

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ДАННЫХ ПРОЕКТНО-ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Л. И. НЫРКОВА, канд. хим. наук (Ин-т электросварки им. Е. О. Патона НАН Украины, Киев)

На основе анализа теоретических данных о коррозионном растрескивании под напряжением (КРН) газопроводов и вероятностной локально-электрохимической теории коррозии определены основные и дополнительные факторы КРН. Разработана методика определения потенциально стресс-коррозионноопасных участков магистрального газопровода (МГ) на основе расчета вероятности возникновения КРН участка газопровода по данным проектно-исполнительной и эксплуатационной документации. Проведена апробация разработанной методики: для участка МГ «Уренгой–Помары–Ужгород» рассчитана вероятность возникновения КРН по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации и показано, что в местах, где по результатам предыдущих обследований происходили аварии по причине КРН, рассчитанная вероятность возникновения КРН была «очень высокой».

The main and additional factors of stress corrosion cracking (SCC) were determined proceeding from analysis of theoretical data on SCC of gas pipelines and probabilistic local-electrochemical theory of corrosion. A procedure was developed for determination of potential stress-corrosion hazardous sections of the main gas pipeline (MP) based on calculation of the probability of SCC development in a section of gas pipeline by the data of design-fulfillment and service documentation. Validation of the developed procedure was performed as follows: SCC initiation probability was calculated for a section of MP "Urengoi-Pomary-Uzhgorod" by the data of design, fulfillment and service documentation, and it is shown that in those locations where SCC-caused accidents occurred by the results of previous examinations the obtained probability of SCC initiation was very high.

Из анализа теоретических сведений о коррозионном растрескивании под напряжением (КРН) магистральных газопроводов (МГ) и положений вероятностной локально-электрохимической теории коррозии очевидно, что для возникновения и развития КРН необходимо одновременное наличие трех факторов, принятых основными, а именно:

- коррозия трубы, т. е. наличие специфической коррозионно-активной среды, в которой происходит транспорт молекул воды, кислорода, углекислого газа к поверхности металла;
- защита трубы от коррозии (активная и пассивная), при нарушении которой происходит отслоение покрытия от поверхности трубы и образование локальных очагов коррозии;
- механические напряжения — наличие кольцевых и циклических напряжений в трубопроводах при транспортировке продукта.

Основные факторы уточняются дополнительными [1], которые входят в состав основных и могут различаться для конкретного участка трубопровода.

Для определения вероятности возникновения КРН на участке газопровода разработана модель, в основе которой лежит положение о том, что стресс-коррозионная опасность обусловлена одновременным присутствием на обследуемом участке факторов, инициирующих развитие процесса

КРН МГ. Интенсивность и эффективность влияния этих факторов на участок газопровода зависит от основных и ряда дополнительных факторов, влияющих на интенсивность основных [2].

Для каждого основного и дополнительных факторов определены состояния, которым присвоены численные показатели на основе анализа условий и факторов стресс-коррозии.

Основным показателем, определяющим интенсивность коррозии трубы является уровень грунтовых вод и наличие переменного смачивания стенки трубы на обследуемом участке МГ. Для него приняты три уровня в зависимости от стресс-коррозионной опасности: на уровне тела трубы; выше верхней образующей; ниже нижней образующей.

К участкам газопроводов с переменным смачиванием почв относят: поймы рек; русла ручьев; крайние полосы болот; формы рельефа местности (снижение, впадины, участки овражно-балочной сети); наклонные участки с уклоном более 10°.

Дополнительными факторами, влияющими на интенсивность основного, принимали следующие: тип почвы; удельное электрическое сопротивление почвы; технология производства труб, сортамент и толщина стенки трубы; срок эксплуатации МГ; расстояние обследуемого участка от компрессорной станции по ходу газа.

Основным показателем, определяющим интенсивность фактора «защита трубы от коррозии» яв-



ляется тип и конструкция защитного покрытия. Для него принимали четыре состояния в зависимости от стресс-коррозионной опасности:

- ленточные однослойные и двухслойные покрытия, нанесенные в трассовых и базовых условиях;
- резино-битумные и полимерно-битумные покрытия, нанесенные в трассовых и базовых условиях;
- полиуретановые покрытия;
- экструдированный полиэтилен, нанесенный в заводских условиях.

Наибольшее численное значение фактор имеет для ленточных однослойных и двухслойных защитных покрытий в связи с их недостаточной адгезионной и физико-механической прочностью.

Дополнительными факторами, влияющими на интенсивность основного фактора «защита трубы от коррозии», принимали следующие:

- результаты ранее проведенных обследований уровня защиты от коррозии;
- результаты внутритрубной дефектоскопии.

Основным фактором, влияющим на интенсивность механических напряжений по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации является относительный уровень кольцевых напряжений, который определяется аналитически по данным проектной документации.

Для этого учитывали изменение внутреннего давления газа по трассе газопровода в зависимости от расстояния участка газопровода l_i от компрессорной станции по формуле:

$$r_{3i} = \frac{p_p(D - 2\delta)}{2\delta\sigma_b} \sqrt{1 - \eta l_i}, \quad (1)$$

где p_p — рабочее давление в газопроводе на выходе КС, МПа; D — наружный диаметр трубы, мм; δ — толщина стенки трубы, мм; σ_b — нормативный предел прочности металла трубы, МПа; η — коэффициент, учитывающий степень расширения газа на единицу длины газопровода ($\eta = 0,0038 \text{ км}^{-1}$).

Дополнительными факторами, влияющими на интенсивность действия основного фактора «механические напряжения», принимали следующие:

- наличие сложных природно-климатических и техногенных условий (оползни, болота, овраги);
- особенности конструкции линейной части МГ.

В основу методики положена новая концепция комплексного обследования и диагностики МГ, подверженных КРН, согласно которой анализ данных проектно-исполнительной и эксплуатационной документации выполнен на базе формализации имеющихся знаний о причинах КРН, использовании современных вероятностно-статистических подходов и методов экспертной оценки [1].

Определение вероятности возникновения КРН на участке газопровода по анализу данных проектно-исполнительной и эксплуатационной документации предусматривает проведение таких организационно-технических мероприятий:

- оценка наличия стресс-коррозионных факторов на основании анализа данных проектной, исполнительной и эксплуатационной документации по разным участкам МГ;
- расчет общих показателей вероятности возникновения КРН на участке МГ;
- анализ рассчитанных общих показателей вероятности возникновения КРН и выявление участков, где вероятность является очень высокой.

Работы необходимо выполнять последовательно по этапам, согласно схеме, приведенной на рис. 1.

Вероятность потенциальной стресс-коррозионной опасности i -го участка МГ с учетом численных значений показателей основных независимых факторов r_{ji} : «коррозия трубы» r_{ji} , «защита трубы от коррозии» r_{2i} и «механические напряжения» r_{3i} вычисляли как произведение этих факторов по формуле:

$$R_i = r_{1i} r_{2i} r_{3i} = \prod_{j=1}^n r_{ji}^{(1 - \sum_{k=1}^m G_{jk})}, \quad (2)$$

где j — текущий номер одного из независимых основных факторов; n — количество независимых основных факторов ($n = 3$); G_{jk} — численные показатели дополнительных факторов, влияющих на соответствующий основной фактор на i -м участке; k — текущий номер дополнительного фактора; m — количество дополнительных факторов, влияющих на соответствующий основной фактор.

Модель, на которой базируется предложенная методика, предполагает, что потенциальная стресс-коррозионная опасность i -го участка МГ будет отсутствовать, если хотя бы один из основных независимых факторов будет равен нулю. Это возможно, когда нет коррозионного воздействия окружающей среды на трубу (абсолютно сухая почва), или достигнута идеальная защита трубы от коррозии (идеальная защита трубы от окружающей среды), либо полностью отсутствуют кольцевые напряжения трубы (удаленность от компрессорной станции более 250 км).

Вероятность возникновения КРН участка МГ по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации приведены в табл. 1.

Максимально возможное значение вероятности возникновения КРН на участке МГ приближается к единице, что соответствует 100 %-ой потенциальной стресс-коррозионной опасности. При уменьшении значения вероятность возникновения КРН уменьшается: если $R_i < 0,33$, то вероятность возникновения КРН обследуемого участ-

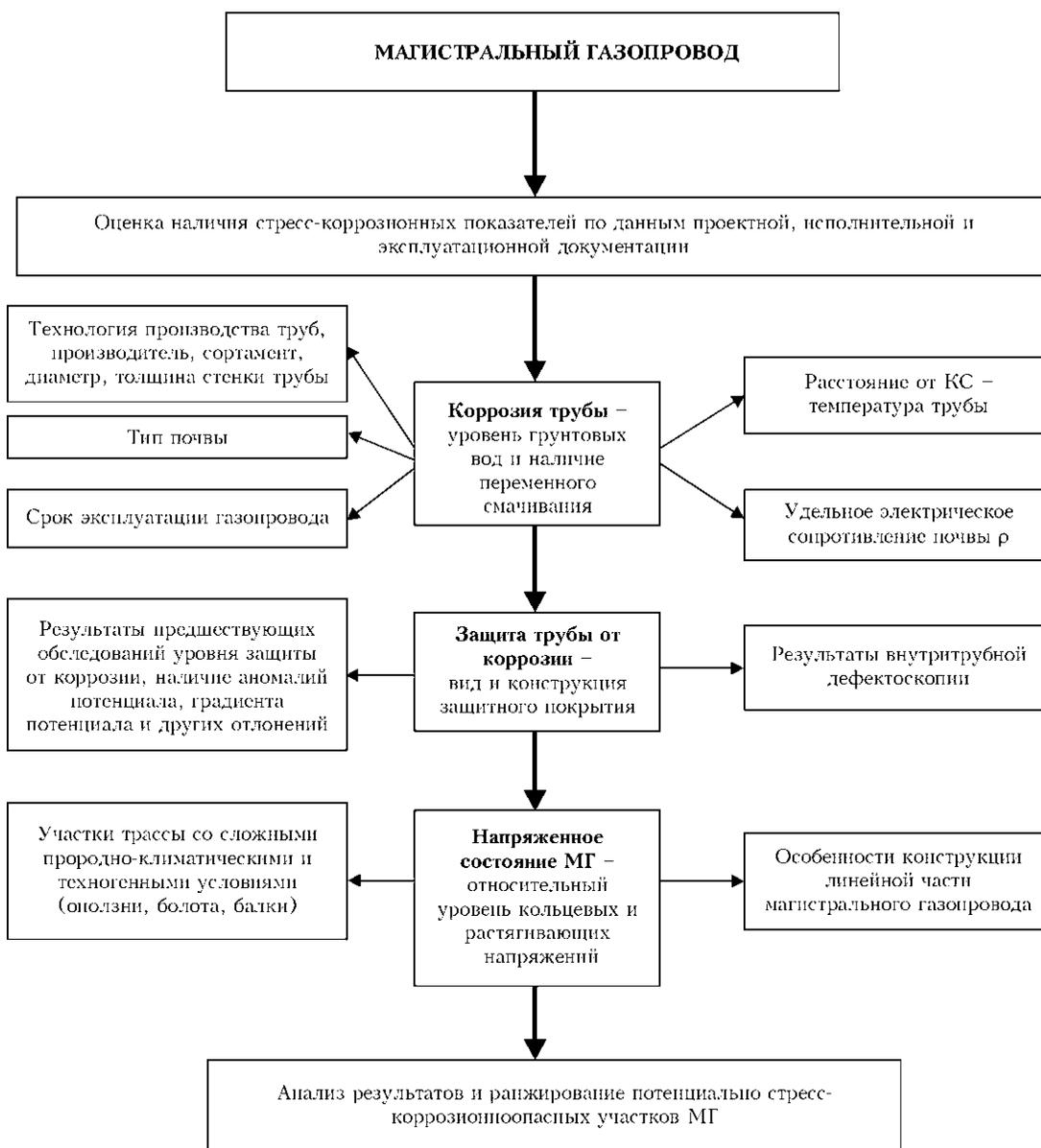


Рис. 1. Схема определения потенциально стресс-коррозионной опасности участка МГ по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации

Таблица 1. Вероятность возникновения КРН участка МГ по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации

Значения вероятности потенциальной стресс-коррозионной опасности участка МГ R_i	Вероятность возникновения КРН участка МГ по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации
$> 0,67$	очень высокая
$0,67 \dots 0,33$	повышенная
$< 0,33$	низкая

тка «низкая», если $0,33 \leq R_i \leq 0,67$ — «повышенная» и если $R_i > 0,67$ — «очень высокая».

Для расчета вероятности возникновения КРН по каждому основному и дополнительным факторам с учетом их весовых коэффициентов, а также общей вероятности возникновения КРН на участке газопровода по данным проектной, исполнитель-

ной и эксплуатационной документации разработана компьютерная программа в редакторе Excel.

Проверку работоспособности разработанной вычислительной программы и правомерность методики проводили на основе анализа имеющихся данных проектной, исполнительной и эксплуатационной документации относительно участка МГ «Уренгой–Помары–Ужгород» протяженностью 21,6 км от компрессорной станции.

Согласно разработанной программе по формуле (2) вычисляли вероятность возникновения КРН на участке МГ как произведение основных независимых факторов с учетом их численных значений и весовых коэффициентов.

Вероятность возникновения стресс-коррозионного растрескивания участка МГ по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации приведена в табл. 2, откуда видно,



что вероятность возникновения стресс-коррозионного растрескивания для участков МГ № 5 и 6 является «очень высокой»; № 1 и 4 — «повышенной»; № 2, 3 7...20 — «низкой».

Для определения границы потенциально стресс-коррозионноопасных участков строили график зависимости вероятности возникновения КРН на участке МГ от расстояния по участку газопровода от КС, который представлен на рис. 2.

Согласно имеющимся данным, по результатам ранее проведенного обследования коррозионного состояния МГ известно, что на участках № 5 и 6, где вероятность возникновения стресс-коррозионного растрескивания определена как «очень высокая» основной фактор «коррозия трубы» был представлен такими дополнительными факторами:

– уровень грунтовых вод — на уровне тела трубы;

– тип почвы — тяжелый суглинок;
– удельное электрическое сопротивление грунта $20 \leq \rho \leq 50$ Ом·м;

– технология производства труб — двухшовные трубы производства ХТЗ диаметром 1420 мм, изготовленные методом валкового формования из стали Х70 по ТУ 14-3-955–81;

– срок эксплуатации газопровода — более 20 лет;
– расстояние обследуемого участка от компрессорной станции по ходу газа — менее 5 км.

Основной фактор «защита трубы от коррозии» был представлен такими дополнительными факторами:

– тип и конструкция защитного покрытия — ленточное покрытие «Поликен 980-25» 1 слой с оберткой «Поликен 955-25» 1 слой — (1 + 1);

– результаты ранее проведенных обследований уровня защиты от коррозии — наличие отклоне-

Таблица 2. Результаты расчета вероятности потенциальной стресс-коррозионной опасности участка МГ «Уренгой–Помары–Ужгород» на основе анализа данных проектной, исполнительной и эксплуатационной документации

Основные и дополнительные факторы КРН	Значение факторов для участков МГ, где общая вероятность		
	низкая	повышенная	очень высокая
Коррозия трубы			
Уровень грунтовых вод и наличие переменного смачивания стенки трубы — на уровне тела трубы	0,80	0,80	0,80
Тип почвы — тяжелый суглинок	0,35	0,35	0,35
Удельное электрическое сопротивление почвы $20 \leq \rho \leq 50$ Ом·м	0,10	0,10	0,10
Технология производства труб, сортамент и толщина стенки трубы: двухшовные трубы производства ХТЗ диаметром 1420 мм, изготовленные методом валкового формования из стали Х70 по ТУ 14-3-955–81	0,09	0,09	0,09
Срок эксплуатации газопровода — более 20 лет	0,10	0,10	0,10
Расстояние участка МГ от КС по ходу газа: $s < 5$ км $5 \text{ км} \leq s \leq 25$ км	0,10	0,15	0,15
Вероятность возникновения КРН по фактору «коррозия трубы»	0,92	0,95	0,95
Защита трубы от коррозии			
Класс и конструкция защитного покрытия — ленточное «Поликен 980-25» 1 слой с оберткой «Поликен 955-25» 1 слой (1+1)	0,40	0,40	0,40
Результаты ранее проведенных обследований уровня защиты от коррозии: наличие отклонений E , $\text{grad } E$ от нормированных значений; соответствие эффективности ЭХЗ требованиям ДСТУ 4219	–0,50	–0,50	0,50
Результаты внутритрубной дефектоскопии на участке МГ: наличие коррозионных дефектов на внешней поверхности трубы; отсутствие коррозионных дефектов	0	0,50	0,50
Вероятность возникновения КРН по фактору «защита трубы от коррозии»	0,25	0,40	1,0
Механические напряжения			
Наличие сложных природно-климатических и техногенных условий: участки МГ, расположенные на болотах; участки с опасными процессами (смещение, балкообразование)	0,50	0,50	0,50
Особенности конструкции линейной части МГ: участки МГ со стыками разнотолщинных труб, изготовленные из трубных сталей разных марок; участки МГ, на которых есть кривые вставки, утяжелители	0,20	0,20	0,50
Вероятность возникновения КРН по фактору «механические напряжения»	0,85	0,85	1,0
Вероятность возникновения КРН на участке МГ	0,20	0,33	0,95

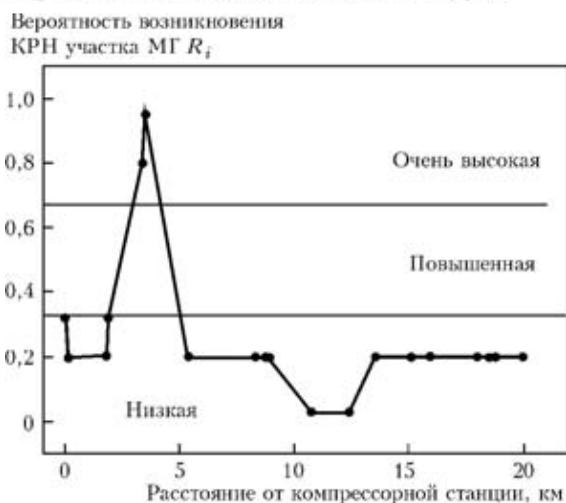


Рис. 2. Вероятность стресс-коррозионной опасности участка МГ «Уренгой–Помары–Ужгород» на разном расстоянии от КС, рассчитанная по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации

ний потенциала и градиента потенциалов относительно нормированных значений;

– результаты внутритрубной дефектоскопии на участке газопровода — наличие коррозионных дефектов на внешней поверхности.

Кроме того, на этих участках в 2003 г. была зафиксирована авария по причине КРН.

Основной фактор «механические напряжения» был представлен такими дополнительными факторами:

– наличие сложных природно-климатических и техногенных условий — участок МГ расположен на болоте;

– особенности конструкции линейной части МГ — на участке МГ имелись стыки разнотолщинных труб.

Для участков № 1 и 4, где вероятность возникновения стресс-коррозионного растрескивания была определена как «повышенная», основным фактор «коррозия трубы» был представлен такими дополнительными факторами:

– уровень грунтовых вод — на уровне тела трубы;

– тип почвы — тяжелый суглинок;

– удельное электрическое сопротивление грунта $20 \leq \rho \leq 50$ Ом·м;

– технология производства труб — двухшовные трубы производства ХТЗ диаметром 1420 мм, изготовленные методом валкового формования из стали Х70 по ТУ 14-3-955–81;

– срок эксплуатации газопровода — более 20 лет;

– расстояние обследуемого участка от компрессорной станции по ходу газа — более 5 км.

Основной фактор «защита трубы от коррозии» был представлен такими дополнительными факторами:

– тип и конструкция защитного покрова — ленточное покрытие «Поликен 980-25» 1 слой с оберткой «Поликен 955-25» 1 слой — (1 + 1);

– результаты ранее проведенных обследований уровня защиты от коррозии — соответствие эффективности электрохимической защиты требованиям ДСТУ 4219;

– результаты внутритрубной дефектоскопии на участке газопровода — отсутствие коррозионных дефектов на внешней поверхности.

Основной фактор «механические напряжения» был представлен такими дополнительными факторами:

– наличие сложных природно-климатических и техногенных условий — участок МГ расположен в овраге;

– особенности конструкции линейной части МГ — на участке МГ имел место пригруз.

Выводы

На основе анализа теоретических данных о КРН газопроводов и вероятностной локально-электрохимической теории коррозии определены основные и дополнительные факторы КРН. Показано, что интенсивность и эффективность влияния этих факторов на участок газопровода зависит от их весовых коэффициентов.

Для выявления стресс-коррозионной опасности МГ разработана модель, в основе которой лежит положение о том, что КРН обусловлено одновременным присутствием на участке трех основных факторов. Модель допускает, что потенциально стресс-коррозионная опасность i -го участка МГ будет отсутствовать, если хотя бы один из основных независимых факторов риска будет равен нулю.

Разработана методика определения потенциально стресс-коррозионноопасных участков МГ на основе расчета вероятности возникновения КРН участка газопровода по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации.

Проведена апробация разработанной методики: для участка МГ «Уренгой–Помары–Ужгород» рассчитана вероятность возникновения КРН по данным проектной, исполнительной и эксплуатационной документации и показано, что в местах, где по результатам предыдущих обследований происходили аварии по причине КРН, рассчитанная вероятность возникновения КРН была «очень высокой».

1. Чвірук В. П., Поляков С. Г., Герасименко Ю. С. Електрохімічний моніторинг техногенних середовищ. — Київ: Академперіодика, 2007. — 323.
2. Інструкція по комплексному обстеженню і діагностиці магістральних газопроводів, підвержених корозійному растрескиванню під напруженням / СТО Газпром 2-2.3-173–2007.

Поступила в редакцию
30.05.2011