



ДИНАМИКА, ПРОЧНОСТЬ МАШИН И КОНСТРУКЦИЙ

УДК 539.4

В.М. ВЕСЕЛУХА

преподаватель

E-mail: vad-777@mail.ru

Лидский колледж УО «Гродненский государственный университет им. Янки Купалы»,

г. Лида, Республика Беларусь

А.В. БОГДАНОВИЧ, д-р техн. наук, доц.

профессор кафедры теоретической и прикладной механики

E-mail: bogal@tut.by

Белорусский государственный университет, г. Минск, Республика Беларусь

Поступила в редакцию 14.03.2017.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ НЕФТЕПРОВОДА С ТИПИЧНЫМИ ДЕФЕКТАМИ ПО КРИТЕРИЮ ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ В УСЛОВИЯХ ЦИКЛИЧЕСКОГО НАГРУЖЕНИЯ

В статье приведена методика оценки остаточного ресурса труб линейной части нефтепровода с типичными дефектами при циклическом нагружении на основе деформационного подхода, основанного на измерении утяжки образца и построении диаграммы циклического упругопластического разрушения образца с трещиной. При этом для определения коэффициентов интенсивности напряжений применяется поправка на пластичность материала с учетом действительных размеров поперечного сечения образца в плоскости развития трещины. Предложен алгоритм расчетно-экспериментального прогнозирования остаточного ресурса труб линейной части нефтепровода с типичными опасными дефектами (продольная трещина, трещина во вмятине, коррозионный питтинг с трещиной) по критерию трещиностойкости при циклическом нагружении после длительной эксплуатации с учетом влияния коррозионно-эрозионных процессов и деформационного старения материала труб.

Ключевые слова: трещиностойкость, живучесть, нефтепровод, длительная эксплуатация, коэффициент интенсивности напряжений, утяжка, остаточный ресурс

Введение. В статье [1] отмечалось, что при определении трещиностойкости трубных сталей и оценке предельного состояния труб линейных участков нефтепровода (ЛУН) применяют, как правило, критерии линейной механики разрушения, основанные на коэффициентах интенсивности напряжений (КИН). Они считаются справедливыми в условиях плоской деформации, которые проверяются по двум критериям [2, 3]:

$$K_I \leq K_I^* = \sqrt{t_0 \sigma_{0,2}^2 / 2,5}; \quad (1)$$

$$\psi = \frac{h_0 - h_\psi}{h_0} \cdot 100 \% \leq 1,5 \%, \quad (2)$$

где ψ — относительная величина поперечной составляющей пластической деформации (утяжки) образца; h_0 и h_ψ — номинальная и текущая (с учетом пластической деформации) толщина образца в опасном сечении; $\sigma_{0,2}$ — условный предел текучести материала.

Если же критерии (1) и (2) не выполняются, то рекомендуется применять энергетические или деформационные критерии нелинейной механики разрушения.

В работах [4–6] предложено пластичность материала учитывать путем корректировки поправочной функции Y в формуле для расчета КИН:

$$K_{l \max}^F = \frac{P_{\max}}{h_0 \sqrt{B}} \omega_F^{1/2} Y(\omega_F); \quad (3)$$

$$Y(\omega_F) = 29,6 - 185,5(\omega_F) + 655,7(\omega_F)^2 - 1017(\omega_F)^3 + 638,9(\omega_F)^4, \quad (4)$$

где P_{\max} — максимальная нагрузка цикла; l — измеренная длина трещины, отсчитываемая от линии действия нагрузки; h_0 , B — размеры опасного сечения образца; поправочный коэффициент (4) учитывает не только геометрию образца и схему его нагружения, но и интегрально — величину пластической деформации в опасном сечении; а в (3) введена, по существу, локальная мера поврежденности образца с трещиной $\omega_F = F_l / F_0$, которая имеет не только геометрический смысл, но и физическое содержание: эта мера однозначно определяет живучесть объекта с трещиной [7]. Мера ω_F определяется с учетом пластической деформации опасного сечения и может изменяться в интервале $\omega_0 \leq \omega_F \leq 1$, т. е. нижняя граница связана с начальной трещиной в изделии, и ее величина определяется точностью диагностирования тем или иным методом неразрушающего контроля, а установлением единицы в качестве верхней границы для ω_F предсказывается полная потеря сплошности объектом в момент разрушения, т. е. $F_l = F_0$.

Среди возможных видов трещиноподобных дефектов труб нефтепровода наиболее опасными являются два [8]: ориентированная вдоль оси трубы продольная поверхностная трещина; комбинированный дефект — вмятина с расположенной в ней продольной поверхностной трещиной. Типичными дефектами труб нефтепроводов являются и коррозионные локальные повреждения в виде питтингов [9–11]. Нередко коррозионные питтинги становятся очагами усталостных трещин, в результате чего образуется опасный комбинированный дефект «питтинг + трещина». В статье [1] даны формулы (11), (13) и (16) для определения КИН в трубе ЛУН при наличии каждого из упомянутых опасных дефектов с учетом поправки на пластичность [4–6].

Ниже изложена инженерная методика расчетно-экспериментальной оценки характеристик трещиностойкости пластичной трубной стали и остаточного ресурса труб ЛУН при циклическом нагружении на основе подхода [4–6] и с учетом старения материала труб и воздействия на него других коррозионно-эрозионных процессов.

Влияние старения и коррозионно-эрозионных процессов на характеристики трещиностойкости материала труб. Подробные исследования процесса деградации в течение 30 лет трубной стали 17Г1С показали [12], что длительная эксплуатация этой стали вызывает повышение пределов прочности и текучести, снижение трещиностойкости и сдвиг

критической температуры хрупкости в сторону повышенных температур. Влияние старения стали на скорость роста усталостной трещины и другие параметры уравнения Пэриса не было обнаружено, поэтому было сделано заключение, что старение стали 17Г1С снижает сопротивление материала хрупкому разрушению, но не влияет на характеристики усталостного разрушения [12]. В то же время в работе [13] установлено обратное — значительное влияние старения стали близкого состава на ее усталостные свойства, оцениваемые по кривой усталости, отражающей как процессы зарождения, так и процессы развития трещины. Авторы [13] предположили, что старение в большей степени оказывает влияние на зарождение макротрещины, чем на ее развитие, если, конечно, в результате старения не происходит резкого изменения механизма развития усталостной трещины. При этом снижение предела выносливости могло быть вызвано и коррозионными процессами, способствующими преодолению малой усталостной трещиной микроструктурных барьеров, и началом роста макротрещины. Совместное влияние слабой коррозионной среды, высокого среднего напряжения цикла, способствующего раскрытию малых усталостных трещин, и низкого циклического напряжения может привести к преодолению короткой трещиной структурных барьеров и вызвать ее подрастание до критического размера, достаточного для формирования макротрещины [13].

Старение и коррозионно-эрозионные процессы обуславливают изменение характеристик сопротивления разрушению трубной стали, которое можно выразить временной функцией $\Phi(t)$. Если в начальный момент времени $t_0 = 0$ (исходное состояние) значение какой-либо характеристики равно $\Lambda(0)$, а после эксплуатации в течение времени t значение этой характеристики равно $\Lambda(t)$, то, очевидно,

$$\Lambda(t) = \Lambda(0) \times \Phi_{\Lambda}(t). \quad (5)$$

Для основных характеристик сопротивления зарождению и развитию трещин (предела выносливости σ_{-1} , порогового K_{th} и предельного K_{fc} значений КИН, относительной предельной утяжки ψ_c , предельной локальной поврежденности ω_c , постоянных C_k и m_k кинетической диаграммы усталостного разрушения) можно записать:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{-1}(t) &= \sigma_{-1}(0) \cdot \Phi_{\sigma_{-1}}(t); & K_{lc}(t) &= K_{lc}(0) \cdot \Phi_{K_{lc}}(t); \\ K_{th}(t) &= K_{th}(0) \cdot \Phi_{K_{th}}(t); & K_{fc}(t) &= K_{fc}(0) \cdot \Phi_{K_{fc}}(t); \\ m_k(t) &= m_0(t) \cdot \Phi_{m_k}(t); & C_k(t) &= C_k(t) \cdot \Phi_{C_k}(t); \\ \psi_c(t) &= \psi_c(0) \cdot \Phi_{\psi_c}(t); & \omega_c(t) &= \omega_c(0) \cdot \Phi_{\omega_c}(t). \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Временные функции $\Phi_{\Lambda}(t)$ определяют из анализа результатов систематических экспериментальных исследований механических свойств металла за период эксплуатации трубопровода.

Функции (6) изменения механических свойств металла труб в результате старения авторы [14] рекомендуют выбирать в виде полиномов второго порядка (повышение порядка аппроксимирующих полиномов нецелесообразно), например, для предела выносливости:

$$\sigma_{-1}(t) = \sigma_{-1}(0) + a_{\sigma_{-1}} \cdot t + b_{\sigma_{-1}} \cdot t^2. \quad (7)$$

Тогда параметрами старения следует считать коэффициенты этих полиномов.

В соответствии с [15] коэффициент, учитывающий снижение трещиностойкости материала трубы из-за «старения», определяется как

$$K_s = 1 + 0,025C_{\text{экв}} \cdot t, \quad (8)$$

где t — время эксплуатации трубопровода, лет; $C_{\text{экв}} = C + Mn/6$ — эквивалент углерода, выраженный в процентах содержания углерода и марганца в стали. По существу, временную функцию $\Phi_{K_{lc}}(t)$ для вязкости разрушения при статическом нагружении и $\Phi_{K_{fc}}(t)$ для вязкости разрушения при циклическом нагружении можно в первом приближении принять как величину, обратную K_s , т. е.

$$\Phi_{K_{lc}}(t) \approx \Phi_{K_{fc}}(t) \approx 1 / K_s. \quad (9)$$

Эксплуатационные факторы, как правило, воздействуют на металл трубопровода в одно и то же время, и окончательным результатом этого процесса является комплексное износоусталостное повреждение, обусловленное взаимодействием повреждающих явлений. Поэтому достоверный анализ работоспособности труб нефтепровода возможен на основе достижений и методологии трибофатики [16–20].

Согласно [18–20] энергетический критерий достижения предельного состояния металла на внутренней поверхности труб ЛУН записывается в виде

$$\left(\frac{a_{\sigma} \sigma^2}{1 - D_{\sigma}} + \frac{a_{\tau} \tau_L^2}{1 - D_{\tau}} \right) \Lambda_{\sigma/\tau} = U_0, \quad (10)$$

где σ — окружные напряжения; τ_L — касательные напряжения, обусловленные движением нефти в трубе; U_0 — энергия активации процесса разрушения, близкая к энергии разрыва межатомной связи; $0 \leq D \leq 1$ — коррозионные параметры, увеличение D должно быть эквивалентно росту эффективной (расходуемой на образование и накопление ИУП) энергии в системе вследствие развития электрохимической повреждаемости (D_{σ} — параметр, учитывающий коррозию под напряжением, и D_{τ} — параметр, учитывающий коррозию при трении); $\Lambda_{\sigma/\tau}$ учитывает взаимодействие эффективных частей механической энергии, обусловленных нормальными σ и касательными τ_L напряжениями; $a \ll 1$ — коэффициенты, которые выделяют из соответствующих полных составляющих механической энергии их эффективные части.

Касательные напряжения τ_L могут быть определены по известной формуле [14, 18–20]:

$$\tau_L = f_L \rho_L \nu_L^2 / 2, \quad (11)$$

где f_L — коэффициент пристеночного трения; ρ_L — плотность перекачиваемого продукта; ν_L — скорость потока нефти в трубе.

Вклад процессов коррозии в комплексное повреждение материала трубы можно определить так [18–20]:

$$1 - D_{\sigma} = \left(\frac{\nu_{ch}}{\nu_{ch(\sigma)}} \right)^{m_{\nu(\sigma)}}; \quad 1 - D_{\tau} = \left(\frac{\nu_{ch}}{\nu_{ch(\tau)}} \right)^{m_{\nu(\tau)}}, \quad (12)$$

где ν_{ch} — скорость коррозии в данной среде; $\nu_{ch}(\sigma)$, $\nu_{ch}(\tau)$ — скорость коррозии в той же среде при силовом, фрикционном воздействиях соответственно; m_{ν} — параметры, определяющие электрохимическую активность материалов при силовом (индекс σ) и фрикционном (индекс τ) нагружениях.

Если в (10) принять $\sigma = \sigma_{-1\tau(ch)}$, где $\sigma_{-1\tau(ch)}$ — предел выносливости с учетом влияния процессов трения и коррозионной эрозии, то предельные нормальные напряжения можно определить из (10) следующим образом:

$$\sigma_{-1\tau(ch)} = \left[\frac{U_0 - a_{\tau} \tau_L^2}{\Lambda_{\sigma/\tau} (1 - D_{\tau})} \right]^{1/2} \frac{1}{a_{\sigma} / (1 - D_{\sigma})}, \quad (13)$$

т. е. значение предела выносливости $\sigma_{-1}(t)$ по (6) может быть оценено с помощью (13):

$$\sigma_{-1}(t) = \sigma_{-1\tau(ch)} = \sigma_{-1}(0) \cdot \varphi(\tau_L, D_{\tau}), \quad (14)$$

где функция влияния касательных напряжений и коррозии трения

$$\varphi(\tau_L, D_{\tau}) = \sqrt{\frac{1}{\Lambda_{\sigma/\tau} - \left(\frac{\tau_L}{\tau_{ec}} \right)^2} \left(\frac{\nu_{ch(\tau)}}{\nu_{ch}} \right)^{m_{\nu(\tau)}}} \quad (15)$$

определяется не только уровнем касательных напряжений (τ_L / τ_{ec}) < 1 (здесь τ_{ec} — предел коррозионно-эрозионной усталости внутренней поверхности трубы при отсутствии напряжения σ), но и параметром $\Lambda_{\sigma/\tau} \geq 1$, описывающим условия и направленность диалектического взаимодействия взаимообусловленных повреждений от нормальных и касательных напряжений.

Согласно (14) и (15) имеем:

$$\sigma_{-1}(\tau_L, D_{\sigma}, D_{\tau}) > \sigma_{-1}(0),$$

когда $\varphi(\tau_L, D_{\tau}) > 1$ и, следовательно, $\Lambda_{\sigma/\tau} < 1$, и также

$$\sigma_{-1}(\tau_L, D_{\sigma}, D_{\tau}) < \sigma_{-1}(0),$$

когда $\varphi(\tau_L, D_{\tau}) < 1$ и, следовательно, $\Lambda_{\sigma/\tau} > 1$.

Если предположить, что предел выносливости представляет минимальные напряжения, при которых начинают развиваться трещины, характерные для данного материала, размер l_{c*} которых является для данного материала постоянной ве-

личной, то значение порогового КИН можно оценить по выражению [7]

$$K_{max_{th}} = Y\sigma_{-1}\sqrt{\pi l_{c^*}}, \quad (16)$$

где l_{c^*} — критический размер микротрещин; Y — поправочный коэффициент, который принимают равным $Y = 0,65$ для поверхностной трещины в форме полукруга и $Y = 1,12$ для поверхностной трещины, проходящей через всю толщину образца.

Представим формулу (16) для порогового КИН в форме (6), переписав ее с учетом (13)–(15) в виде

$$K_{max_{th}}(t) = Y\sigma_{-1}(t)\sqrt{\pi l_{c^*}} = Y\sigma_{-1\tau(ch)}\sqrt{\pi l_{c^*}}. \quad (16a)$$

Таким образом, пороговый КИН материала внутренней поверхности трубы ЛУН после длительной эксплуатации зависит от:

- уровня нормальных (σ), касательных (τ_L) напряжений и воздействия коррозионной среды (D_σ, D_τ);
- критического размера микротрещин (l_{c^*});
- прочности материала трубы при указанных воздействиях ($\sigma_{-1ch}, \tau_p, m_v, v_{ch}$);
- взаимодействия повреждений, обусловленных механической усталостью и трением ($\Lambda_{\sigma/\tau}$).

Определение остаточного ресурса и вероятности отказа труб линейных участков нефтепровода по критерию трещиностойкости. Для обычного эксплуатационного нагружения нефтепровода характерно циклическое изменение величины внутреннего давления [21]. Предлагаемый метод прогнозирования остаточного ресурса труб для этого случая рассмотрим ниже.

Аналитическое выражение для скорости накопления повреждений на стадии развития магистральной трещины было предложено [7] записывать в виде степенной зависимости от уровня коэффициента интенсивности напряжений $\Delta K = K_{I_{max}} - K_{I_{th}}$:

$$v = \frac{d(1-\omega_F)}{dn} = -C_k \left(\frac{K_{I_{max}} - K_{I_{th}}}{1-\omega_F} \right)^{m_k}, \quad (17)$$

откуда после интегрирования имеем формулу для оценки живучести изделия:

$$N_{ж} = \frac{(1-\omega_F)^{m_k+1}}{C_k (m_k+1) (K_{I_{max}} - K_{I_{th}})^{m_k}}. \quad (18)$$

В выражениях (17), (18) C_k и m_k — параметры (постоянные материала), определяемые по кинетической диаграмме усталостного разрушения в координатах, скорость роста трещины $v = d(1-\omega_F)/dn$ — КИН $K_{I_{max}}$ (или ΔK_I), т. е. по смыслу и по размерности параметры C_k и m_k тождественны известным параметрам C_k и m_k уравнения Пэриса соответственно [7].

Если нагружение носит нерегулярный характер и изменяется, например, по заданной программе в виде многократно повторяющихся блоков длительностью N_σ , то модель накопления

повреждений на стадии локализованного разрушения можно записать в виде [21]

$$\lambda \sum_{i=1}^s \left[\frac{n_{i\sigma} (1-\omega_F)^{m_k+1}}{C_k \cdot (K_{I_{max_i}} - K_{I_{th}})^{m_k} (m_k+1)} \right] = 1, \quad (19)$$

где λ — число программных блоков до разрушения; i — номер ступени блока; s — количество ступеней в одном блоке; $n_{i\sigma}$ — число циклов i -го уровня нагрузки в одном блоке. Живучесть трубы с трещиной в этом случае [21]:

$$N_{ж\Sigma} = \frac{N_\sigma}{C_k (m_k+1) \sum_{i=1}^s \frac{(K_{I_{max_i}} - K_{I_{th}})^{m_k} n_{i\sigma}}{(1-\omega_F)^{m_k+1}}}. \quad (20)$$

Формулу (8) для оценки живучести при регулярном нагружении запишем с учетом влияния эксплуатационных процессов деградации в виде

$$N_{ж} = \frac{(1-\omega_F)^{m_k(t)+1}}{C_k(t) [m_k(t)+1] (K_{I_{max}} - K_{I_{th}}(t))^{m_k(t)}}. \quad (18a)$$

При нерегулярном блок-программном нагружении будем иметь

$$N_{ж\Sigma} = \frac{N_\sigma}{C_k(t) [m_k(t)+1] \sum_{i=1}^s \frac{(K_{I_{max_i}} - K_{I_{th}}(t))^{m_k(t)} n_{i\sigma}}{[1-\omega_F]^{m_k(t)+1}}}. \quad (20a)$$

В формулы (18a), (20a) подставляют значения КИН, вычисленные по выражениям (11), (13) и (16) [1] в зависимости от вида дефекта трубы. Эти формулы позволяют оценивать среднее значение (с вероятностью 50 %) остаточного ресурса, выраженного числом циклов до наступления предельного состояния трубы с опасным дефектом, если размеры этого дефекта известны, т. е. установлены, например, с помощью внутритрубной диагностики.

Для обычного эксплуатационного режима нагружения нефтепровода алгоритм расчетно-экспериментального прогнозирования остаточного ресурса труб линейных участков нефтепровода с типичными опасными дефектами по критерию трещиностойкости при циклическом нагружении состоит в следующем (рисунок).

1. Применительно к исследуемому объекту (элементу трубопровода) выбирают схему испытаний на малоразмерных образцах с известной формулой в зависимости от вида дефекта [1] расчета КИН $K_{I_{maxM}}^F$ (с учетом поправки на пластичность) (см. рисунок а, в). Вырезку образцов осуществляют из трубы дефектного ЛУН (с определенным сроком эксплуатации t лет, диаметром D , толщиной стенки h) с ориентацией надреза в осевом и в окружном направлении трубы (см. рисунок а). При необходимости оценки опасности дефекта в сварном соединении зона развития трещины образца должна включать продольный

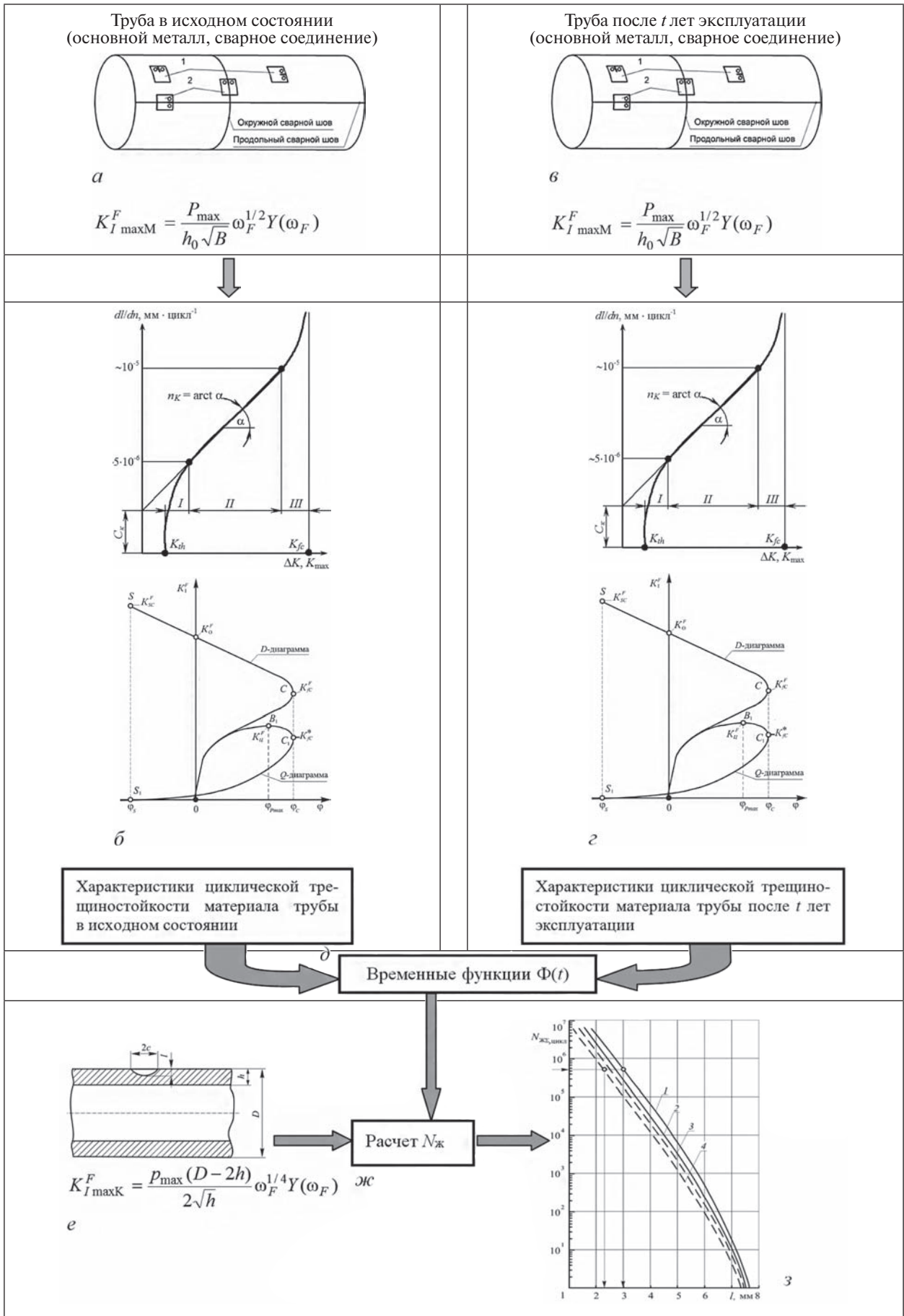


Рисунок — Алгоритм расчетно-экспериментального прогнозирования остаточного ресурса труб ЛУН с типичными опасными дефектами по критерию трещиностойкости при циклическом нагружении

(поперечный) сварной шов. Также для оценки влияния эксплуатационных факторов вырезку образцов осуществляют из трубы в исходном состоянии из аварийного запаса из того же материала, с таким же диаметром, толщиной стенки, что и труба дефектного ЛУН (см. рисунок *в*).

2. Экспериментально исследуют циклическую трещиностойкость материала, из которого изготовлена труба дефектного ЛУН (с определенным сроком эксплуатации t лет), с учетом особенностей его эксплуатационного нагружения. По результатам испытаний строят кинетическую диаграмму усталостного разрушения, а также D - и Q -диаграммы ЦУПРОТ, по которым определяют предложенные силовые и деформационные характеристики циклической трещиностойкости основного материала трубы и (или) ее сварного соединения (см. рисунок *з*). Также экспериментально исследуют материал этой трубы в исходном состоянии; по результатам аналогичных испытаний строят кинетическую диаграмму усталостного разрушения, а также D - и Q -диаграммы ЦУПРОТ [1, 5, 6, 21], по которым определяют предложенные силовые и деформационные характеристики циклической трещиностойкости основного материала трубы и (или) ее сварного соединения в исходном состоянии (см. рисунок *б*).

3. Далее на основе имеющихся опытных данных определяют временные функции $\Phi(t)$ в виде изменения характеристик сопротивления разрушению трубной стали при циклическом нагружении, обусловленные старением, коррозионно-эрозионными и другими процессами деградации (см. рисунок *д*).

4. Для изучаемого элемента трубопровода с конкретным дефектом устанавливают модель для вычисления КИН $K_{I_{\max K}}^F$ (см. рисунок *е*).

5. Полученные в пп. 1–4 данные используют (см. рисунок *з*) для расчета остаточного ресурса — живучести трубы дефектного ЛУН с конкретным дефектом (тип, размеры) по одной из формул (18а), (20а) в зависимости от вида дефекта трубы и вида циклического нагружения ЛУН — регулярного или нерегулярного (см. рисунок *ж*).

6. Результаты расчетно-экспериментального исследования по пп. 1–5 могут быть представлены в виде графиков зависимости остаточного ресурса (живучести) трубы ЛУН с заданным сроком эксплуатации от размеров (ω_p) типичных опасных дефектов (см. рисунок *з*).

Таким образом, разработана методика расчетно-экспериментального прогнозирования остаточного ресурса труб линейных участков нефтепровода с типичными опасными дефектами по критерию трещиностойкости после длительной эксплуатации с учетом влияния коррозионно-эрозионных процессов и деформационного старения материала труб.

Список литературы

1. Веселуха, В.М. Методика оценки предельного состояния труб линейной части нефтепровода с типичными дефектами по критериям трещиностойкости / В.М. Веселуха, А.В. Богданович // Актуальные вопросы машиноведения: сб. науч. тр. / Объедин. ин-т машиностроения НАН Беларуси; редкол.: С.Н. Поддубко [и др.]. — Минск, 2016. — Вып. 5. — С. 214–217.
2. Standard test method for plane-strain fracture toughness of materials // Annual Book of ASTM Standards, E.339-74. — 1976. — Pp. 471–490.
3. Дроздовский, Б.А. Методы оценки вязкости разрушения / Б.А. Дроздовский, Е.М. Морозов // Заводская лаборатория. — 1976. — № 8. — С. 916–1004.
4. Сосновский, Л.А. Экспериментальное исследование циклической трещиностойкости стали 20 / Л.А. Сосновский, Л.А. Хамаза, Н.К. Бабич // Заводская лаборатория. — 1990. — № 6. — С. 34–38.
5. Сосновский, Л.А. Анализ диаграммы циклического упругопластического разрушения образца с трещиной. Сообщение 1 / Л.А. Сосновский, А.В. Богданович // Проблемы прочности. — 1995. — № 5–6. — С. 39–51.
6. Сосновский, Л.А. Анализ диаграммы циклического упругопластического разрушения образца с трещиной. Сообщение 2 / Л.А. Сосновский, А.В. Богданович // Проблемы прочности. — 1995. — № 5–6. — С. 52–61.
7. Сосновский, Л.А. Статистическая механика усталостного разрушения / Л.А. Сосновский. — Минск: Наука и техника, 1987. — 288 с.
8. Методика оценки статической прочности и циклической долговечности магистральных нефтепроводов: РД 39-00147105-001-91. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1992. — 87 с.
9. Polyakov, V.N. Catastrophes of large diameter pipelines — the role of hydrogen fields / V.N. Polyakov // Проблемы прочности. — 1995. — № 1–2. — С. 137–146.
10. Kirkhope, K.J. Stress intensity factor equation for single and multiple cracked pressurized thick-walled cylinders / K.J. Kirkhope, R. Bell, J. Kirkhope // Int. J. Pres. Vess. and Piping. — 1990. — 41, No. 1. — Pp. 103–111.
11. Пашков, Ю.И. К вопросу о классификации разрушений газопроводов по протяженности / Ю.И. Пашков, М.З. Рахман, О.А. Загогина // Проблемы прочности. — 1995. — № 5–6. — С. 136–142.
12. Long-term service effect on the toughness of pipeline steel 17GS / S.O. Kotrechko [et al.] // Proc. of the Int. Congr. on fracture, IPM, RAS, Interquadrennial conf. "Fracture at multiple dimensions", Moscow, 23–26 June, 2003.
13. Высокоцикловое усталостное разрушение малоуглеродистой стали после ее длительного старения / Л.Р. Ботвина [и др.] // Заводская лаборатория. — 2009. — № 6. — С. 44–51.
14. Гумеров, А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров. — М.: Недр-Бизнесцентр, 2003. — 310 с.
15. Черняев, К.В. Оценка прочности труб с вмятинами по данным внутритрубных профиломеров / К.В. Черняев, Е.С. Васин // Трубопроводный транспорт нефти. — 1996. — № 4. — С. 8–12.
16. Сосновский, Л.А. Механика износоусталостного повреждения / Л.А. Сосновский. — Гомель: БелГУТ, 2007. — 434 с.
17. Богданович, А.В. Прогнозирование предельных состояний силовых систем / А.В. Богданович. — Гродно: ГрГУ им. Я. Купалы, 2008. — 372 с.
18. Сосновский, Л.А. Методика расчетно-экспериментальной оценки коррозионно-механической прочности трибофатических систем / Л.А. Сосновский, А.Н. Козик // Механика машин, механизмов и материалов. — 2011. — №3 (16). — С. 49–53.
19. Сосновский, Л.А. Инженерная модель коррозионно-механической прочности / Л.А. Сосновский, А.А. Костюченко, В.В. Воробьев // Весці НАНБ. Серыя фіз.-тэхн. навук. — 2008. — № 2. — С. 66–70.
20. Щербаков, С.С. Механика трибофатических систем / С.С. Щербаков, Л.А. Сосновский. — Минск: БГУ, 2011. — 407 с.
21. Сосновский, Л.А. Живучесть линейной части нефтепровода // Л.А. Сосновский, А.В. Богданович, А.М. Бордовский. — Гомель: НПО «ТРИБОФАТИКА», 2004. — 112 с.

VESELUKHA Vadim M.

Lecturer

E-mail: vad-777@mail.ru.

Lida College of the State University of Grodno named after Yanka Kupala, Lida, Republic of Belarus

BOGDANOVICH Alexander V., D. Sc. in Eng., Assoc. Prof.

Professor of the Department of Theoretical and Applied Mechanics

E-mail: bogal@tut.by

Belarusian State University, Minsk, Republic of Belarus

Received 14 March 2017.

METHOD OF ASSESSMENT OF THE RESIDUAL LIFE OF PIPES OF THE LINEAR PART OF THE PIPELINE WITH THE TYPICAL DEFECTS ACCORDING TO THE CRACK RESISTANCE CRITERIA UNDER CYCLIC LOADING

A method of estimating of the residual life of pipes for linear part of the pipeline with the typical defects under cyclic loading based on the deformation approach based on measuring the density of the specimen and plotting the cyclic elastic-plastic fracture diagram for the specimen with a crack is described in the paper. The correction for plasticity material, taking into account the actual cross-sectional dimensions of the specimen in the plane of crack growth, is applied for the determination of stress intensity factors. The algorithm of calculation and experimental prediction of the residual life of pipes for linear part of the pipeline with a typical dangerous defects (longitudinal crack, a crack in the dent, corrosion pitting with crack) on the criterion of crack growth resistance under cyclic loading after long time operation with account of influence of corrosion-erosion processes and deformation aging of pipe material is proposed.

Keywords: crack resistance, survivability, oil pipeline, long-term operation, stress intensity factor, density, residual life

References

1. Veselukha V.M., Bogdanovich A.V. Metodika ocenki predelnogo sostojanija trub linejnij chasti nefteprovoda s tipichnymi defektami po kriterijam treshhinostjokosti [A method for estimating the limiting state of pipes of a linear part of an oil pipeline with typical defects by crack resistance criteria]. *Aktualnye voprosy mashinovedenija: sb. nauch. tr.* [Topical Issues of Mechanical Engineering: collection of scientific papers], Minsk, 2016, no. 5, pp. 214–217.
2. Standard test method for plane-strain fracture toughness of materials. *Annual Book of ASTM Standards, E.339-74*, 1976, pp. 471–490.
3. Drozdovskiy B.A., Morozov E.M. Metody ocenki vjazkosti razrushenija [Methods for assessing fracture toughness]. *Zavodskaja laboratorija* [Factory laboratory], 1976, no. 8, pp. 916–1004.
4. Sosnovskiy L.A., Khamaza L.A., Babich N.K. Jeksperimentalnoe issledovanie ciklicheskoj treshhinostjokosti stali 20 [Experimental Investigation of the Cyclic Crack Resistance of Steel 20]. *Zavodskaja laboratorija* [Factory laboratory], 1990, no. 6, pp. 34–38.
5. Sosnovskiy L.A., Bogdanovich A.V. Analiz diagrammy ciklicheskogo uprugoplasticheskogo razrushenija obrazca s treshhinoj. Soobshhenie 1 [Analysis of the diagram of cyclic elastoplastic fracture of a sample with a crack. Statement 1]. *Problemy prochnosti* [Problems of Strength], 1995, no. 5–6, pp. 39–51.
6. Sosnovskiy L.A., Bogdanovich A.V. Analiz diagrammy ciklicheskogo uprugoplasticheskogo razrushenija obrazca s treshhinoj. Soobshhenie 2 [Analysis of the diagram of cyclic elastoplastic fracture of a sample with a crack. Statement 2]. *Problemy prochnosti* [Problems of Strength], 1995, no. 5–6, pp. 52–61.
7. Sosnovskiy L.A. *Statisticheskaja mehanika ustalostnogo razrushenija* [Statistical mechanics of fatigue failure]. Minsk, Nauka i tehnika, 1987. 288 p.
8. RD 39-00147105-001-91. Metodika ocenki staticheskogo prochnosti i ciklicheskoj dolgovechnosti magistralnyh nefteprovodov [State Standart 39-00147105-001-91. Method for evaluation of static strength and cyclic life of main oil pipelines]. Ufa, VNIISPTneft, 1992. 87 p.
9. Polyakov V.N. Catastrophes of large diameter pipelines – the role of hydrogen fields. *Problemy prochnosti* [Problems of Strength], 1995, no. 1–2, pp. 137–146.
10. Kirkhope K.J., Bell R., Kirkhope J. Stress intensity factor equation for single and multiple cracked pressurized thick-walled cylinders. *Int. J. Pres. Ves. and Piping*, 1990, no. 1, pp. 103–111.
11. Pashkov Yu.I., Rakhman M.Z., Zazhogina O.A. K voprosu o klasifikacii razrushenij gazoprovodov po protjazhennosti [On the classification of the destruction of gas pipelines by length]. *Problemy prochnosti* [Problems of Strength], 1995, no. 5–6, pp. 136–142.
12. Kotrechko S.O. [et al.] Long-term service effect on the toughness of pipeline steel 17GS. *Proc. of the Int. Congr. on fracture, IPM, RAS, Interquadrennial conf. "Fracture at multiple dimensions"*. Moscow, 2003.
13. Botvina L.R. [et al.] Vysokociklovoe ustalostnoe razrushenie malouglerodistoj stali posle ee dlitel'nogo starenija [High-cycle fatigue failure of low-carbon steel after its long aging]. *Zavodskaja laboratorija* [Factory laboratory], 2009, no. 6, pp. 44–51.
14. Gumerov A.G., Gumerov R.S., Gumerov K.M. *Bezopasnost dlitelno jekspluatiruemyh magistralnyh nefteprovodov* [Safety of long-running main oil pipelines]. Moscow, Nedra-Biznescentr, 2003. 310 p.
15. Chernyaev K.V., Vasin E.S. Ocenka prochnosti trub s vmjatinami po dannym vnutritrubnyh profilemerov [Estimation of durability of pipes with dents according to the data of in-pipe profilers]. *Truboprovodnyj transport nefi* [Pipeline transport of oil], 1996, no. 4, pp. 8–12.
16. Sosnovskiy L.A. *Mehanika iznosoustalostnogo povrezhdenija* [Mechanics of wear-and-fatigue damage]. Gomel, BelGUT, 2007. 434 p.
17. Bogdanovich A.V. *Prognozirovanie predelnyh sostojanij silovoy system* [Prediction of the limiting states of power systems]. Grodno, GrGU im. Ja. Kupaly, 2008. 372 p.
18. Sosnovskiy L.A., Kozik A.N. Metodika raschetno-jeksperimentalnoj ocenki korrozionno-mehanicheskogo prochnosti tribofaticheskijh sistem [Method of calculation and experimental evaluation of the corrosion-mechanical strength of tribo-phase systems]. *Mehanika mashin, mehanizmov i materialov* [Mechanics of machines, mechanisms and materials], 2011, no. 3(16), pp. 49–53.
19. Sosnovskiy L.A., Kostyuchenko A.A., Vorobyev V.V. Inzhenernaja model korrozionno-mehanicheskogo prochnosti [Engineering model of corrosion-mechanical strength]. *Ves. Nac. akad. navuk Belarusi. Ser. fiz.-tjechn. navuk* [Bulletin of the NAS of Belarus. Edition of Physics and Engineering], 2008, no. 2, pp. 66–70.
20. Shcherbakov S.S., Sosnovskiy L.A. *Mehanika tribofaticheskijh sistem* [Mechanics of tribobatic systems]. Minsk, BGU, 2011. 407 p.
21. Sosnovskiy L.A., Bogdanovich A.V., Bordovskiy A.M. *Zhivuchest linejnoj chasti nefteprovoda* [Vitality of the linear part of the oil pipeline]. Gomel, NPO "TRIBOFATIKA", 2004. 112 p.