

УДК 669.15.74-194:620.194.2

СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

© Н.Е. Казачек

В данной статье описана методика диагностики и определения опасных участков в отношении стресс-коррозии на технологических трубопроводах газа компрессорных станций (КС) на основе анализа факторов риска. Предлагаемая методика имеет расчетно-экспериментальный характер. В расчетах используются методы численного анализа; сплайн-интерполяция, метод наименьших квадратов.

Ключевые слова: стресс-коррозия; коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) металла; эрмитовы (локальные) сплайны третьей степени; невязка.

Возникают проблемы оценки состояния трубопроводов, анализа безопасности их эксплуатации. Насущность решения данной проблемы на современном этапе, помимо социальных и экологических факторов, обусловлена большой стоимостью замены или ремонта трубопроводов. Тотальное обновление трубопроводной системы – практически нереальная задача для любой крупной газовой или нефтяной компании. Ранжирование участков трубопроводов по срокам их замены или ремонта позволяет спланировать затраты компании, делает их сбалансированными и обоснованными [1–3].

Организации, создающие и эксплуатирующие трубопроводный транспорт, постоянно совершенствуют методики, позволяющие оценить ресурс и надежность трубопроводов, но в данных методиках не применялись методы численного анализа, такие как сплайн-интерполяция, не учитывались вектор ошибки и невязка.

С увеличением сроков эксплуатации магистральных газопроводов стресс-коррозия, или коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) металла труб стала одной из главных проблем в газовой отрасли. Названное явление не обнаруживается приборами и зависит от многих факторов.

В результате экспериментальных исследований установлено влияние на магистральные газопроводы различных факторов [4].

На основании анализа факторов риска [5] разработана методика по диагностике и определению потенциально опасных участков в отношении стресс-коррозии на технологических трубопроводах газа компрессорных станций (КС). Предлагаемая методика имеет расчетно-экспериментальный характер. В расчетах использовались методы численного анализа, сплайн-интерполяция, метод наименьших квадратов.

Данная методика позволяет по обобщенному показателю степени опасности стресс-коррозии выявить на технологическом трубопроводе газа КС наиболее опасные участки в отношении к данному явлению, в которых производится экскавация трубопровода.

Обобщенный показатель фактора риска в отношении стресс-коррозии определяют как сумму отдельных показателей по следующей формуле:

$$K_o(l) = \frac{\sum_{i=1}^k (\rho_i(l) \cdot S_i(l))}{\sum_{i=1}^k \rho_i(l)},$$

где $l \in [0 \dots L]$, $L = 240$ м (длина исследуемого участка от одной компрессорной станции до другой, которую разбивают на участки $[l_i - l_{i+1}]$ с шагом $h = 0,5$ м); ρ_i – весовой коэффициент группы риска, определяется из табл. 1; l – текущее расстояние по оси трубы от начала технологического трубопровода газа (КС); k – количество исследованных факторов риска; $S_i(l)$ – сплайн-функция, интерполирующая дискретные значения отдельного показателя.

В качестве k_i факторов, способствующих образованию стресс-коррозии на трубопроводах газа КС, рассматриваются:

- напряженно-деформированное состояние (НДС);
- коррозионная активность грунта;
- состояние изоляционного покрытия;
- водотоки;
- магнитные аномалии поверхности Земли.

Количество факторов равно пяти (табл. 1) [5].

Методом прямого перебора определяют наибольшее значение обобщенного показателя $K(l_o)$. По значению обобщенного коэффициента $K_o(l)$ определяют

Таблица 1

Факторы риска, способствующие образованию стресс-коррозии

№ п/п	Фактор риска	Весовой коэффициент, ρ
1	Напряженно-деформированное состояние	1,00
2	Коррозионная активность грунта	0,25
3	Состояние изоляционного покрытия	0,25
4	Водотоки	1,00
5	Магнитные аномалии Земли	0,25

(оценивают) расстояние от КС (место), где необходимо осуществить экскавацию.

РАСЧЕТ ФАКТОРОВ РИСКА В ОТНОШЕНИИ СТРЕСС-КОРРОЗИИ

Напряженно-деформированное состояние.

Определение и оценка НДС технологических трубопроводов газа КС осуществляется на основе инструментальных измерений пространственного положения оси трубопровода. Пространственное положение оси технологического трубопровода газа КС является суммарным, общим результатом его взаимодействия с геологической средой в процессе эксплуатации и представляет собой первичную информацию для определения НДС трубопровода. В результате инструментальной съемки находятся координаты M_i рассматриваемого участка технологического трубопровода газа КС [5].

$$M_i = \{X_i, Y_i, Z_i\}, i = 1, \dots, m,$$

где m – число точек измерения.

При проведении измерений пространственного положения оси технологического трубопровода выполнялись требования к точности измерений координат обследуемого участка.

Абсцисса (продольная координата) $(x) \pm 0,05$ м ордината (координата по высоте положения оси трубы) $(y) \pm 0,01$ м аппликата (координата в поперечном направлении в горизонтальной плоскости) $(z) \pm 0,001$ м. При определении глубины заложения технологического трубопровода газа использовались приборы (трассоискатели различных характеристик).

Для интерполяции координат оси использовались полиномы пятой степени, заданные параметрическим видом. Применялась естественная параметризация.

$$\begin{aligned} X(l) &= \sum_{k=0}^5 A_{xk} \left(\frac{l}{L_{\max}} \right)^k \\ Y(l) &= \sum_{k=0}^5 A_{yk} \left(\frac{l}{L_{\max}} \right)^k \\ Z(l) &= \sum_{k=0}^5 A_{zk} \left(\frac{l}{L_{\max}} \right)^k \end{aligned} \quad (1)$$

Коэффициенты полиномов определялись методом наименьших квадратов, при соблюдении условий минимизации невязок вычисленных и измеренных значений в заданных точках.

Результаты этого метода представляются линейными алгебраическими моделями с неизвестными коэффициентами, которые являются искомыми параметрами.

Решалась линейная система алгебраических уравнений:

$$Ax = b$$

с хранимой $n \times n$ -матрицей A и векторами b и x порядка n . Предполагалось, что A – невырожденная матрица.

Коэффициенты A_{xk}, A_{yk}, A_{zk} определяются из системы уравнений (1), выражающих равенство вычисленных и измеренных координат, т. е. из системы уравнений

$$Ax = b,$$

где b – вектор-столбец вычисленных значений x ; значения $\left(\frac{l}{L_{\max}} \right)^k$, значения параметра, определяющего

расстояние от КС до измеряемой точки; $L_{\max}$ – длина измеряемого участка – 240 м.

А также выполнялись при вычислении коэффициентов условия невязок вычисленных и измеренных значений в заданных точках.

Существуют две общеупотребительные меры погрешности: невязка

$$r = b - Ax^* = A(x - x^*) = Ae \quad (2)$$

и вектор ошибки

$$e = x - x^*. \quad (3)$$

Невязка – это количественная мера несоответствия между правыми и левыми частями уравнений системы при подстановке в них вычисленного решения.

Для вычисления множества коэффициентов, минимизирующих сумму квадратов, использовалось дифференциальное уравнение:

$$\begin{aligned} r^2 &= \|b - Ax\|_2^2 = (b - Ax^T)(b - Ax) = \\ &= b^T b - b^T Ax - x^T A^T b + x^T A^T Ax. \end{aligned} \quad (4)$$

Двойным дифференцированием уравнения (1) определялись k_x, k_y, k_z значения кривизны изгиба оси в координатных плоскостях. Кривизна в плоскости определялась по формуле:

$$\sqrt{k_x^2 + k_y^2 + k_z^2}, \quad (5)$$

где k_x, k_y, k_z – значение кривизны оси трубопровода в координатных плоскостях.

НДС участка трубопровода оценивалось по величине максимальных суммарных продольных напряжений, в которой одна составляющая зависит от рабочего давления газа, а другая – от напряжений, вызванных изгибом оси.

$$\sigma_f = \nu \sigma_{\text{кл}} + \frac{1}{2} EDk,$$

где $\nu = 0,3$ – коэффициент Пуассона; $\sigma_{\text{кл}}$ – кольцевые напряжения в стенке трубы от нормативного (ра-

бочего) давления [5]; $E = 206000$ МПа – модуль Юнга; D – наружный диаметр трубы; k – кривизна оси трубопровода.

Кривизна в плоскости результирующего изгиба определялась по формуле (5).

Места с наибольшими значениями суммарных продольных напряжений (фибровых) предполагают, что они являются наиболее опасными в отношении стресс-коррозии по фактору риска – напряженно-деформированного состояния.

Показатель $k_{нап}$, учитывающий напряженно-деформированное состояние трубопровода, равен относительным напряжениям и определяется из выражения:

$$k_{нап} = \frac{\sigma_f}{\sigma^+},$$

где $\sigma^+ = \frac{m}{0,9k_n} \cdot R_2$, где $m = 0,6$ – коэффициент условной работы трубопровода; k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода; R_2 – нормативное сопротивление растяжению металла труб, которое принимают равным минимальному значению пределу текучести (принимают по государственным стандартам и техническим условиям трубы).

Показатель $k_{нап}$, учитывающий напряженно-деформированное состояние трубы, выражался зависимостью

$$k_{нап} = c \cdot k,$$

где c – постоянная величина.

Для интерполяции дискретных значений показателя используются эрмитовы(локальные) сплайны третьей степени.

Свойство локальности эрмитова сплайна дает определенные преимущества при его построении, особенно в случае большого числа промежутков, а также позволяет составлять эрмитов сплайн из звеньев разных степеней.

Математическое моделирование с помощью вычислительного эксперимента позволяет получать количественные характеристики линейных и нелинейных процессов и явлений.

$$k_{нап}(l) = S_{нап}(l)$$

$$S_{нап} = A_m + B_m(l - l_m) + C_m(l - l_m)^2 + D_m(l - l_m)^3$$

при $l_m \leq l \leq l_{m+1}$.

Значения l_m соответствовали половине длины трубы, длина всей трубы 12 м.

Коэффициенты A_m, B_m, C_m, D_m определялись из двух уравнений, полученных при $l = l_m, l = l_{m+1}$, и двух уравнений из условий разделенных разностей.

Определение показателей факторов риска, учитывающих коррозионную активность, состояние изоля-

Таблица 2

Значения обобщенного показателя в промежутках между измерениями

l	$k_{общ}$
144	1,143512987
144,5	1,156019623
145	1,168526259
145,5	1,181032895
146	1,193539531
146,5	1,206046166
147	1,218552802
147,5	1,231059438
148	1,243566074
148,5	1,256072710
149	1,268579348
149,5	1,281085982
150	1,293592618
150,5	1,307148286
151	1,320703953

ционного покрытия грунта, показателя, наличие водотоков, магнитные аномалии поверхности Земли по всей длине технологического трубопровода газа КС производилось через сплайн-интерполяцию дискретных значений показателей.

Как было сказано ранее, по максимальному значению обобщенного показателя определяют наиболее опасные участки по отношению к стресс-коррозии.

Пример результата вычислений обобщенного показателя в промежутке от 144 до 151 м с шагом 0,5 м (табл. 2).

Изучена предметная область как разрушение, в частности стресс-коррозия. Экспериментально-расчетными методами определялись наиболее опасные участки по отношению к стресс-коррозии. Необходимо отметить получение экспериментальных значений на газопроводе – это достаточно дорогостоящая задача, и их недостаточно для определения более точного места экскавации участка трубы, расчетные методы уточняют предполагаемые зоны разрушения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов. РД 51-4.2.-003-97. М.: ВНИИГАЗ, 1997. 125 с.
2. Харионовский В.В. Проблемы ресурса газопроводных конструкций // Газовая промышленность. М., 1994. № 9. С. 10-14.
3. Максимов В. Экология природно-техногенных систем // Газовая промышленность. М., 1994. № 7. С. 10-12.
4. Канайкин В.А. Общие и стресс-коррозионные повреждения, выявляемые внутритрубной дефектоскопией на магистральных газопроводах. Екатеринбург: Банк культурной информации, 2004. 368 с.
5. Инструкция по диагностике и определению на основе анализа факторов риска потенциально опасных участков в отношении стресс-коррозии на технологических трубопроводах газа компрессорных станций. М.: ВНИИГАЗ, 2005. 234 с.

Поступила в редакцию 30 августа 2014 г.

Kazachek N.E. STRESS CORROSION DAMAGES TECHNOLOGICAL PIPELINES OF GAS COMPRESSOR STATIONS

In this article the technique on preliminary treatment and definition on the basis of the analysis of risk factor of potential and dangerous sites in the relation stress corrosion on technological pipeline to a gas of compressor stations (CS) is considered. The technique offered in work has experiment-calculated character.

In calculations methods of the numerical analysis are applied: spline interpolation, method of Least Squares.

Key words: stress corrosion; stress corrosion cracking metal (KRN); Hermite (local) splines of third degree; residual.

Казачек Нина Егоровна, Нижегородский государственный университет им. Н.И. Лобачевского, г. Нижний Новгород, Российская Федерация, кандидат технических наук, программист I категории, кафедра математики, e-mail: nkazachok@yandex.ru

Kazachek Nina Egorovna, Lobachevsky State University of Nizhni Novgorod, Nizhni Novgorod, Russian Federation, Candidate of Technics, Programmer of I category, Mathematics Department, e-mail: nkazachok@yandex.ru