

ЖИВУЧЕСТЬ ТРУБ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ НЕФТЕПРОВОДА С ТИПИЧНЫМИ ДЕФЕКТАМИ ПОСЛЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Л. Сосновский¹, А. Богданович², н., В. Веселуха³

¹Белорусский государственный университет транспорта, Гомель,

²Белорусский государственный университет, г. Минск

³Лидский колледж учреждения образования «Гродненский государственный университет имени Янки Купалы», г. Лида
Республика Беларусь

Abstract. To determine the crack growth resistance of pipeline tubes made of ductile steel can be use formulas of linear elastic fracture mechanics with functions of the plasticity amendments for stress intensity factor. The analysis of the cyclic crack growth life for the linear part of pipeline tubes after long time operation with typical defects (a semi-elliptical longitudinal crack and crack with a dent) is given.

Нагруженность линейной части нефтепровода. Для расчета живучести труб линейной части нефтепровода «Дружба» при наличии трещиноподобных дефектов был принят участок «НПС Мозырь» после 34 лет эксплуатации (диаметр $D=820$ мм, толщина стенки $h = 9,0$ мм) со следующими характеристиками нагруженности.

Выразив величины среднего за пять лет давления в трубопроводе и его среднеквадратического отклонения в окружных напряжениях по формуле

$$\sigma_{\text{окр}} = \frac{P_{\text{max}} (D - 2h)}{2h}, \quad (1)$$

получим $\sigma_{\text{окр}} = 93,646$ МПа и $S_{\sigma} = 26,705$ МПа.

Блок программного нагружения для оценки живучести исследуемого участка нефтепровода был сформирован с помощью метода статистического моделирования (Монте-Карло). Эмпирическая функция распределения $\sigma_{\text{окр}}$ на нормальной вероятностной бумаге построена на рис. 1.

Ступенчатую аппроксимацию смоделированной функции распределения действующих окружных напряжений удобно выполнять в табличной форме (табл. 1).

Табл. 1 – Ступенчатая аппроксимация эмпирической функции распределения окружных напряжений участка «НПС Мозырь»

Номер интервала	Границы интервала $\sigma_{\text{окр}}$, МПа	Середина интервала $\sigma_{\text{окр}}$, МПа	P_i	ΔP_i	n_{i0} , цикл
1	45-55	50	0,12	0,12	168
2	55-65	60	0,16	0,04	56
3	65-75	70	0,46	0,3	420
4	75-85	80	0,58	0,12	168
5	85-95	90	0,72	0,14	196
6	95-105	100	0,76	0,04	56
7	105-115	110	0,79	0,03	42
8	115-125	120	0,83	0,04	56
9	125-135	130	0,99	0,16	224
10	135-145	140	1	0,01	14
Сумма				1,00	1400

В первом столбце табл. 1 указаны номера интервалов одинаковой длины, на которые разбиваем весь диапазон изменения $\sigma_{\text{окр}}$; во втором – границы полученных интервалов; в третьем – середина каждого интервала; в четвертом – соответствующая верхней границе каждого интервала вероятность P_j (см. рис. 1).

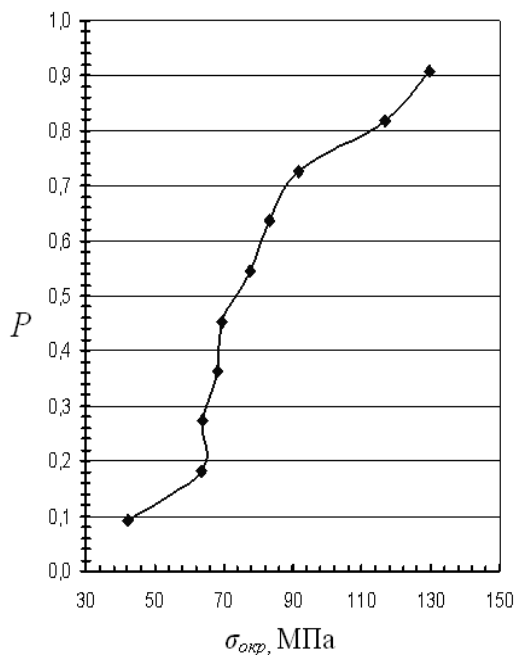


Рис. 1. Эмпирическая функция распределения действующих в трубе окружных напряжений

В пятом столбце приведены значения размерности $\Delta P_j = P_j - P_{j-1}$, показывающие вероятность попадания $\sigma_{окр}$ в данный интервал. В шестом столбце подсчитаны числа циклов $n_{i\bar{6}}$ повторений уровня напряжений $\sigma_{окрj}$ в блоке нагружения:

$$n_{i\bar{6}} = N_{\bar{6}} \cdot \Delta P_j; \quad (2)$$

при этом общее число циклов в блоке $N_{\bar{6}}$ принимаем, исходя из следующих соображений. Обычно за амортизационный срок эксплуатации нефтепровода реализуется $\sim (2 \dots 6) \cdot 10^5$ циклов нагружения. Примем [1], что за 30 лет эксплуатации число циклов изменения внутреннего давления в трубах нефтепровода составило $5 \cdot 10^5$, т. е. за 1 месяц в среднем реализуется $5 \cdot 10^5 / (30 \cdot 12) \approx 1400$ циклов. Будем считать это количество циклов равным одному блоку нагружения: $N_{\bar{6}} = 1400$ циклов [1]. Уровни напряжений $\sigma_{окрj}$, записанные в третьем столбце табл. 1, являются ступенями программного блока, а величины $n_{i\bar{6}}$ — длительностями этих ступеней.

Трещиностойкость материала труб. Для экспериментального определения характеристик сопротивления развитию трещин материала труб линейной части нефтепровода участка «НПС Мозырь» изготавливали компактные образцы, вырезая их из трубы. Испытания образцов вели при внецентренном растяжении, после испытаний производили измерение утяжки ϕ опасного сечения образца [2].

Численные значения необходимых для расчета живучести труб характеристик циклической трещиностойкости трубной стали после 34 лет эксплуатации представлены в табл. 2.

Таблица 2 – Характеристики сопротивления развитию трещин образцов труб линейной части нефтепровода участка «НПС Мозырь» [3, 4].

Характеристика	Численное значение
Критическая скорость роста трещины v_c , мм/цикл	$2,39 \cdot 10^{-8}$
Пороговое значение КИН K_{th} , МПа $\sqrt{м}$	4,91
Предельное значение КИН (циклическая вязкость разрушения) K_{fc} , МПа $\sqrt{м}$	54,75
C_k , мм/(цикл(МПа $\sqrt{м}$) ^{mk})	$4 \cdot 10^{-10}$
m_k	1,555

Оценка живучести труб с продольной трещиной. Живучесть изделий целесообразно прогнозировать с использованием меры поврежденности, предложенной в [5]:

$$\omega = \omega_F = \frac{F_l}{F_0}, \quad (3)$$

где F_l – площадь опасного сечения, занятая магистральной трещиной; F_0 – исходная (номинальная) площадь этого сечения.

Если нагружение носит нерегулярный характер и изменяется, например, по заданной программе в виде многократно повторяющихся блоков длительностью $N_{\bar{6}}$, то модель накопления повреждений на стадии локализованного разрушения можно записать в виде [5]:

$$\lambda \sum_{i=1}^s \left[\frac{n_{i\delta} (1 - \omega_F)^{m_k + 1}}{C_k \cdot \Delta K_i^{m_k} (m_k + 1)} \right] = 1, \quad (4)$$

где λ – число программных блоков до разрушения; i – номер ступени блока; s – количество ступеней в одном блоке; $n_{i\delta}$ – число циклов i -того уровня нагрузки в одном блоке. Живучесть тела с трещиной в этом случае [5]:

$$N_{ж\sigma} = \frac{N_{\delta}}{C_k (m_k + 1) \sum_{i=1}^s \frac{\Delta K_i^{m_k} n_{i\delta}}{(1 - \omega_F)^{m_k + 1}}}. \quad (5)$$

В выражениях (4), (5) величина КИН ΔK_I есть разность максимального $K_{I \max}$ и порогового K_{Ih} КИН, т. е. $\Delta K_I = K_{I \max} - K_{Ih}$; C_k и m_k – параметры (постоянные материала), определяемые по кинетической диаграмме усталостного разрушения в координатах скорость роста трещины $\nu = d(1 - \omega_F) / dn$ – КИН $K_{I \max}$ (или ΔK_I) [1, 3].

Среди возможных видов трещиноподобных дефектов труб нефтепровода наиболее опасными являются два: 1) ориентированная вдоль оси трубы – продольная поверхностная трещина; 2) комбинированный дефект – вмятина с расположенной в ней продольной поверхностной трещиной.

Примем, что труба нефтепровода повреждена дефектом в виде наиболее опасной полуэллиптической магистральной трещины, имеющей соотношение длин полуосей $a / c = 2/3$, ориентированной вдоль оси трубы. КИН в трубе с такой трещиной может быть вычислен по формуле [1]:

$$K_{I \max} = \frac{p_{\max} (D - 2h)}{2\sqrt{h}} \omega_F^{1/4} Y(\omega_F), \quad (6)$$

где

$$Y(\omega_F) = 1,99 - 0,41 \omega_F^{1/2} + 18,7 \omega_F - 38,48 \omega_F^{3/2} + 53,85 \omega_F^2 \quad (7)$$

Для комбинированного дефекта «вмятина + трещина» КИН можно определить по формуле

$$K_{I \max} = \frac{p_{\max} (D - 2h)}{2\sqrt{h}} \omega_F^{1/4} Y(\omega_F) \alpha_{\delta i}, \quad (8)$$

где коэффициент концентрации напряжений от вмятины $\alpha_{\delta i}$ определяем по формуле

$$\alpha_{\delta i} = 1 + 2,1 \frac{t}{h} + 0,475 \left(\frac{t}{h} \right)^2 - \frac{d}{D} \left[5 - \frac{t}{h} - 0,75 \left(\frac{t}{h} \right)^2 \right] \quad (9)$$

Здесь t и d – глубина и диаметр вмятины, причем должны выполняться условия:

$$0 < t / h < 2, \quad 0,1 \leq d / D \leq 0,3.$$

Примем следующие относительные размеры вмятины для дальнейшего расчета:

$t / h = 1,0$ и $d / D = 0,2$. Тогда получим значение коэффициента концентрации напряжений $\alpha_{\delta i} = 2,725$.

Графики зависимости живучести $N_{ж\sigma}$ элементов трубы из основного металла и срока службы t от длины полуоси a поверхностной полуэллиптической трещины в радиальном направлении представлены на рис. 2 и 3. Материал трубы анализировался после 34 лет эксплуатации. Предполагалось, что толщина стенки трубы остается на протяжении всего срока службы постоянной, т. е. $h = 11,2$ мм.

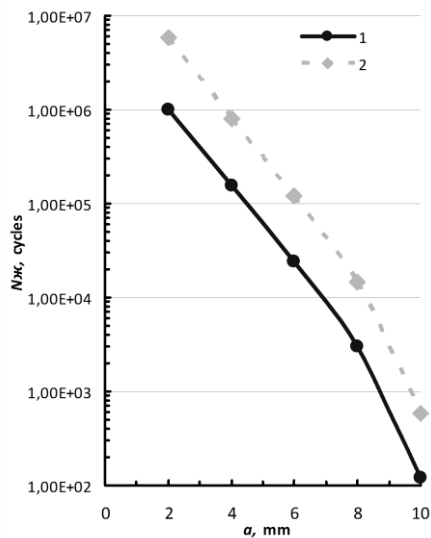


Рис. 2. Графики зависимости живучести $N_{ж\Sigma}$ элементов трубы для типичных трещиноподобных дефектов с длиной трещины a (1 – комбинированный дефект, 2 – продольная поверхностная трещина)

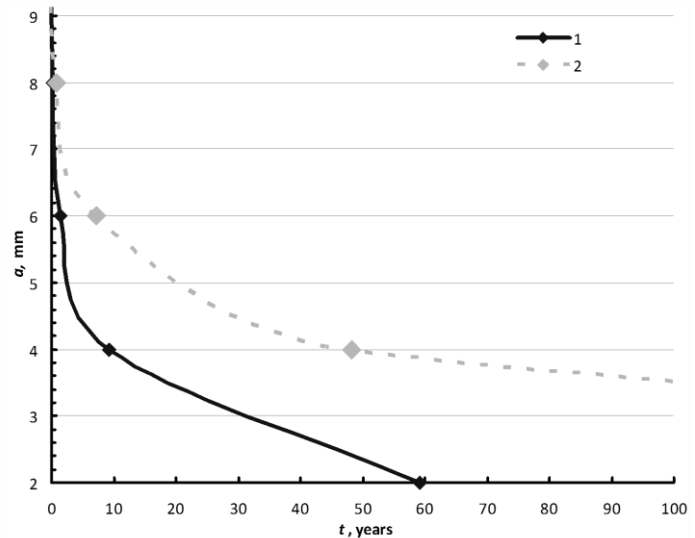


Рис. 3. Графики зависимости срока службы t элементов трубы для типичных трещиноподобных дефектов с длиной трещины a (1 – комбинированный дефект, 2 – продольная поверхностная трещина)

Как можно видеть из графиков на рис. 2 и 3, живучесть элементов труб и срок службы существенно зависят от размера a начальной трещины. При этом за проектный срок службы (30 лет), которому соответствует $\sim 5 \cdot 10^5$ циклов изменения давления в нефтепроводе, аварийная ситуация, связанная с разгерметизацией трубы по причине развития усталостной трещины, не ожидается, если глубина a начальной трещины не превысит $\sim 4,5$ мм; для комбинированного дефекта разгерметизация трубы наступит если глубина a начальной трещины превысит $\sim 3,0$ мм.

Выводы. Влияние длительной эксплуатации и размера трещины на живучесть элемента нефтепровода на рассматриваемом участке можно проанализировать с помощью рис. 3. Как видно из рис. 3, трещина глубиной $a = 4,0$ мм в основном металле трубы может расти в течение ~ 50 лет до появления течи, однако при комбинированном дефекте трещина глубиной $a = 4,0$ мм вырастает менее чем за 10 лет!

Литература

1. Сосновский Л.А., Богданович А.В., Бордовский А.М. Живучесть линейной части нефтепровода. – Гомель: НПО «ТРИБОФАТИКА», 2004. – 112 с
2. Сосновский, Л.А. Анализ диаграммы циклического упругопластического разрушения образца с трещиной. Сообщение 1,2 / Л.А. Сосновский, А.В. Богданович // Проблемы прочности. – 1995. -№ 5-6. – С. 39 – 61.
3. Богданович, А.В. Об оценке ресурса труб нефтегазопроводов на основе деформационного критерия трещиностойкости / А.В. Богданович, В.М. Веселуха, А.Н. Козик, В.В. Воробьев // Актуальные вопросы машиноведения : сборник научных трудов. Выпуск 2, Минск, 2013 г. / редкол.: А.А. Дюжев (гл. ред.) [и др.]. – Минск, 2013. С. 243-246.
4. A.V. Bogdanovich and V.M. Veselukha. Cyclic crack resistance of the steel of oil mains after long periods of operation //Materials Science Volume 47, Number 1, 70-75, DOI: 10.1007/s11003-011-9369-6.
5. Сосновский, Л.А. Статистическая механика усталостного разрушения / Л.А. Сосновский. – Минск: Наука и техника, 1987. – 288 с.