позволят дополнительные инженерные изыскания и комплексное наземное обследование приборными комплексами БИТА-1 и МАГ-01, по результатам которого будет установлено состояние изоляционного покрытия и выявлены участки, находящиеся в нештатном положении [11–14].

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- разработан и предложен порядок оценки эффективности назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов по признаку предрасположенности к КРН, учиты-



Международная промышленная выставка

## РАЗВИТИЕ ИНФРАСТРУКТУРЫ СИБИРИ

30 сентября – 3 октября 2014

Россия, Новосибирск

В рамках  IDES SIBERIA

- Топливо-энергетический комплекс
- SmartCity «Новосибирск»: комфортный город
- Энергетика

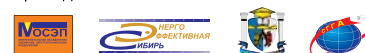
Организатор:



Поддержка:



При содействии:



Место проведения:  
«Новосибирск  
Экспоцентр»

Таблица. Оценка эффективности выбора ПОУ по значениям коэффициента эффективности

Значение коэффициента	Оценка эффективности
0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• при <math>N = 0</math> – ПОУ назначен неверно;</li> <li>• при выявленных признаках предрасположенности к КРН и <math>N = 0</math> – участок эксплуатируется в течение времени, недостаточного для возникновения и развития стресс-коррозионных дефектов либо использованы трубы в заводской изоляции, повреждения на которой отсутствуют</li> </ul>
0–0,25	низкая эффективность назначения ПОУ, необходимо проведение дополнительных инженерных изысканий, локализация ПОУ или выделение дополнительных ПОУ
0,25–0,5	удовлетворительная эффективность, рекомендуются дополнительная локализация ПОУ и корректировка периодичности пропуска средств ВТД на участке
0,5–0,75	высокая эффективность, для участка проводится корректировка периодичности пропуска средств ВТД, рекомендуется реконструкция участка с реализацией мероприятий по предупреждению КРН
0,75 и более	выявлен критически опасный участок, назначается капитальный ремонт участка с реализацией мероприятий по предупреждению КРН

вающий как количество стресс-коррозионных дефектов или аварийных разрушений, произошедших по причине КРН и относящихся к назначенным потенциально опасным участкам, так и протяженность назначенных ПОУ;

- установлено, что анализ проектной документации длительно эксплуатируемых газопроводов не позволяет назначить ПОУ с высокой степенью эффективности по причине устаревания

информации, заложенной на стадии проектирования: не учитываются изменения, происходящие во времени (изменение состава грунтов в результате проведения ремонтных работ, изменение пространственного положения трубопровода и т.д.). Кроме того, при проведении изысканий для разработки проектной документации, выпускаемой более 15 лет назад, не учитывались факт существования ПОУ по признаку

предрасположенности к КРН и требования нормативных документов [15, 16];

- показана необходимость комплексного подхода к назначению ПОУ длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов, включающего в себя наземные обследования с применением современных приборных комплексов, позволяющих уточнить состояние изоляционного покрытия и фактическое положение трубопровода.

## Литература:

1. Соловей В.О. Оценка работоспособности газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19: защищена 22.12.2010 / Соловей Валерий Олегович. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. – 201 с.
2. Яковлев А.Я., Воронин В.Н., Алейников С.Г. и др. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах. – Киров: ОАО «Кировская областная типография», 2009. – 320 с.
3. Пужайло А.Ф., Спиридович Е.А., Лисин В.Н. Апробация методологии способа предотвращения КРН на газопроводах // Сборник научных трудов «Обеспечение безопасности объектов газовой промышленности на стадии проектирования, строительства и эксплуатации». – Н. Новгород, 1999. – С. 27–30.
4. Притау В.В. Коррозионное растрескивание газопроводов под напряжением: история и состояние проблемы // Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ». – 2010. – № 3. – С. 50–53.
5. Александров Ю.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН // Практика противокоррозионной защиты. – 2011. – № 1. – С. 22–26.
6. Пужайло А.Ф., Спиридович Е.А., Лисин В.Н. Выбор критериев оценки предрасположенности многониточных систем МГ к КРН для обеспечения очередности пропуска стресс-коррозионного снаряда и проведения полевой диагностики газопроводов // Материалы отраслевого совещания «Особенности проявления КРН на МГ ОАО «Газпром». Методы диагностики, способы ремонта дефектов и пути предотвращения КРН», 11–15 ноября 2002 г. – Ухта. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С. 48–58.
7. Пужайло А.Ф. Алгоритм отбора экспертной информации для выявления потенциально опасных участков магистральных газопроводов, подверженных стресс-коррозии // Информационно-измерительные и управляющие системы. – 2013. – № 7. – С. 48–52.
8. Пужайло А.Ф., Спиридович Е.А. Анализ данных о состоянии участка магистрального газопровода с целью выявления факторов, влияющих на возникновение и развитие стресс-коррозионных дефектов // Журнал нефтегазового строительства. – 2013. – № 3. – С. 36–39.
9. Пужайло А.Ф., Спиридович Е.А. Определение периодичности проведения внутритрубной диагностики линейной части магистральных газопроводов, предрасположенных к стресс-коррозии // Геоинжиниринг. – 2013. – № 3. – С. 68–70.
10. Пужайло А.Ф., Спиридович Е.А. Назначение времени до очередного диагностирования участков магистральных газопроводов // Материалы Международной конференции «Трубопроводный транспорт – 2013». – Уфа: изд-во УГНТУ, 2013. – С. 113–114.
11. Кривдин А.Ю., Пужайло А.Ф., Спиридович Е.А. и др. Магнитные измерения при диагностике технического состояния магистральных газопроводов // Материалы 16-й Международной деловой встречи «Диагностика-2006» (Сочи, 17–21 апреля 2006 г.). – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – С. 311–321.
12. Кривдин А.Ю., Лисин В.Н., Пужайло А.Ф. и др. Бесконтактный измеритель тока в подземных трубопроводах БИТА-1 // Газовая промышленность. – 2003. – № 11. – С. 60–62.
13. Пужайло А.Ф., Гуськов С.С., Савченков С.В. и др. Оценка точности измерения компонент магнитного поля при магнитометрических обследованиях подземных трубопроводов с поверхности грунта // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. – № 4. – С. 28–32.
14. Савченков С.В., Мусонов В.В., Гуськов С.С. Экспериментальные исследования изменения магнитного поля трубопровода в зонах поверхностных дефектов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. – № 5. – С. 38–42.
15. ВРД 39-1.11-020-99 «Методика по обследованию участков газопроводов, склонных к коррозионному растрескиванию под напряжением». – Введ. 01.12.1999. – Н. Новгород: ОАО «Гипрогазцентр», 1999. – 15 с.
16. СМК-И 25 «Инструкция по предотвращению КРН на проектируемых газопроводах». – Введ. 27.12.2012. – Н. Новгород: ОАО «Гипрогазцентр», 2012. – 34 с.

## ЭкстраСЕМЕНТ™

Уникальный и единственный в России широкий монолитный сегмент из экструзионного пенополистирола «Экстрол», предназначенный для тепловой изоляции наружной поверхности трубопроводов диаметром от 57 мм до 1420 мм при подземной и наземной прокладке в сезоннопромерзающих и вечномёрзлых грунтах. Рабочий диапазон температур для изделий из материала «Экстрол» от -63°C до +75°C. Долговечность материала составляет более 50 лет\*.



### В 2 раза:

- ✓ сокращаются сроки монтажа
- ✓ снижаются трудозатраты
- ✓ улучшается теплоизоляционный эффект
- ✓ увеличивается срок службы



UDC 622.691.4:620.194.2

**E.A. Spiridovich**, Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher, Advisor to General Director JSC «GIPROGAZCENTER», e-mail: info@ggc.nnov.ru

## Estimation Of Efficiency Destination Potentially Dangerous Sections Of Main Gas Pipelines On The Grounds Of Predisposition To SCC

*According to the results of previous studies identified the key factors of the environment, the combination of which makes it possible to stress corrosion, algorithms have been developed to prevent SCC on potentially dangerous sites operated and newly built gas mains. The selection and location of such sites is extremely important as the design stage and at the stage of operation. The paper proposes a procedure for evaluating the effectiveness of destination potentially dangerous sections of pipelines on the basis of susceptibility to SCC, as well as examples of evaluating the effectiveness of selection for potentially dangerous sites operated gas transportation systems.*

**Keywords:** stress corrosion cracking, SCC, stress corrosion, potentially dangerous sections, PDS SCC, reliability of pipelines, preventing SCC, algorithm of detection PDS.

### References:

1. Solovey V.O. Otsenka rabotosposobnosti gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem (Performance evaluation of gas pipelines exposed to stress-corrosion cracking): PhD thesis in Engineering Science: 25.00.19: defended on 22.12.2010 / Valeriy Olegovich Solovey. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2010. – 201 p.
2. Yakovlev A.Ya., Voronin V.N., Aleynikov S.G., et al. Stress-korroziya na magistral'nykh gazoprovodakh (Stress-corrosion of main gas pipelines). – Kirov: Kirov Regional Printing House LLC, 2009. – 320 p.
3. Puzhaylo A.F., Spiridovich Ye.A., Lisin V.N. Aprobatsiya metodologii sposoba predotvratsheniya KRN na gazoprovodakh (Approbatation of procedures for stress-corrosion cracking prevention on gas pipelines) // Collection of research works Safety precautions of the gas industry facilities at the stage of design, construction and operation. – N. Novgorod, 1999. – P. 27–30.
4. Pritula V.V. Korrozionnoe rastreskivanie gazoprovodov pod napryazheniem: istoriya i sostoyanie problemy (Stress-corrosion cracking of gas pipelines: history and status of the problem) // Corrosion of NEFTEGAS Territory. – 2010. – No. 3. – P. 50–53.
5. Aleksandrov Yu.V. Viyavlenie faktorov, initsiiiruyutshikh razvitie razrusheniya magistral'nykh gazoprovodov po prichine KRN (Detection of the factors initiating development of main gas pipeline destruction caused by stress-corrosion cracking) // Practice of anti-corrosion protection. – 2011. – No. 1. – P. 22–26.
6. Puzhaylo A.F., Spiridovich Ye.A., Lisin V.N. Vybor kriteriev otsenki predraspolzhenosti mnogonitochnykh sistem MG k KRN dlya obespecheniya ocherednosti propuska stress-korroziionnogo snaryada i provedeniya polevoi diagnostiki gazoprovodov (Selection of criteria for assessment of the inclination of main gas pipeline multilines systems to stress-corrosion cracking to ensure the order of passing of the stress-corrosion bullet and run the field diagnostics of gas pipelines) // Proceedings of branch meeting «Special cases of stress-corrosion cracking of Gazprom main gas pipelines. Diagnostics methods, deficiency fixing techniques and stress-corrosion cracking prevention», November 11–15, 2002. – Ukhta. Moscow: IRC Gazprom LLC, 2003. – P. 48–58.
7. Puzhaylo A.F. Algoritm otbora ekspertnoi informatsii dlya viyavleniya potentsial'no opasnykh uchastkov magistral'nykh gazoprovodov, podverzhennykh stress-korrozii (Expert information selection algorithm for detection of potentially hazardous sections of main gas pipelines with confirmed stress-corrosion) // Information measurement and control systems. – 2013. – No. 7. – P. 48–52.
8. Puzhaylo A.F., Spiridovich Ye.A. Analiz dannykh o sostoyanii uchastka magistral'nogo gazoprovoda s tsel'yu viyavleniya faktorov, vliyayutshikh na vozniknovenie i razvitie stress-korroziionnykh defektov (Analysis of data on the condition of the main gas pipeline section for discovery of the factors influencing occurrence and development of stress-corrosion defects) // Oil and gas construction journal. – 2013. – No. 3. – P. 36–39.
9. Puzhaylo A.F., Spiridovich Ye.A. Opredelenie periodichnosti provedeniya vnuritrubnoi diagnostiki lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov, predraspolzhennykh k stress-korrozii (Determining periodicity of carrying out in-line inspection of the linear part of main gas pipelines subjected to stress-corrosion) // Geo-engineering. – 2013. – No. 3. – P. 68–70.
10. Puzhaylo A.F., Spiridovich Ye.A. Naznachenie vremeni do ocherednogo diagnostirovaniya uchastkov magistral'nykh gazoprovodov (Setting time till next diagnostics of the main gas pipeline section) // Proceedings of the International Conference «Pipeline Transport – 2013». – Ufa: Publishing house of Ufa State Petroleum Technological University, 2013. – P. 113–114.
11. Krivdin A.Yu., Puzhaylo A.F., Spiridovich Ye.A., et al. Magnitnye izmereniya pri diagnostike tekhnicheskogo sostoyaniya magistral'nykh gazoprovodov (Magnetic measurements in diagnostics of the technical condition of main gas pipelines) // Proceedings of the 16th International Business Meeting «Diagnostics–2006» (Sochi, April 17–21, 2006). – Moscow: IRC Gazprom LLC, 2006. – P. 311–321.
12. Krivdin A.Yu., Lisin V.N., Puzhaylo A.F., et al. Beskontaktnyi izmeritel' toka v podzemnykh truboprovodakh BITA-1 (BITA-1 non-contacting current meter of underground pipelines) // Gas industry. – 2003. – No. 11. – P. 60–62.
13. Puzhaylo A.F., Guskov S.S., Savchenkov S.V., et al. Otsenka tochnosti izmereniya component magnitnogo polya pri magnitometricheskikh obsledovaniyakh podzemnykh truboprovodov s poverkhnosti grunta (Assessment of the magnetic field component measurement accuracy during magnetometric surveys of underground pipelines from the soil surface) // Pipeline transport: theory and practice. – 2012. – No. 4. – P. 28–32.
14. Savchenkov S.V., Musonov V.V., Guskov S.S. Eksperimental'nye issledovaniya izmeneniya magnitnogo polya truboprovoda v zonakh poverkhnostnykh defektov (Experimental research of the change in the magnetic field of the pipeline in the surface defect zones) // Pipeline transport: theory and practice. – 2012. – No. 5. – P. 38–42.
15. Internal Ruling Document VRD 39-1.11-020-99 «Metodika po obsledovaniyu uchastkov gazoprovodov, sklonnykh k korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem» (Procedure for inspection of the gas pipeline sections subjected to stress-corrosion cracking). – Introduced on 01.12.1999. – N. Novgorod: Giprogaztsentr OJSC, 1999. – 15 p.
16. Quality Management System SMK-I 25 «Instruktsiya po predotvratsheniyu KRN na proektiruemykh gazoprovodakh» (Instruction for prevention of stress-corrosion cracking of designed gas pipelines). – Introduced on 27.12.2012. – N. Novgorod: Giprogaztsentr OJSC, 2012. – p. 34.