

УДК 622.691.4

ОЦЕНКА СТАТИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ УЧАСТКОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С КОЛОНИЕЙ КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН

© 2014 В.А. Субботин¹, И.В. Щербо², С.А. Холодков², М.Г. Гиорбелидзе²

¹«Газпром трансгаз Самара»

²Инженерно-технический центр «Газпром трансгаз Самара»

В статье представлен апробированный аналитический аппарат для определения сложного напряжённого состояния в материале линейной части магистрального газопровода с коррозионным растрескиванием под напряжением в виде колонии трещин. Определены критические напряжения и получена аналитическая зависимость для расчёта допустимого внутреннего давления для повреждённого трубопровода, не удовлетворяющего условиям прочности. Приведённая расчётная модель напряжённого состояния отличается от своих аналогов тем, что не ограничивается стандартными приёмами, основанными только лишь на ослаблении сечения, а учитывает концентрацию напряжений в зоне с поверхностным дефектом, что положительно сказывается на точности определяемых параметров. Введённые дополнительные условия при выборе допускаемых напряжений обеспечивают корректность прочностного расчёта, особенно в тех случаях, когда в стенке трубопровода имеются коррозионные трещины с относительно большой глубиной. Помимо этого, в представленном способе имеется возможность учесть влияние термической составляющей на сложное напряжённое состояние. Изложенный теоретический аппарат нашёл подтверждение при конечно-элементном моделировании в программной среде Ansys Mechanical. Результатами практической реализации данной работы являются приведённые рекомендации по оценке технического состояния труб с трещиноподобными дефектами различной природы, а также определение величины максимального разрешённого рабочего давления, удовлетворяющего условиям прочности при эксплуатации магистрального газопровода, подверженного коррозионному растрескиванию под напряжением.

Магистральный газопровод, прочность, критическое напряжение, концентратор напряжения, критерий пластичности, допустимое давление, техническое состояние.

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), также известное как стресс-коррозия (рис. 1), стало одной из основных причин возникновения аварий на магистральных газопроводах (МГ) большого диаметра. В условиях старения газотранспортной системы, наличия факторов, негативно отражающихся на её надёжности, в совокупности с недостаточным финансированием требуется новый подход, основанный на определении сложного напряжённого состояния материала газопровода в зонах с указанными повреждениями.

Вычисление основных компонент тензора напряжений

Участок рассматриваемой трубопроводной конструкции представляет собой тонкостенный цилиндр, в котором реализуется плоское (двухосное) напряжённое состояние (ПНС), при котором одна из



Рис. 1. Дефекты КРН в виде колонии трещин, выявленные магнитопорошковым методом контроля

главных площадок свободна от напряжений в силу малости радиальной составляющей [2] $\sigma_{рад} \approx 0$ (рис.2). Тензор напряжений при ПНС в главных осях принимает следующий вид:

$$T_{\sigma}^{ПНС} = \begin{pmatrix} \sigma_{кц} & 0 \\ 0 & \sigma_{нр} \end{pmatrix}.$$

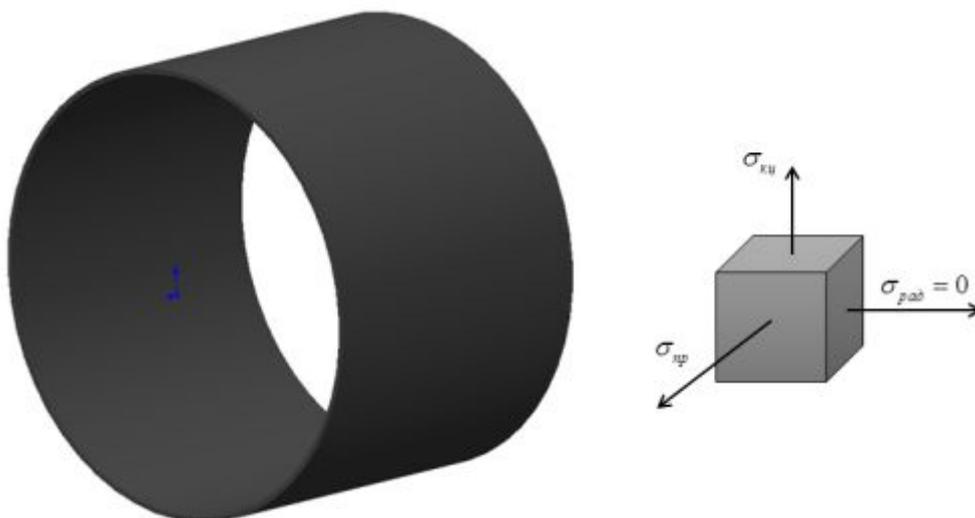


Рис.2. Напряжённое состояние материала в точке при ПНС

Расчёт максимальных кольцевых напряжений σ_{kc} в стенке трубопровода, работающего под внутренним давлением в течение длительного времени, проводят согласно [1, 2] в соответствии с первой теорией прочности, построенной на предположении, что опасное состояние материала с возможностью разрушения конструкции наступает в момент, когда наибольшее по абсолютной величине нормальное напряжение достигает опасного значения:

$$\sigma_{kc} = \frac{nP(D - 2\delta_n)}{2\delta_n}, \quad (1)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке; p – рабочее (нормативное) давление в газопроводе, МПа; D – наружный диаметр трубы, мм; δ_n – номинальная толщина стенки трубы, мм.

Такие напряжения σ_{kc} , которые могут быть неуравновешенными по толщине трубы, являются наиболее опасными с точки зрения возможности коррозионного растрескивания материала, к тому же они могут складываться с технологическими и сварочными напряжениями.

Продольные напряжения σ_{np} , возникающие в стенке трубопровода параллельно его оси симметрии вследствие действия внутреннего избыточного давле-

ния, согласно [1], определяются выражением:

$$\sigma_{np} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{nP(D - \delta_n)}{2\delta_n}, \quad (2)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; E – модуль упругости (модуль Юнга), МПа; Δt – расчётный температурный перепад, $^{\circ}\text{C}$; μ – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

Сложное напряжённое состояние, которое испытывает материал трубопровода, определяется в соответствии с критерием пластичности Мизеса [3], построенным на предположении, что момент наступления опасного состояния материала с последующим разрушением конструкции зависит от величины потенциальной энергии, накапливающейся при деформации в единице объёма материала, т.е. от численно равной ей удельной работы деформации, выраженной через все основные компоненты тензора напряжений:

$$\sigma_{экв} = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{w} \leq R_2, \quad (3)$$

где

$$w = (\sigma_{kc} - \sigma_{np})^2 + (\sigma_{np} - \sigma_{rad})^2 + (\sigma_{rad} - \sigma_{kc})^2,$$

R_2 – расчётные допустимые напряжения при одноосном растяжении, определяемые в соответствии с [1].

С учётом того, что при нагружении трубопровода внутренним давлением радиальное напряжение $\sigma_{рад} \approx 0$, окончательно имеем:

$$\sigma_{эквIV} = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_{кц} - \sigma_{нр})^2 + (\sigma_{нр})^2 + (\sigma_{кц})^2} \leq R_2. \quad (4)$$

До тех пор, пока эквивалентные напряжения не превышают допустимых, исключается накопление пластических деформаций, и, следовательно, обеспечивается условие прочности конструкции. Критерий пластичности Мизеса хорошо согласуется с экспериментальными данными, и лишён недостатков, присутствующих в теории наибольшего нормального напряжения и критерии Треска – Сен-Венана, используемых при расчётах в [1, 2].

Расчёт локальных напряжений в зоне с коррозионной трещиной

После диагностического обследования участка трубопровода с колонией коррозионных трещин по расчётным схемам объёмного дефекта, подробно изложенным в [4, 5], описывают их геометрические параметры и конфигурацию, определяют коэффициенты концентрации упруго-пластических напряжений и компоненты локальных напряжений [5]:

$$\begin{aligned} \sigma_{кц}^{лок} &= \sigma_{кц} \gamma_{кц} = \\ &= \sigma_{кц} \left(\frac{1 + \eta k_0}{2\eta} + \frac{1 - \eta k_0}{2\eta} th \left(\frac{\sqrt{3}}{2} (l^* + \eta\pi - \pi) \right) \right); \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{нр}^{лок} &= \sigma_{нр} \gamma_{нр} = \\ &= \sigma_{нр} \left(\frac{\pi\eta + 2(1-\eta)\sin\beta}{\eta(\pi-\beta(1-\eta))} + \frac{(k_0-1)(\pi-\beta)}{\pi} \right); \end{aligned} \quad (6)$$

$$\eta = \frac{\delta_n - h}{\delta_n}; \quad (7)$$

$$k_0 = 3 - 2^{\frac{3\eta-1}{2\eta}}; \quad (8)$$

$$D^* = D - \frac{w}{\pi}; \quad (9)$$

$$\beta = \arctg \left(\frac{w}{l} \right); \quad (10)$$

$$l^* = \frac{l}{\sqrt{0,5D^*(\delta_n - h)}}, \quad (11)$$

где $\gamma_{кц}$; $\gamma_{нр}$ – коэффициенты концентрации упруго-пластических напряжений; h – максимальная глубина дефекта, мм; l – протяжённость трещины (колонии трещин), мм; w – ширина дефекта, мм; β – угол наклона дефекта к оси трубы, град.

Сложное напряжённое состояние, которое испытывает материал трубопровода в зоне дефекта, в соответствии с критерием пластичности Мизеса, определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \sigma_{эквIV}^{лок} &= \\ &= \sqrt{(\sigma_{кц}^{лок} - \sigma_{нр}^{лок})^2 + (\sigma_{кц}^{лок})^2 + (\sigma_{нр}^{лок})^2} \leq R_2. \end{aligned} \quad (12)$$

Определение критических напряжений, приводящих к разрушению конструкции

За критерий опасности стресс-коррозионного дефекта принято критическое напряжение $\sigma_{кр}$, которое свидетельствует о начале процессов разрушения конструкции, связанных с ростом трещин или раскрытия дефектов. Его определяют в соответствии с [4] по следующей формуле:

$$\sigma_{кр} = \frac{K_{IC}^2 \cdot \Phi^2}{\pi h \cdot 10^{-3} \cdot F^2} \sqrt{b}, \quad (13)$$

$$\text{где } b = \sqrt{\frac{k_p^4}{4\sigma_b^4} + \frac{(\pi h \cdot 10^{-3})^2 \cdot F^4}{K_{IC}^4 \cdot \Phi^4}} - \frac{k_p^2}{2\sigma_b^2},$$

K_{IC} – эмпирическая зависимость, дающая консервативную оценку значения ударной вязкости, МПа $\times\sqrt{м}$; Φ – полный эллиптический интеграл второго рода; F – поправочная функция, зависящая от параметров трещины; σ_b – предел прочности материала, МПа; k_p – поправочный коэффициент.

Эмпирическая зависимость, дающая консервативную оценку значения ударной вязкости, определяется выражением:

$$K_{IC} = \sqrt{219,78 \cdot KCU}, \quad (14)$$

где KCU – нормативное или фактическое значение ударной вязкости, Дж/см².

Полный эллиптический интеграл второго рода:

$$\Phi = \left\{ 1,0 + 1,464 \left(\frac{h}{a} \right)^{1,65} \right\}, \quad (15)$$

где $a = \frac{l}{2}$ – полудлина трещины, мм.

Поправочная функция, зависящая от параметров трещины [4], определяется по формуле:

$$F = M_1 + M_2 \cdot \left(\frac{h}{\delta_n} \right)^2 + M_3 \cdot \left(\frac{h}{\delta_n} \right)^4; \quad (16)$$

$$M_1 = 1,13 - 0,09 \left(\frac{h}{a} \right); \quad (17)$$

$$M_2 = \frac{0,89}{0,2 + \left(\frac{h}{a} \right)} - 0,54; \quad (18)$$

$$M_3 = 0,5 - \frac{1,0}{0,65 + \left(\frac{h}{a} \right)} + 14 \left[1,0 - \left(\frac{h}{a} \right) \right]^{24}, \quad (19)$$

где M_1 ; M_2 ; M_3 – аппроксимирующие функции.

Поправочный коэффициент согласно [4] определяется выражениями:

$$k_p = \frac{1 - (A/A_0) / f_{sh}}{1 - A/A_0}; \quad (20)$$

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot 2ah; \quad (21)$$

$$A_0 = 2a\delta; \quad (22)$$

$$f_{sh} = 4,75 - \frac{3,75}{\sqrt{1 + 1,3 \frac{a^2}{(D - \delta) \cdot \delta}}}, \quad (23)$$

где A – площадь трещины в плоскости осевого сечения стенки трубы, мм²; A_0 – первоначальная площадь осевого сечения стенки трубы в плоскости трещины, мм²;

f_{sh} – коэффициент, учитывающий геометрические параметры трещины и трубы.

У трубопровода с глубиной трещины $h \approx 0$ критическое напряжение близко к пределу прочности материала.

Принятие решения о техническом состоянии участка магистрального газопровода

При принятии решения о техническом состоянии участка трубопровода сравнивают полученные значения локальных напряжений в зоне коррозионного дефекта с допустимыми напряжениями по пределу текучести R_2 и пределу прочности R_1 , а также с вычисленными критическими напряжениями $\sigma_{кр}$ для данной конструкции. При этом возникают следующие характерные случаи:

1) $\sigma_{эквIV}^{лок} \leq R_2$; $\sigma_{эквIV}^{лок} < \sigma_{кр}$, условия прочности выполняются. Материал находится в зоне упругих деформаций, возможна дальнейшая эксплуатация.

2) $R_2 < \sigma_{эквIV}^{лок} < R_1$; $\sigma_{эквIV}^{лок} < \sigma_{кр}$, условия прочности конструкции не выполняются. В материале появляются пластические деформации, превышающие 0,2 %, изменяются физико-механические свойства, а также продолжается рост трещин и раскрытие дефектов. Дальнейшая эксплуатация не допускается.

3) $\sigma_{эквIV}^{лок} \geq \sigma_{кр}$, условия прочности не выполнены, конструкция достигает предельного состояния и считается разрушенной. Дальнейшая эксплуатация не допускается.

Определение допустимого давления для участков линейной части магистральных газопроводов с колонией коррозионных трещин, не удовлетворяющих требованиям прочности

Для участков линейной части магистральных газопроводов, у которых локальные напряжения в зоне с коррозионной трещиной не удовлетворяют условиям прочности, определяют допустимое

внутреннее давление, не приводящее к переходу материала в зоне с дефектами в пластическое состояние:

$$[P] = \frac{\delta_n(c+u)}{n(D-2\delta_n)\xi}, \quad (24)$$

где $c = \alpha E \Delta t \gamma_{np} (2\mu\gamma_{np} - \gamma_{kc})$,

$$u = \sqrt{-3\alpha^2 E^2 (\Delta t)^2 (\gamma_{kc} \gamma_{np})^2 + 4[\sigma]^2 \xi},$$

$$\xi = (\mu\gamma_{np})^2 + (\gamma_{kc})^2 - \mu\gamma_{kc}\gamma_{np},$$

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение для участков линейной части магистральных газопроводов с коррозионными повреждениями, МПа, определяемое из условия:

$$[\sigma] = \min \{ R_2; \sigma_{кр} \}. \quad (25)$$

Подобный подход, полученный в ООО «Газпром трансгаз Самара», отличается от своих аналогов тем, что не ограничивается стандартными приёмами, основанными только лишь на ослаблении сечения, а учитывает концентрацию напряжений в зоне с поверхностным дефектом, что положительно сказывается на точности определяемых параметров. Вве-

дение дополнительного условия при выборе допускаемых напряжений обеспечивает корректность прочностного расчёта, особенно в тех случаях, когда в стенке трубопровода имеются коррозионные трещины с относительно большой глубиной. Помимо этого, в представленном способе имеется возможность учесть влияние термической составляющей на сложное напряжённое состояние. Изложенный теоретический аппарат нашёл подтверждение при конечно-элементном моделировании в программной среде Ansys Mechanical.

Таким образом, в работе приведены аналитические зависимости, которые можно использовать для определения локальных напряжений, возникающих в материале газопровода в зоне с коррозионной трещиной, и получено выражение, позволяющее определить допустимое внутреннее давление, при котором эксплуатация трубопровода с подобными дефектами может быть продолжена.

Библиографический список

1. СНиП 2.05.06-85*. Строительные нормы. Магистральные трубопроводы. М.: Миннефтегазстрой. 1986. 96 с.
2. Рудаченко А.В., Саруев А.Л. Исследование напряжённо-деформированного состояния трубопроводов. Томск: Томский политехнический университет, 2011. 136 с.
3. Александров А.В., Потапов В.Д., Державин Б.П. Соппротивление материалов. М.: Высшая школа, 2003. 560 с.
4. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. М.: ВНИИГАЗ, 2008. 29 с.
5. Аладинский В.В., Гаспарянц Р.С. Прочность и долговечность труб с механическими повреждениями типа «риска» // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2007. № 2. С. 36.

Информация об авторах

Субботин Владимир Анатольевич, Генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Самара». E-mail: V.Subbotin@samaratransgaz.gazprom.ru. Область научных интересов: современные технологии транспорта газа.

Щербо Илья Васильевич, начальник ИТЦ – филиала ООО «Газпром трансгаз Самара». E-mail: I.Scherbo@samaratransgaz.gazprom.ru.

gazprom.ru. Область научных интересов: система управления целостностью, оценка рисков эксплуатации магистральных газопроводов.

Холодков Станислав Анатольевич, главный инженер ИТЦ – филиала ООО «Газпром трансгаз Самара». E-mail: S.Kholodkov@samaratransgaz.gazprom.ru. Область научных интересов: техническая

диагностика, методы оценки прочности и долговечности труб с эксплуатационными дефектами.

Гиорбелидзе Михаил Георгиевич, инженер службы диагностики оборудования и сооружений ИТЦ – филиала ООО «Газпром трансгаз Самара». E-mail:

M.Giorbelidze@samaratransgaz.gazprom.ru.

Область научных интересов: математическое моделирование процессов плазменного напыления, механика разрушений, теория вероятностей и её приложения, нанесение покрытий

ESTIMATION OF STATIC STRENGTH OF SECTIONS OF THE LINEAR PIPELINE PORTION WITH A COLONY OF CORROSION FINE CRACKS

© 2014 V.A. Subbotin¹, I.V. Scherbo², S.A. Kholodkov², M.G. Giorbelidze²

¹Gazprom Transgaz Samara, Samara, Russian Federation

²Engineering and Technology Center «Gazprom Transgaz Samara», Samara, Russian Federation

This paper presents the proven analytical apparatus for determining the complex stress state in the material of the linear part -main pipeline with stress corrosion cracking in the form of fine crack colonies. The critical stresses are defined and an analytical dependence for calculation of the allowed internal pressure for the damaged pipeline, not satisfactory to strength conditions is received. The above calculation model of stress state is different from their counterparts in that it is not limited by standard methods based solely on the weakened section, and takes into account the stress concentration in the surface defect zone, which has a positive effect on the accuracy of estimated parameters. Introduced additional conditions during selection of permissible stresses ensures the correctness of strength calculations, especially in cases where there are corrosion cracks with relatively large depth in the pipe wall. Additionally, in the present method it is possible to consider the influence of the thermal component to the complex stress state. The presented theoretical apparatus was confirmed with finite-element modeling in Ansys Mechanical software environment. The results of the practical implementation of this work are given recommendations on assessing the technical condition of pipes with crack defects of different nature, as well as determination of the maximum allowable working pressure, which meets strength conditions on gas pipelines susceptible to stress corrosion cracking.

Gas-main pipeline, strength, critical stresses, stress concentrator, plasticity criteria, allowable internal pressure, technical state.

References

1. Construction Norms and Regulations 2.05.06-85*. Construction norms. Gas-main pipelines. Moscow: Minneftegazstroj Publ., 1986. 96 p. (In Russ.)
2. Rudachenko A.V., Saruev A.L. Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya truboprovodov [Researches of pipelines stress-strain state]. Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publ., 2011. 136 p.
3. Aleksandrov A.V., Potapov V.D., Derjavin B.P. Soprotivlenie materialov [Material resistance]. Moscow: Vyshaya shkola Publ., 2003. 560 p.
4. Gazprom Proprietary Standard 2-2.3-173-2007. Instrukcija po kompleksnomu obsledovaniju i diagnostike magistral'nyh gazoprovodov, podverzhennyh korrozionnomu rastreskivaniju pod naprjazheniem [Instruction for complex inspection and diagnostics of gas-main pipelines subjected to the risk of stress-corrosion cracking]. Moscow: VNIGAZ Publ., 2008. 29 p. (In Russ.)
5. Aladinskiy V.V., Gasparyants R.S. Endurance and durability of pipelines with scratch mark mechanical defects // The electronic scientific journal Oil and Gas Bissines. 2011. No. 2. P. 36. (In Russ.)

About the authors

Subbotin Vladimir Anatolievich, General Director of «Gazprom transgaz Samara». E-mail: V.Subbotin@samaratransgaz.gazprom.ru. Area of Research: modern gas transport technologies.

Scherbo Ilya Vasilievich, Chief of Engineering and Technology Center «Gazprom transgaz Samara». E-mail: I.Scherbo@samaratransgaz.gazprom.ru. Area of Research: integrity control systems, risk assessment of gas-main pipelines maintenance.

Kholodkov Stanislav Anatolievich, Chief Engineer of Engineering and Technology Center «Gazprom transgaz Samara». E-

mail: S.Kholodkov@samara-transgaz.gazprom.ru. Area of Research: diagnostic engineering, strength assessment and service-life evaluation methods for gas pipelines with service defects.

Giorbelidze Mikhail Georgievich, engineer of equipment and construction diagnostics service, Engineering and Technology Center «Gazprom transgaz Samara». E-mail: M.Giorbelidze@samara-transgaz.gazprom.ru. Area of Research: mathematical modeling of plasma coating deposition processes, fracture mechanics, probability theory and its appliances, coatings deposition.