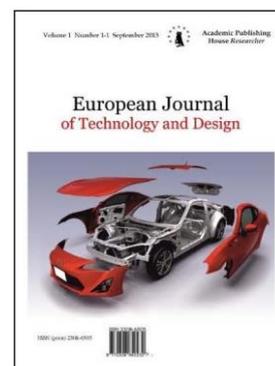


Copyright © 2020 by Academic Publishing House Researcher s.r.o.



Published in the Slovak Republic
European Journal of Technology and Design
Has been issued since 2013.
E-ISSN: 2310-3450
2020, 8(1): 3-9

DOI: 10.13187/ejtd.2020.1.3
www.ejournal4.com



Articles

Protection of Pipeline Elements from Stress Corrosion Cracking

Alexey P. Ilyin ^{a,*}, Vladimir K. Pyankov ^a, Artem A. Prisyazhnyuk ^a

^a Kalashnikov Izhevsk State Technical University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

The paper analyzes the causes of corrosion cracking under stress of main pipelines. To reduce the likelihood of cracking, it is proposed to insulate the inner wall of the main pipeline with a mineral-polymer coating. A mathematical model of heat transfer through a multilayer cylindrical wall in the soil is constructed, which takes into account the influence of soil temperature, the depth of the main pipeline on the heat flow through the pipe wall. As a result, the use of an internal insulating mineral-polymer coating reduces the heat flux through the pipe wall by almost half, which reduces the likelihood of stress corrosion cracking.

Keywords: stress corrosion cracking, gas main, heat equation, heat flow.

1. Введение

Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов во многом является проблемой повышения их надежности и долговечности. Зачастую аварии на нефтепроводах и газопроводах влекут за собой экологические проблемы, устранение которых требует значительных материальных и экономических ресурсов. В настоящее время интенсивность отказов основной части трубопроводных систем в России увеличивается. Основная причина аварий – коррозионные повреждения. Анализ отказов и результаты диагностики состояния магистральных трубопроводов в России и за рубежом показывают, что коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН) подвержены газопроводы и нефтепроводы, пролегающие в различных природно-климатических районах, сооруженные из труб разного производства, отличающихся по конструкции и размерам.

Согласно исследованиям Р.И. Богданова и др. установлено, что трещины могут быть как узкие без следов коррозии на берегах, так и широкие с растравленными берегами. Как правило трещины образуются вдоль оси трубы параллельно друг другу. Одним из факторов, влияющих на образование КРН является высокая температура. По некоторым данным образование трещин экспоненциально растет с повышением температуры (Богданов и др., 2016).

Теории развития процесса КРН в металлах посвящено много исследований. Следует отметить таких ученых, как В.И. Астафьев, Л.К. Ширяева, О.И. Стеклов, Д.П. Варламов, К.Б. Конищев, А.М. Семенов, С.А. Сильвестров, А.К. Гумеров, которые добились существенных результатов в моделировании возникновения, распространения напряжений

* Corresponding author
E-mail addresses: ilalp@inbox.ru (A.P. Ilyin)

и накопления поврежденности (Астафьев и др., 1996; Астафьев, 1998; Астафьев, Ширяева, 1998; Конищев и др., 2019; Сильвестров, Гумеров, 2018).

Экспериментальные исследования направлены на совершенствование способов защиты трубопроводов от коррозии и диагностирования состояния их стенок (Варламов, Стеклов, 2012; Агинея и др., 2012; Чучкалов, Гареев, 2014; Усманов и др., 2014). Предлагаются активные и пассивные методы защиты труб от коррозии. Основным способом диагностирования состояния трубопроводов является дефектоскопия.

Несмотря на то, что этой проблеме посвящены многочисленные исследования отечественных и зарубежных авторов, в настоящее время она еще полностью не решена и многие вопросы остаются открытыми.

Таким образом, целью работы является разработка способов защиты магистральных трубопроводов и отводов от коррозионных процессов растрескивания.

2. Обсуждение и результаты

С развитием химической промышленности появляются новые изоляционные покрытия, с хорошей адгезией и свойством абразивостойкости, с широким температурным диапазоном работы, с большим относительным удлинением до разрыва и другими свойствами (Отраслевой портал...; Копейский завод...).

Для коррозионной защиты трубопроводов в настоящее время применяются минерально-полимерное и цементно-полимерное покрытия. Их могут наносить как на внешнюю поверхность, так и на внутреннюю. Для защиты эксплуатируемых трубопроводов от КРН в рамках данной работы предложено использовать минерально-полимерное покрытие внутренней стенки. Это позволит продлить срок службы трубы.

Как уже описано ранее, основной причиной возникновения КРН является частые перепады температуры, в результате которых труба то расширяется, то сжимается. Следовательно, уменьшив диапазон колебания температур самой трубы, сможем уменьшить вероятность возникновения трещин на стенках трубопровода.

Для того, чтобы определить влияние внутреннего полимерного покрытия на КРН стенок трубопровода, рассмотрим процесс теплопередачи через многослойную цилиндрическую стенку без полимерного покрытия и с нанесенным на внутреннюю стенку полимерным покрытием.

Пусть трубопровод уложен в грунт с коэффициентов теплопроводности $\lambda_{гр}$ на глубину h (Рисунок 1).

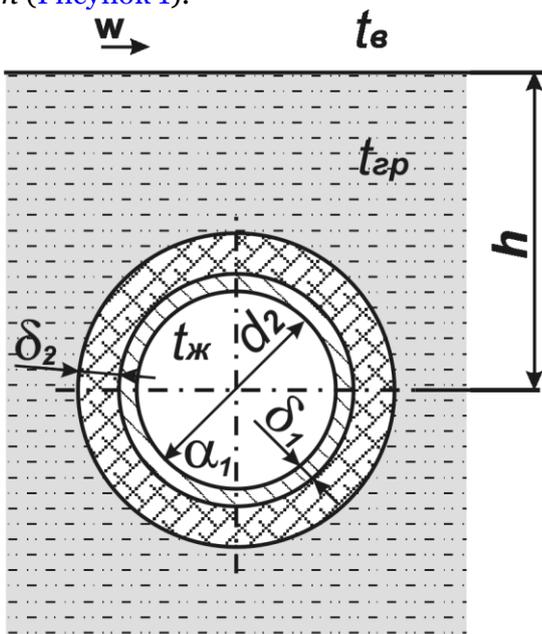


Рис. 1. Схема заглубленного трубопровода

Температура грунта в районе прокладки трубопровода t_{gp} , температура окружающего воздуха t_a , а скорость ветра у поверхности земли w_a .

По трубопроводу перекачивается природный газ с массовым расходом G . Температура газа после узла подключения газокomppressorной станции $t_{жс1}$, а в конце участка перед следующей станцией – $t_{жс2}$. Коэффициент теплопроводности стенки трубы λ_1 .

Определим изменение теплового потока через многослойную цилиндрическую стенку трубопровода с внутренним полимерным покрытием и без него.

Для этого рассмотрим первую задачу – процесс теплопередачи через двуслойную стенку без внутреннего изоляционного покрытия.

Дифференциальное уравнение стационарного теплообмена через стенку трубопровода в цилиндрической системе координат имеет вид:

$$\frac{d^2 t}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dt}{dr} = 0$$

с граничными условиями второго рода:

$$\left\{ \begin{array}{l} q_l = \frac{2\pi(t_1 - t_2)}{\frac{1}{\lambda_1} \ln \frac{r_2}{r_1}} \\ q_l = \frac{2\pi(t_2 - t_3)}{\frac{1}{\lambda_2} \ln \frac{r_3}{r_2}} \end{array} \right.$$

и с начальными условиями: температура газа внутри трубопровода после узла подключения $t_{жс1} = 30^\circ\text{C}$; температура грунта $t_{gp} = 16^\circ\text{C}$.

Примем следующие допущения:

- 1) грунт – суглинок, $\lambda_{gp} = 0,9 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$;
- 2) температура окружающего воздуха $t_a = 20^\circ\text{C}$, скорость ветра у поверхности земли $w_a = 5 \text{ м/с}$;
- 3) изоляция трубопровода – пенополиуретан, $\lambda_2 = 0,04 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$, толщина $\delta_2 = 3 \text{ мм}$;
- 4) трубопровод – сталь, внутренний диаметр $d_{вн} = 1020 \text{ мм}$, толщина стенки $\delta_1 = 16 \text{ мм}$, $\lambda_1 = 38 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$, глубина залегания $h = 1,5 \text{ м}$;
- 5) скорость движения газа в трубопроводе 7 км/ч .

Коэффициент теплоотдачи от газа к поверхности трубопровода:

$$\alpha_1 = 21,02 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$$

Коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта к атмосферному воздуху определяется по формуле

$$\alpha_2 = 9,77 + 0,04 (t_{gp} - t_a) + 7 \sqrt{w_a} = 25,26 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$$

Линейная плотность теплового потока от заглубленного трубопровода

$$q_l = \frac{\pi(t_{жс} - t_a)}{\frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda_c} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\lambda_u} \ln \frac{d_3}{d_2} + R_{gp}} = 22,87 \text{ Вт/м,}$$

где $R_{gp} = \frac{1}{2\lambda_{gp}} \ln \left[\frac{2h_3}{d_3} + \sqrt{\left(\frac{2h_3}{d_3}\right)^2 - 1} \right]$ – термическое сопротивление грунта;

$$h_3 = h + \frac{d_3}{2} \left[1 + ch \left(\frac{2\lambda_{gp}}{\alpha_2 \cdot d_3} \right) \right].$$

Рассмотрим вторую задачу – процесс теплопередачи через трехслойную стенку с внутренним изоляционным покрытием стенки трубопровода.

Дифференциальное уравнение стационарного теплообмена через стенку трубопровода в цилиндрической системе координат имеет вид:

$$\frac{d^2 t}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dt}{dr} = 0$$

с граничными условиями второго рода:

$$\left\{ \begin{array}{l} q_l = \frac{2\pi(t_1 - t_2)}{\frac{1}{\lambda_1} \ln \frac{r_2}{r_1}} \\ q_l = \frac{2\pi(t_2 - t_3)}{\frac{1}{\lambda_2} \ln \frac{r_3}{r_2}} \\ q_l = \frac{2\pi(t_3 - t_4)}{\frac{1}{\lambda_3} \ln \frac{r_4}{r_3}} \end{array} \right.$$

и с начальными условиями: температура газа внутри трубопровода после узла подключения $t_{жс} = 30^\circ\text{C}$; температура грунта $t_{гп} = 16^\circ\text{C}$.

Примем следующие допущения:

- 1) для трубы и внешней изоляции исходные данные те же, как и в предыдущей задаче;
- 2) характеристики внутреннего изоляционного минерально-полимерного покрытия: $\lambda_n = 0,07 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$, толщина $\delta_n = 2 \text{ мм}$;

Коэффициент теплоотдачи от газа к поверхности трубопровода:

$$\alpha_1 = 21,02 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$$

Коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта к атмосферному воздуху определяется по формуле

$$\alpha_2 = 9,77 + 0,04 (t_{гп} - t_{в}) + 7 \sqrt{w_{в}} = 25,26 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К}).$$

Линейная плотность теплового потока от заглубленного трубопровода

$$q_l = \frac{\pi(t_{жс} - t_{г})}{\frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda_n} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\lambda_c} \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{2\lambda_u} \ln \frac{d_4}{d_3} + R_{гп}} = 11,61 \text{ Вт}/\text{м},$$

$$\text{где } R_{гп} = \frac{1}{2\lambda_{гп}} \ln \left[\frac{2h_г}{d_4} + \sqrt{\left(\frac{2h_г}{d_4}\right)^2 - 1} \right] \text{ – термическое сопротивление грунта;}$$

$$h_г = h + \frac{d_4}{2} \left[1 + ch \left(\frac{2\lambda_{гп}}{\alpha_2 \cdot d_4} \right) \right].$$

В результате расчетов установлено, что тепловой поток после покрытия внутренней стенки защитным полимерным слоем в 2 мм уменьшился в 1,97 раз. Это означает, что стальная стенка трубопровода будет меньше нагреваться, как следствие будет меньше расширяться и сжиматься.

4. Заключение

Газовые отводы компрессорных станций после узла подключения эксплуатируются при широком диапазоне перепада температур. Перекачиваемый газ после

компримирования нагревается. Согласно требованиям ПАО «Газпром» его необходимо охлаждать. Чаще всего используют воздушное охлаждение при помощи аппаратов воздушного охлаждения, у которых эффективность днем в жаркую погоду снижается, а к вечеру – увеличивается. Соответственно, в процессе эксплуатации диапазон температур широкий, что не может не сказаться отрицательно на трубопроводе. Таким образом, внутреннее изоляционное минерально-полимерное покрытие позволяет уменьшить тепловой поток через стенку трубопровода. Как следствие, снижаются резкие перепады температур в процессе эксплуатации, что уменьшает вероятность образования КРН трубопровода.

Литература

Агиней и др., 2012 – Агиней Р.В., Александров Ю.В., Юшманов В.Н., Волкова И.И. Обоснование рационального диапазона катодной поляризации газопроводов, работающих в условиях коррозионного растрескивания под напряжением // *Практика противокоррозионной защиты*. 2012. № 3 (65). С. 46-51.

Астафьев и др., 1996 – Астафьев В.И., Радаев Ю.Н., Степанова Л.В., Ширяева Л.К. Накопление поврежденности и разрушение металлов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением / Отчет о НИР № 96-01-01064 (Российский фонд фундаментальных исследований). 1996.

Астафьев, 1998 – Астафьев В.И. Накопление поврежденности и разрушение металлов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением / Отчет о НИР № 96 01-01064 (Российский фонд фундаментальных исследований). 1998.

Астафьев, Ширяева, 1997 – Астафьев В.И., Ширяева Л.К. Накопление поврежденности и разрушение металлов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением // *Известия Академии наук. Механика твердого тела*. 1997. № 3. С. 115-124.

Астафьев, Ширяева, 1998 – Астафьев В.И., Ширяева Л.К. Накопление поврежденности и разрушение металлов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением: монография. Самара, 1998.

Богданов и др., 2016 – Богданов Р.И., Ряховских И.В., Есеев Т.С., Завгороднев А.В., Игнатенко В.Э. Особенности проявления коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов на территории Российской Федерации // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. 2016. № 3 (27). С. 12-22.

Варламов, Стеклов, 2012 – Варламов Д.П., Стеклов О.И. Анализ внутритрубной дефектоскопии магистральных газопроводов по дефектам коррозионного растрескивания под напряжением и сварным соединениям // *Промышленный сервис*. 2012. № 1. С. 6-16.

Конищев и др., 2019 – Конищев К.Б., Семенов А.М., Чабан А.С., Лобанова Н.А., Кашиковский Р.В. Особенности механизма коррозионного растрескивания под напряжением металла труб в средах, содержащих сероводород и диоксид углерода // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. 2019. № 3 (40). С. 60-66.

Копейский завод... – Копейский завод изоляции труб. Эпоксидное покрытие труб [Электронный ресурс]. URL: https://www.kzit.ru/company/articles/epoksidnoe_pokrytie_trub/ (17.04.2020).

Отраслевой портал... – Отраслевой портал российских ППУ подрядчиков. Полимоочевина [Электронный ресурс]. URL: <https://pmppu.ru/polimochevina/> (17.04.2020).

Сильвестров, Гумеров, 2018 – Сильвестров С.А., Гумеров А.К. Инкубационный период развития коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных трубопроводах // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2018. № 3 (113). С. 95-113.

Усманов и др., 2014 – Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М. Разработка технологии выявления и ремонта потенциально опасных участков газопроводов по признаку поперечного коррозионного растрескивания под напряжением // *Территория Нефтегаз*. 2014. № 12. С. 76-79.

Чучкалов, Гареев, 2014 – Чучкалов М.В., Гареев А.Г. Прогнозирование долговечности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2014. № 1 (95). С. 76-85.

References

- Aginei i dr., 2012** – Aginei, R.V., Aleksandrov, Yu.V., Yushmanov, V.N., Volkova, I.I. (2012). Obosnovanie ratsional'nogo diapazona katodnoi polarizatsii gazoprovodov, rabotayushchikh v usloviyakh korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem [Justification of the rational range of cathodic polarization of gas pipelines operating in conditions of stress corrosion cracking]. *Praktika protivokorrozionnoi zashchity*. № 3 (65). Pp. 46-51. [in Russian]
- Astafev i dr., 1996** – Astafev, V.I., Radaev, Yu.N., Stepanova, L.V., Shiryayeva, L.K. (1996). Nakoplenie povrezhdennosti i razrushenie metallov v usloviyakh korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem [Accumulation of damage and destruction of metals under stress corrosion cracking]. Otchet o NIR № 96-01-01064 (Rossiiskii fond fundamental'nykh issledovaniy). [in Russian]
- Astafev, 1998** – Astafev, V.I. (1998). Nakoplenie povrezhdennosti i razrushenie metallov v usloviyakh korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem [Accumulation of damage and destruction of metals under stress corrosion cracking]. Otchet o NIR № 96 01-01064 (Rossiiskii fond fundamental'nykh issledovaniy). [in Russian]
- Astafev, Shiryayeva, 1997** – Astafev, V.I., Shiryayeva, L.K. (1997). Nakoplenie povrezhdennosti i razrushenie metallov v usloviyakh korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem [Accumulation of damage and destruction of metals under stress corrosion cracking]. *Izvestiya Akademii nauk. Mekhanika tverdogo tela*. № 3. Pp. 115-124. [in Russian]
- Astafev, Shiryayeva, 1998** – Astafev, V.I., Shiryayeva, L.K. (1998). Nakoplenie povrezhdennosti i razrushenie metallov v usloviyakh korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem [Accumulation of damage and destruction of metals under stress corrosion cracking]: monografiya. Samara.
- Bogdanov i dr., 2016** – Bogdanov, R.I., Ryakhovskikh, I.V., Esiev, T.S., Zavgorodnev, A.V., Ignatenko, V.E. (2016). Osobennosti proyavleniya korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem magistral'nykh gazoprovodov na territorii Rossiiskoi Federatsii [Features of the manifestation of stress corrosion cracking of gas pipelines on the territory of the Russian Federation]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik Vesti gazovoi nauki*. № 3 (27). Pp. 12-22. [in Russian]
- Chuchkalov, Gareev, 2014** – Chuchkalov, M.V., Gareev, A.G. (2014). Prognozirovaniye dolgovechnosti magistral'nykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem [Prediction of durability of main gas pipelines subject to stress corrosion cracking]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*. № 1 (95). Pp. 76-85. [in Russian]
- Konishchev i dr., 2019** – Konishchev, K.B., Semenov, A.M., Chaban, A.S., Lobanova, N.A., Kashkovskii, R.V. (2019). Osobennosti mekhanizma korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem metalla trub v sredakh, sodержashchikh serovodorod i dioksid uglevodoroda [Features of the mechanism of stress corrosion cracking of metal pipes in media containing hydrogen sulfide and hydrocarbon dioxide]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik Vesti gazovoi nauki*. № 3 (40). Pp. 60-66. [in Russian]
- Kopeiskii zavod...** – Kopeiskii zavod izolyatsii trub. Epoksidnoe pokrytie trub [Kopeysk pipe insulation plant. Epoxy coating of pipes]. [Elektronnyi resurs]. URL: https://www.kzit.ru/company/articles/epoksidnoe_pokrytie_trub/ (17.04.2020). [in Russian]
- Otraslevoi portal...** – Otraslevoi portal rossiiskikh PPU podryadchikov. Polimochevina [The industry portal of Russian PPU contractors. Polyurea]. [Elektronnyi resurs]. URL: <https://pmppu.ru/polimochevina/> (17.04.2020). [in Russian]
- Sil'vestrov, Gumerov, 2018** – Sil'vestrov, S.A., Gumerov, A.K. (2018). Inkubatsionnyi period razvitiya korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem na magistral'nykh truboprovodakh [The incubation period for the development of stress corrosion cracking on trunk pipelines]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*. № 3 (113). Pp. 95-113. [in Russian]
- Usmanov i dr., 2014** – Usmanov, R.R., Chuchkalov, M.V., Askarov, R.M. (2014). Razrabotka tekhnologii vyyavleniya i remonta potentsial'no opasnykh uchastkov gazoprovodov po priznaku poperechnogo korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem [Development of technology for identifying and repairing potentially hazardous sections of gas pipelines based on transverse stress corrosion cracking]. *Territoriya Neftegaz*. № 12. Pp. 76-79. [in Russian]
- Varlamov, Steklov, 2012** – Varlamov, D.P., Steklov, O.I. (2012). Analiz vnutritrubnoi defektoskopii magistral'nykh gazoprovodov po defektam korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem i svarnym soedineniyam [Analysis of in-line defectoscopy of gas pipelines for

defects in stress corrosion cracking and welded joints]. *Promyshlenniy servis*. № 1. Pp. 6-16. [in Russian]

Защита элементов трубопровода от коррозионного растрескивания под напряжением

Алексей Петрович Ильин ^{a, *}, Владимир Константинович Пьянков ^a,
Артем Анатольевич Присяжнюк ^a

^a Ижевский государственный технический университет имени М.Т. Калашникова,
Ижевск, Российская Федерация

Аннотация. В работе проведен анализ причин возникновения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных трубопроводов. Для снижения вероятности возникновения трещин предложено изолировать внутреннюю стенку магистрального трубопровода минерально-полимерным покрытием. Построена математическая модель теплопередачи через многослойную цилиндрическую стенку в грунте, в которой учтены влияние, температуры грунта, глубина залегания магистрального трубопровода на тепловой поток через стенку трубопровода. В результате, использование внутреннего изоляционного минерально-полимерного покрытия позволяет уменьшить тепловой поток через стенку трубопровода почти в два раза, что уменьшает вероятность коррозионного растрескивания под напряжением трубы.

Ключевые слова: коррозионное растрескивание под напряжением, магистральный газопровод, уравнение теплопроводности, тепловой поток.

* Корреспондирующий автор
Адреса электронной почты: ilalp@inbox.ru (А.П. Ильин)