



МЕТОДИКА РАНЖИРОВАНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ОБНАРУЖЕННЫХ ПРИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКЕ

В. И. МАХНЕНКО, А. С. МИЛЕНИН, О. И. ОЛЕЙНИК

Разработана универсальная методика ранжирования дефектов магистральных газопроводов, обнаруженных при внутритрубной диагностике с позиций очередности ремонта под давлением. Подход основан на вероятностном анализе риска разрушения трубопровода с дефектами в процессе эксплуатации. Посредством численной реализации предложенной методологии разработан пользовательский программный модуль.

Разработана универсальная методика ранжирования дефектов магистральных газопроводов, обнаруженных при внутритрубной диагностике с позиций очередности ремонта под давлением. Методика основана на вероятностном анализе риска разрушения трубопровода с дефектами в процессе эксплуатации. Посредством численной реализации предложенной методологии разработан пользовательский программный модуль.

Бесперебойное функционирование магистральных газопроводов (МГ) является важной технической задачей, требующей комплексного подхода. Один из обязательных этапов поддержания работоспособности МГ — периодическая диагностика дефектов и их своевременный ремонт.

В настоящее время все большее распространение получает ремонт МГ без вывода их из эксплуатации [1, 2], что позволяет существенно сократить время простоев (это особенно важно в случае одностороннего МГ), значительно уменьшить загрязнение окружающей среды, связанное с очисткой внутренней стенки при традиционных методах ремонта. Кроме того, создаются предпосылки для перехода от капитального к равномерно распределенному во времени плановому ремонту обнаруженных дефектов. Однако при этом возникает ряд особенностей, среди которых следует отметить необходимость ранжирования обнаруженных при диагностике дефектов МГ с позиций очередности их ремонта.

Современные стандарты и нормы по допустимости выявленных геометрических аномалий МГ [3–6 и др.] предполагают достаточно грубое ранжирование в зависимости от их формы, размеров и условий эксплуатации, заключающееся в разделении их на группы: допустимые, подлежащие ремонту и подлежащие первоочередному ремонту [3]; незначительные, докритические, критические и закритические [4]; опасные (фиксированный балл, характеризующий опасность дефектов группы — 16), потенциально опасные (8) и неопасные (1) [5].

Подобные подходы к ранжированию характерны не только для нормативных документов Украины и России, но и других стран [6] и доста-

точно при принятии решения о фактической допустимости конкретного дефекта, а также при использовании традиционных методов ремонта трубопроводов с выведением дефектного участка из эксплуатации. В случае ремонта МГ под давлением и при большом количестве дефектов, обнаруженных при внутритрубной диагностике (ВТД), как показано на рис. 1 по данным работы [7] и результатам ВТД, проведенной в 2004 г. на участке МГ «Уренгой–Центр 2», ранжирование согласно [3–6] не позволяет обоснованно планировать ремонт. Следует отметить, что в работе [3] предусматривается определенный расчет степени опасности обнаруженных дефектов, на основе которого можно детально проводить ранжирование. Однако методика такого расчета отсутствует.

В работе [5] к указанному выше ранжированию дефектов с указанием основных характерных баллов опасности предлагается еще дополнительная оценка по условиям трассы с корректирующими

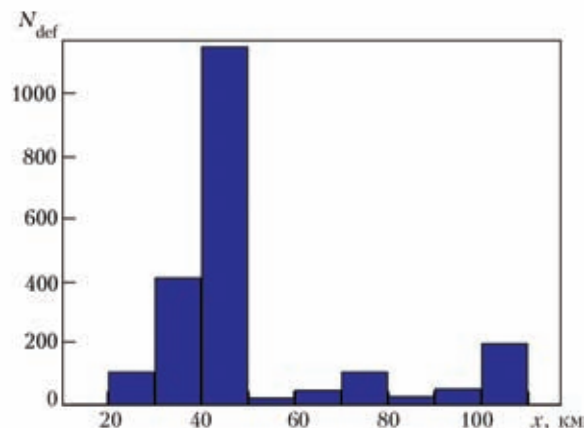


Рис. 1. Распределение количества дефектов потери металла N_{def} на участке МГ «Уренгой–Центр 2» [7]



Таблица 1. Оценка опасности дефектов в зависимости от трассовых условий

| Особенности трассы | Корректирующий балл |
|---------------------------------------|---------------------|
| Переходы: | |
| через реки, авто- и железные дороги | 2 |
| то же на расстоянии 500...1000 м | 1 |
| > 1000 м | 0 |
| Пересечения с другими трубопроводами: | |
| есть | 2 |
| нет | 0 |
| Близость населенных пунктов: | |
| в радиусе 1000 м | 2 |
| 1000...2000 м | 1 |
| >2000 м | 0 |
| Состояние наружной изоляции: | |
| плохое | 2 |
| удовлетворительное | 1 |
| хорошее | 0 |
| Агрессивность грунтов: | |
| высокая | 2 |
| средняя | 1 |
| низкая | 0 |
| Электрохимическая защита: | |
| нет | 1 |
| есть | 0 |
| Участок трубопровода: | |
| начальный (до первого крана) | 2 |
| средний | 1 |
| отдаленный от компрессорной станции | 0 |

баллами (табл. 1). Сумма основного и корректирующего баллов дает количественную оценку опасности (ранг) дефекта. Такой подход существенно расширяет возможности ранжирования. Однако этот анализ по косвенным показателям является далеко не всегда эквивалентным риску отказа, связанным с нарушением целостности в области дефекта за период ожидания в очереди на ремонт.

Более последовательным с этой точки зрения является документ [4], где предусмотрен расчет остаточного ресурса для обнаруженных дефектов. В основу этого подхода положен детерминированный расчет предельного состояния в области дефекта типа потери металла (утонения) или трещина с учетом возможности подрастания за определенное время. Здесь следует отметить следующее:

детерминированный подход при использовании данных ВТД, полученных современными диагностическими приборами, при коэффициентах безопасности, соответствующих проектным

расчетам, дает результаты, трудно сравнимые особенно для дефектов различного типа;

применяющийся в работе [4] критерий предельного состояния для трещиноподобных дефектов не соответствует современным представлениям о хрупко-вязком разрушении (процедура R6 и подобные [6 и др.]);

использование для предельного состояния в зоне дефектов утонения деформационной теории вязкого разрушения, когда критические деформации определяются на основе простейших соотношений теории малых упругопластических деформаций и достигают при этом существенных значений, вызывает недоверие к получаемым результатам на фоне современных возможностей использования теории пластического течения, реализуемой с помощью многочисленных коммерческих программных пакетов.

С учетом сказанного выше, в данной работе, выполняемой в ИЭС им. Е. О. Патона НАН Украины в рамках создания комплексной системы планирования ремонтов МГ без вывода их из эксплуатации, разработана методика ранжирования дефектов на основе расчетной вероятности нарушения целостности стенки трубы в зоне каждого обнаруженного дефекта. Характерной особенностью данной методики является учет стохастичности значений исходных данных, полученных при ВТД.

Современные внутритрубные диагностические приборы (в частности, фирмы «Rosen») отличаются достаточно высокой чувствительностью к аномалиям геометрии трубопровода, тем не менее погрешность определения размеров обнаруживаемых дефектов может быть значительной, особенно в радиальном направлении [8, 9]. Кроме того, существует естественный функциональный и пространственный разброс значений таких свойств материала, как скорость поверхностной коррозии W , скорость распространения трещин V , а также критическое K_{IC} значение коэффициента интенсивности напряжений в области трещиноподобных дефектов и пороговое значение K_{ISCC} на диаграмме статической коррозионной трещиностойкости (рис. 2).

Так как разброс значений указанных выше величин носит стохастический характер, для оценки безопасности эксплуатации газопровода с обнаруженными дефектами был предложен вероятностный подход, основанный на методе Монте-Карло [10], а именно:

исходя из известных плотностей распределения исходных данных, находится репрезентативная выборка их конкретных значений в известных диапазонах варьирования;

на основе детерминированных критериев разрушения определяется допустимость обнаруженного дефекта для каждого набора геометрических

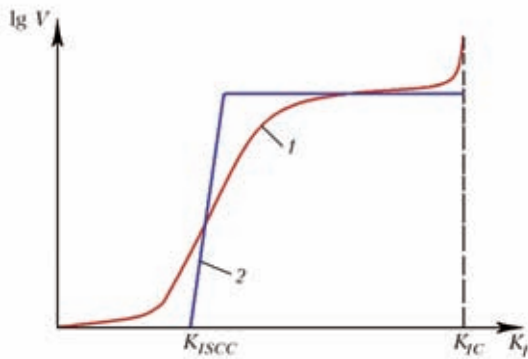


Рис. 2. Схема статической диаграммы коррозионной трещиностойкости конструкционного материала: 1 — экспериментальная диаграмма; 2 — идеализированная

и эксплуатационных характеристик из репрезентативной выборки;

из значения частоты выполнения детерминированного критерия допустимости дефекта определяется вероятность разрушения в области рассматриваемого дефекта;

на базе выбранной длины ремонтируемого участка МГ анализируется распределение суммарного риска разрушения в течение выбранного периода времени эксплуатации.

Наиболее распространенными дефектами коррозионного характера являются утонения (потери металла) (рис. 3) и стресс-коррозионные трещины (рис. 4) на внешней стороне газопровода в местах нарушения изоляции [5]. В общем случае, геометрия такого рода дефектов достаточно разнообразна, но все они могут быть схематизированы. Так, согласно данным работы [11], геометрическими характеристиками поверхностной трещины являются глубина a и полудлина c , утонения — минимальная измеренная толщина стенки газопровода в зоне дефекта δ_{\min} , его максимальный аксиальный s и тангенциальный u размеры. Эти геометрические характеристики дефектов определяются при внутритрубной диагностике, распределения значений каждой из них X_i могут быть описаны с помощью усеченного нормального закона:

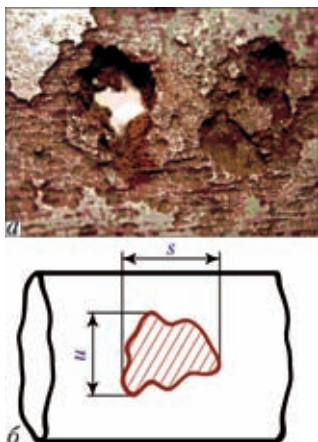


Рис. 3. Внешний вид (а) и схема дефекта утонения на поверхности газопровода (б)

$$\varphi_i(X_i) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \xi_i S_i} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{X_i - \bar{X}_i}{\xi_i} \right)^2 \right] \text{ при } A \leq X_i \leq B,$$

$$S_i = \int_A^B \frac{dX_i}{\sqrt{2\pi} \xi_i} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{X_i - \bar{X}_i}{\xi_i} \right)^2 \right], \quad (1)$$

где \bar{X}_i — математическое ожидание величины X_i ($A \leq X_i \leq B$); ξ_i — стандартное отклонение.

Функциональная зависимость вероятности i -й характеристики принять значение X_i вычисляется следующим образом:

$$P(X_i) = \int_A^{X_i} \varphi_i(X) dX. \quad (2)$$

Следует отметить, что с помощью уравнений (1), (2) могут быть описаны распределения не только размеров обнаруженных дефектов, но и скорости поверхностной коррозии. Что касается величин K_{IC} и K_{ISCC} , вероятность принять конкретное значение X_i для этих характеристик традиционно описывается трехпараметрическим законом Вейбулла:

$$P(X_i) = 1 - \exp \left[-\left(\frac{X_i - X_0}{X_d - X_0} \right)^\eta \right], \quad (3)$$

где X_d , X_0 , η — параметры распределения Вейбулла.

В качестве детерминированного критерия разрушения трещинообразного дефекта при эксплуатации МГ предлагается использовать двухпараметрический критерий хрупко-вязкого разрушения, имеющий следующий вид [6]:

$$Y = f(L_r) - K_r, \quad (4)$$

где

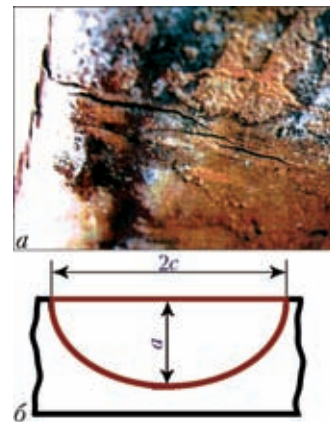


Рис. 4. Внешний вид (а) и схема трещины стресс-коррозии на поверхности газопровода (б)



Т а б л и ц а 2. Характеристики модельных дефектов утонения

| Номер дефекта | s, мм | u, мм | δ_{\min} , мм | Положение дефекта, м |
|---------------|-------|-------|----------------------|----------------------|
| 1 | 330 | 200 | 16 | 2 |
| 2 | 210 | 200 | 16,8 | 250 |
| 3 | 350 | 350 | 15,7 | 450 |
| 4 | 400 | 350 | 15,1 | 600 |
| 5 | 380 | 460 | 15,5 | 900 |

$$f(L_r) = \begin{cases} (1 - 0,14L_r^2) [0,3 + 0,7 \exp(-0,65L_r^6)] \\ \text{при } L_r \leq L_r^{\max} = \frac{\sigma_B + \sigma_T}{2\sigma_T}, \\ 0 \text{ при } L_r > L_r^{\max}; \end{cases} \quad (5)$$

$$K_r = K_I / K_{IC}; \quad L_r = \frac{\sigma_{\text{ref}}}{\sigma_T}.$$

(K_I — коэффициент интенсивности напряжений в рассматриваемой точке контура поверхностной полуэллиптической трещины; σ_{ref} — реферативное напряжение в области дефекта, методика расчета которого приведена, в частности, в работе [11]).

Соответственно, условие $Y > 0$ является достаточным для гарантированной допустимости рассматриваемого дефекта.

При анализе допустимости трещинообразного дефекта через определенный период времени Δt необходим учет возможности роста трещины, а именно

$$\begin{aligned} a(\Delta t) &= a_0 + V_a \Delta t, \\ c(\Delta t) &= c_0 + V_c \Delta t, \end{aligned} \quad (6)$$

где a_0, c_0 — начальные размеры дефекты; V_a, V_c — скорости роста трещины вдоль соответствующего размера.

Значения V_a, V_c могут быть оценены следующим образом:

$$V_i(K_I) = \begin{cases} V_{\max}, & \text{если } K_I \geq K_{ISCC}, \\ 0, & \text{если } K_I < K_{ISCC}, \end{cases} \quad (7)$$

где V_{\max} — максимальная скорость роста трещины, определяемая по диаграмме статической коррозионной трещиностойкости материала в данных условиях; $i = a, c$.

Оценка риска нарушения целостности МГ в области дефекта типа коррозионного утонения проводится на основе следующего детерминированного критерия [6]:

$$Y = \delta_{\min} - W\Delta t - \delta_p R_i, \quad i = s, u, \quad (8)$$

где δ_p — минимальная допустимая толщина стенки газопровода, определяемая либо конструктивно-эксплуатационными требованиями к МГ на

Т а б л и ц а 3. Характеристики модельных трещинообразных дефектов

| Номер дефекта | Тип трещины | c, мм | a, мм | Положение дефекта, м |
|---------------|-------------|-------|-------|----------------------|
| 6 | Продольная | 110 | 1,60 | 10 |
| 7 | » » | 90 | 1,60 | 400 |
| 8 | Окружная | 75 | 1,50 | 710 |
| 9 | » » | 150 | 1,55 | 820 |
| 10 | Продольная | 100 | 1,55 | 1000 |

рассматриваемом участке, либо дополнительным численным исследованием; R_i — функция формы дефекта утонения, имеющая следующее математическое выражение:

$$R_s = \begin{cases} 0,2, & \text{если } \lambda = \frac{1,285s}{\sqrt{D}\delta_p} \leq 0,3475, \\ \left(0,9 - \frac{0,9}{\sqrt{1,0 + 0,48\lambda^2}}\right) \left(1,0 - \frac{0,9}{\sqrt{1,0 + 0,48\lambda^2}}\right)^{-1}, & \text{если } \lambda > 0,3475, \end{cases} \quad (9)$$

$$R_u = \begin{cases} 0,2, & \text{если } \psi = \frac{u}{D} \leq 0,3475, \\ \frac{-0,73589 + 10,511\psi^2}{1,0 + 13,838\psi^2}, & \text{если } \psi > 0,3475, \end{cases}$$

где D — внутренний диаметр газопровода.

На основании результатов серии численных экспериментов в рамках репрезентативной выборки из входных параметров, распределенных согласно уравнения (1)–(3), находится частота выполнения критериев (4) для трещинообразных дефектов и (8) для утонений. Далее определяется риск разрушения j -го дефекта $P_j(\Delta t)$ ($j = 1 \dots J$) через некоторый промежуток времени эксплуатации Δt . Таким образом, по величине риска разрушения проводится ранжирование дефектов по приоритету ремонта.

Так как ремонт газопровода проводится на некотором участке определенной длины L_p , на котором ликвидируются все обнаруженные дефекты, важно выделить участки с наивысшим суммарным риском разрушения. Исходя из полученного распределения рисков разрушения каждого из дефектов газопровода, суммарный риск разрушения P_k^Σ на k -м участке длины L_p определяется следующим образом:

$$P_k^\Sigma(\Delta t) = 1 - \prod_{n=N_k}^{M_k} (1 - P_n(\Delta t)), \quad (10)$$

где (N_k, M_k) — диапазон номеров дефектов, обнаруженных на k -м участке газопровода.

Приведенная методология анализа базы данных о дефектах, обнаруженных при внутритрубной диагностике МГ, была реализована в виде гра-



Т а б л и ц а 4. Значение параметров распределений свойств материала газопровода и размеров дефектов

| Параметр | Нормальный усеченный закон распределения | | | | Распределение Вейбулла | | |
|------------------------------------|--|-------|-------------------------|-------------------------|------------------------|--------|--------|
| | \bar{X} | ξ | A | B | X_0 | X_d | η |
| c , мм | c' | 7,5 | $c' - 15$ | $c' + 15$ | — | — | — |
| a , мм | a' | 0,03d | $a' - 0,1d$ | $a' + 0,1d$ | — | — | — |
| s , мм | s' | 15 | $s' - 30$ | $s' + 30$ | — | — | — |
| u , мм | u' | 15 | $u' - 30$ | $u' + 30$ | — | — | — |
| δ_{\min} , мм | δ'_{\min} | 0,03d | $\delta'_{\min} - 0,1d$ | $\delta'_{\min} + 0,1d$ | — | — | — |
| W , мм/год | 1 | 0,10 | 0,08 | 0,12 | — | — | — |
| V_{\max} , мм/год | 4,4 | 0,22 | 4,0 | 4,8 | — | — | — |
| K_{ISCC} , МПа·мм ^{0,5} | — | — | — | — | 63,3 | 686,2 | 4,0 |
| K_{IC} , МПа·мм ^{0,5} | — | — | — | — | 632,5 | 3405,8 | 4,0 |

Примечание. Штрихом обозначены результаты экспериментальных измерений и справочные данные

Т а б л и ц а 5. Риск разрушения (приоритет ремонта) модельных дефектов в процессе эксплуатации*

| Номер дефекта | Время эксплуатации, лет | | | | |
|---------------|-------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|
| | 0 | 0,5 | 1,0 | 1,5 | 2 |
| 1 | 0,0 (7) | 0,00025 (9) | 0,0055 (9) | 0,052 (9) | 0,179 (9) |
| 2 | 0,0 (7) | 0,0 (10) | 0,0015 (10) | 0,0142 (10) | 0,063 (10) |
| 3 | 0,0 (7) | 0,00125 (8) | 0,026 (8) | 0,131 (8) | 0,338 (7) |
| 4 | 0,0041 (5) | 0,0562 (3) | 0,240 (4) | 0,490 (4) | 0,758 (4) |
| 5 | 0,0 (7) | 0,007 (7) | 0,0715 (7) | 0,263 (7) | 0,494 (7) |
| 6 | 0,0130 (1) | 0,139 (1) | 0,436 (1) | 0,796 (1) | 0,979 (1) |
| 7 | 0,0050 (2) | 0,0962 (2) | 0,269 (2) | 0,600 (3) | 0,864 (3) |
| 8 | 0,0010 (6) | 0,0353 (6) | 0,0612 (5) | 0,462 (5) | 0,720 (5) |
| 9 | 0,0040 (3) | 0,054 (4) | 0,251 (3) | 0,317 (2) | 0,9369 (2) |
| 10 | 0,0020 (5) | 0,0412 (5) | 0,177 (6) | 0,419 (6) | 0,715 (6) |

* В скобках указана очередность ремонта

фического пользовательского модуля. В качестве примера ниже приведены результаты расчета характерных модельных дефектов, размеры которых приведены в табл. 2, 3. Геометрические и эксплуатационные параметры исследуемого линейного участка МГ следующие: длина участка L , м — 1200; внутренний диаметр, мм — 1420; толщина стенки d , мм — 20; минимальная допустимая толщина стенки, мм — 16; температура, °С — 30; материал газопровода — сталь 17Г1С: $\sigma_T = 360$ МПа; $\sigma_B = 510$ МПа; давление на входе исследуемого участка P_{\max} , МПа — 7,5; давление на выходе исследуемого участка P_{\min} , МПа — 6,5.

Параметры распределенных стохастическим образом величин согласно (4) и (8) приведены в табл. 4.

Распределение аксиальных σ_{zz} и тангенциальных $\sigma_{\varphi\varphi}$ напряжений в стенке газопровода по его длине принято следующим:

$$\sigma_{zz} = \left(\frac{P_{\min} - P_{\max}}{L} x + P_{\max} \right) \frac{D}{4d},$$

$$\sigma_{\varphi\varphi} = \left(\frac{P_{\min} - P_{\max}}{L} x + P_{\max} \right) \frac{D}{2d},$$
(11)

где x — расстояние от начала участка газопровода до исследуемого поперечного сечения.

Значения риска разрушения каждого из модельных дефектов в процессе эксплуатации МГ и приоритет их ремонта согласно приведенным выше методикам показаны в табл. 5 и рис. 5. Из приведенных в табл. 5 данных видно, что при указанных параметрах распределения геометрических размеров дефектов, близких к таковым по результатам современной ВТД, вероятности отказов достаточно высоки по сравнению, например, с результатами, приведенными в работе [12], основанными на стационарных измерениях. Тем не менее,

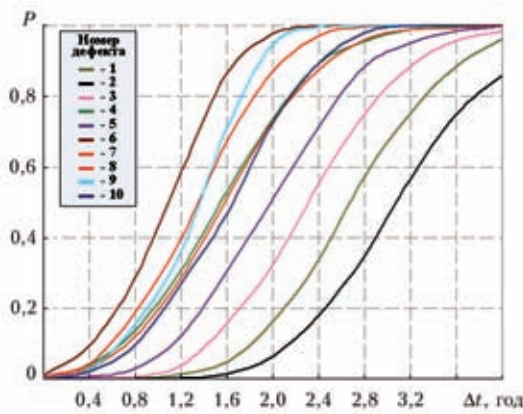


Рис. 5. Изменение риска нарушения целостности стенки газопровода в области модельных дефектов 1–10 в зависимости от времени эксплуатации

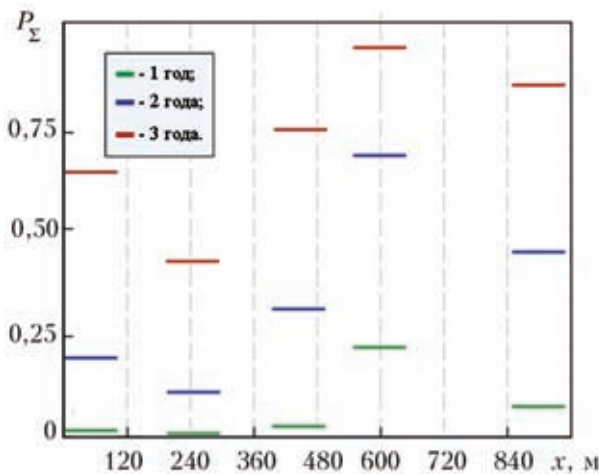


Рис. 6. Распределение величины суммарного риска разрушения на ремонтируемом участке длиной 100 м по длине газопровода x через различные периоды времени эксплуатации

такой достаточно консервативный подход позволяет получить четкую градиацию и, соответственно, порядок их ремонта.

На рис. 6 показаны результаты расчета риска разрушения по участкам ремонта на базе 100 м согласно уравнению (10). Из этих данных можно сделать вывод, что кинетика увеличения риска разрушения в случае отдельного дефекта и суммы дефектов по фиксированной длине участка МГ сходны, однако в обоих случаях имеются свои особенности. Приведенные на рис. 6 распределения рисков отличаются большей дискретностью по пространственной характеристике и при этом сохраняют непрерывность во времени эксплуатации газопровода с дефектами, что особенно ценно в случае необходимости ремонта большого количества дефектов.

Выводы

Разработана методология ранжирования дефектов линейной части МГ, обнаруженных при ВТД. В основу предложенного подхода положен анализ непрерывного изменения во времени риска нарушения целостности стенки газопровода, что позволяет реализовывать схемы ремонта на основе любого количества уровней приоритета.

На основе результатов численных исследований разработан подход, позволяющий определить наиболее опасные участки газопровода с точки зрения риска возникновения аварийной ситуации в выбранный промежуток времени эксплуатации.

На примере численного исследования газопровода с дефектами продемонстрирован характер изменения во времени риска аварии как в области конкретных дефектов, так и отдельных участков длиной 100 м, и показана эффективность предложенной методики ранжирования.

1. Математическое моделирование язвенных дефектов на действующих нефте- и газопроводах и разработка численного метода оценки допустимых режимов дуговой заварки таких дефектов / В. И. Махненко, В. С. Бут, Е. А. Великоиваненко и др. // Автомат. сварка. — 2001. — № 11. — С. 3–10.
2. Бут В. С., Галеев М. Н., Шведчикова Л. А. Определение несущей способности стенки трубы в процессе дуговой сварки конструктивных элементов на газопроводе под давлением // Диагностика, надежность, техн. обслуживание и ремонт нефтепроводов: Сб. научн. тр. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990. — С. 105–111.
3. ВБН В.3.1-00013471-07:2007. Магістральні нафтопроводи. Методи ремонту дефектних ділянок. — Київ: Мін-во палива та енергетики України, 2007. — 112 с.
4. ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. — М.: ПО «Спецнефтегаз», 2000. — 52 с.
5. ВРД 39-1.10-001-99. Руководство по анализу результатов внутритрубной инспекции и оценке опасности дефектов. — М.: ВНИИГАЗ, 2000. — 52 с.
6. Fitness-for-Service. American Petroleum Institute. Recommended Practice 579. First ed. — Washington: API Publications and Distribution, 2000. — 625 p.
7. Оценка изменения стресс-коррозионной повреждаемости по результатам повторной внутритрубной диагностики / И. А. Долгов, В. А. Горчаков, Ю. П. Сурков и др. // Дефектоскопия. — 2007. — № 1. — С. 16–26.
8. Beuker T. A. Clever combination // World Pipelines. — 2007. — № 8. — P. 37–41.
9. Russell A., Paeper S. Geometric capabilities // Ibid. — 2008. — № 8. — P. 79–85.
10. Раїзер В. Д. Методы теории надежности в задачах нормирования расчетных параметров строительных конструкций. — М.: Стройиздат, 1986. — 190 с.
11. Махненко В. И. Ресурс безопасной эксплуатации сварных соединений и узлов современных конструкций. — Киев: Наук. думка, 2006. — 619 с.
12. Махненко В. И., Великоиваненко Е. А., Олейник О. И. Риск-анализ как средство формализации принятия решений о внеплановом ремонте сварных конструкций // Автомат. сварка. — 2008. — № 5. — С. 5–10.