



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ МЕХАНИКА

УДК 539.4

В.М. ВЕСЕЛУХА; А.Е. ШИШКИН, канд. техн. наук;
А.В. БОГДАНОВИЧ, д-р техн. наук

УО «Гродненский государственный университет им. Янки Купалы», г. Лида, Республика Беларусь

ОЦЕНКА ЖИВУЧЕСТИ ТРУБ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ НЕФТЕПРОВОДА С ПРОДОЛЬНОЙ ПОЛУЭЛЛИПТИЧЕСКОЙ ТРЕЩИНОЙ С УЧЕТОМ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для определения трещиностойкости труб, изготовленных из пластичной стали, использовать подходы линейной механики разрушения некорректно ввиду несоблюдения условий плоской деформации. Один из вариантов решения проблемы состоит в экстраполяции формул линейной механики разрушения для коэффициента интенсивности напряжений на существенно нелинейную стадию деформирования с помощью функций поправки на пластичность. В статье приводятся результаты испытаний на циклическую трещиностойкость образцов из трубной стали на основе нового инженерного подхода. Выполнена оценка живучести труб линейной части нефтепровода при наличии опасной продольной полуэллиптической трещины при заданном уровне нерегулярного эксплуатационного нагружения и с учетом длительного (более 30 лет) воздействия повреждающих факторов.

Ключевые слова: трещиностойкость, живучесть, пластичная сталь, нефтепровод, длительная эксплуатация, коэффициент интенсивности напряжений, утяжка, компактный образец, нерегулярное нагружение

Введение. Обеспечение безаварийности и безопасности эксплуатации магистральных трубопроводных систем для экологии и населения в настоящее время является определяющим требованием.

В процессе длительной эксплуатации нефтепроводных труб в результате физико-химических воздействий перекачиваемого продукта и внешней среды происходит изменение структурного состояния металла, деградация его физико-механических свойств [1, 2]. Циклический характер нагружения приводит к накоплению необратимых усталостных повреждений. Результаты исследований показывают, что длительная эксплуатация нефтепровода приводит к заметному росту относительной доли дефектных труб и снижению сопротивления зарождению и распространению трещин [1–6]. Поэтому задачи разработки методов прогнозирования надежности, безопасности и остаточного ресурса труб нефтепроводов по критериям сопротивления зарождению и развитию трещин с учетом эксплуатационной деградации свойств трубной стали становятся особенно актуальными. Среди основных трудностей, возникающих при решении подобных задач, отметим необходимость и сложность учета процессов упрочнения-разупроч-

нения, протекающих в металле труб. Так, например, установлено [6, 7], что многолетняя эксплуатация приводит к разупрочнению металла внутренней поверхности трубы: склонность его к образованию трещин существенно возрастает. С другой же стороны, коррозионно-эрозионное воздействие нефтепродуктов приводит к удалению поврежденного трещинами поверхностного слоя внутренней стенки трубы (проявляется своего рода эффект упрочнения) [6, 7].

Сопротивление материала труб образованию и развитию трещин является определяющим критерием работоспособности и ресурса трубопровода для транспортировки под внутренним давлением нефти или газа [8, 9]. При этом для оценки трещиностойкости труб, изготовленных из пластичной стали, использовать подходы линейной механики разрушения проблематично ввиду несоблюдения условий плоской деформации. Один из вариантов решения проблемы состоит в экстраполяции формул линейной механики разрушения для коэффициента интенсивности напряжений (КИН) на существенно нелинейную стадию деформирования с помощью функций поправки на пластичность. В данной статье рассмотрено применение нового

инженерного подхода [9, 10], основанного на деформационном критерии трещиностойкости и построении диаграммы циклического упругопластического разрушения, для прогнозирования живучести труб линейной части нефтепровода.

Нагруженность линейной части нефтепровода.

Для расчета живучести труб линейной части нефтепровода «Дружба» при наличии трещиноподобных дефектов был принят участок «НПС Мозырь» после 30 лет эксплуатации (диаметр $D = 820$ мм, толщина стенки $h = 11,2$ мм) со следующими характеристиками нагруженности (таблица 1).

Выразим величины среднего за 1992–1997 гг. давления в трубопроводе и его среднеквадратического отклонения в окружных напряжениях по формуле

$$\sigma_{\text{окр}} = \frac{p_{\text{max}}(D-2h)}{2h};$$

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

Блок программного нагружения для оценки живучести исследуемых участков нефтепровода может быть сформирован с помощью метода статистического моделирования (Монте-Карло). Сущность метода заключается в том, что выбирают значения независимых переменных из ряда случайных чисел, а затем с ними производят действия в соответствии с функциональной зависимостью. Случайные числа Y_j распределенные по нормальному закону с параметрами \bar{Y} и S_Y , вычисляют по формуле:

$$Y = S_Y \left(\sum_{j=1}^{12} X_j - 6 \right) + \bar{Y},$$

где X_j — случайные числа, равномерно распределенные на отрезке $\{0; 1\}$, а число 6 — это математическое ожидание суммы 12 чисел X_j . Получив, таким образом, смоделированную эмпирическую функцию распределения действующих напряжений, производят затем ее ступенчатую аппроксимацию, т. е. формируют блок нагружения детали.

После подстановки в (2) численных значений параметров $\sigma_{\text{окр}}$ и S_{σ} получим:

$$\sigma_{\text{окр}} = 26,705 \left(\sum_{j=1}^{12} R_j - 6 \right) + 93,646.$$

Эмпирическая функция распределения сокр на нормальной вероятностной бумаге на основе (3) построена на рисунке 1.

Ступенчатую аппроксимацию смоделированной функции распределения действующих фрикционных напряжений удобно выполнять в табличной форме (таблица 2). В первом столбце таблицы 2 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. рисунок 1).

В пятом столбце приведены значения размерности $\Delta P_j = P_j - P_{j-1}$, показывающие вероятность попадания $\sigma_{\text{окр}}$ в данный интервал. В шестом столбце подсчитаны числа циклов n_{j0} повторений уровней напряжений $\sigma_{\text{окр}j}$ в блоке нагружения:

$$n_{j0} = N_0 \cdot \Delta P_j; \quad (4)$$

при этом общее число циклов в блоке N_0 принимаем, исходя из следующих соображений. Как показал анализ, обычно за амортизационный срок эксплуатации нефтепровода реализуется $\sim (2...6) \cdot 10^5$ циклов нагружения. Примем [9], 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: $N_0 = 1400$ циклов [9].

Уровни напряжений $\sigma_{\text{окр}j}$, записанные в третьем столбце таблицы 2, являются ступенями программного блока, а величины n_{j0} — длительностями этих ступеней.

Трещиностойкость материала труб. Для экспериментального определения характеристик сопротивления развитию трещин материала труб линейной части нефтепровода участка «НПС Мозырь» изготавливали компактные образцы (см. рисунок 1). Вырезка образцов для испытаний проводилась из труб с ориентацией надреза и усталостной трещины в осевом направлении трубы.

Испытания образцов вели при внецентренном растяжении по схеме (рисунок 3 а), после испыта-

Таблица 1 — Характеристики нагруженности линейной части нефтепровода участка «НПС Мозырь» [9, 11]

Внутреннее давление в трубе, МПа	Среднегодовые значения внутреннего давления в трубе						Средние значения за 1992–1997 годы
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	
Среднее значение	2,75	2,76	2,64	2,68	2,48	2,50	2,63
Среднеквадратическое отклонение	0,35	0,17	0,31	0,19	0,18	0,26	0,27
Максимальное значение	3,04	9,13	3,20	3,30	2,99	3,13	3,30
Минимальное значение	0	1,15	0	1,13	1,58	0,44	0

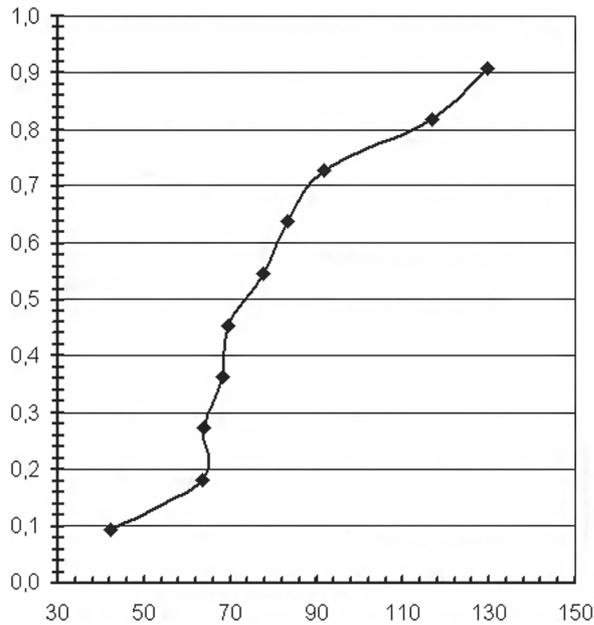


Рисунок 1 — Эмпирическая функция распределения действующих в трубе окружных напряжений

ний производили измерение утяжки ϕ опасного сечения образца (см. рисунок 3 б).

Испытание осуществляли на испытательной машине Ви-01-102 при атмосферном давлении, в воздухе с относительной влажностью 40...60 % и не содержащем активных по отношению к испытываемому материалу примесей, при циклическом нагружении, коэффициенте асимметрии $R = 0,1$, частоте нагружения $f = 20$ Гц, синусоидальной форме цикла и при температуре 17...23 °С.

Таблица 2 — Ступенчатая аппроксимация эмпирической функции распределения окружных напряжений участка «НПС Мозырь»

Номер интервала	Границы интервала $\sigma_{окр}$, МПа	Середина интервала $\sigma_{окр}$, МПа	P_i	ΔP_i	$n_{i, \text{цикл}}$
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

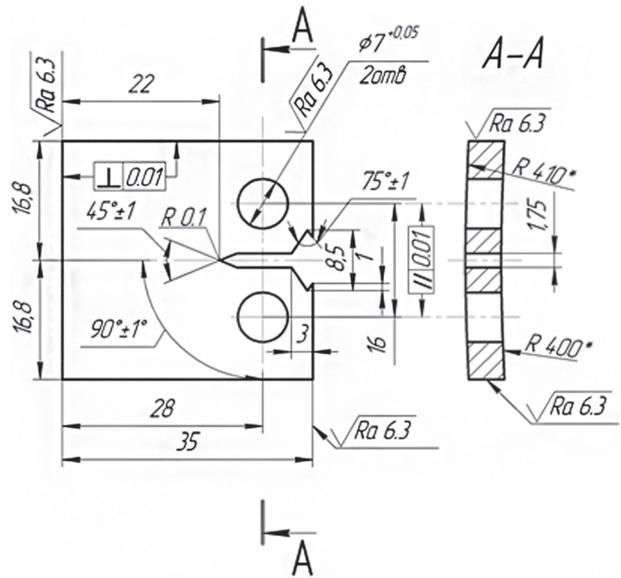


Рисунок 2 — Чертеж компактного образца для испытания на циклическую трещиностойкость

После испытаний для измерения упругопластических свойств исследуемой стали производили измерение утяжки ϕ (см. рисунок 3 б) опасного сечения

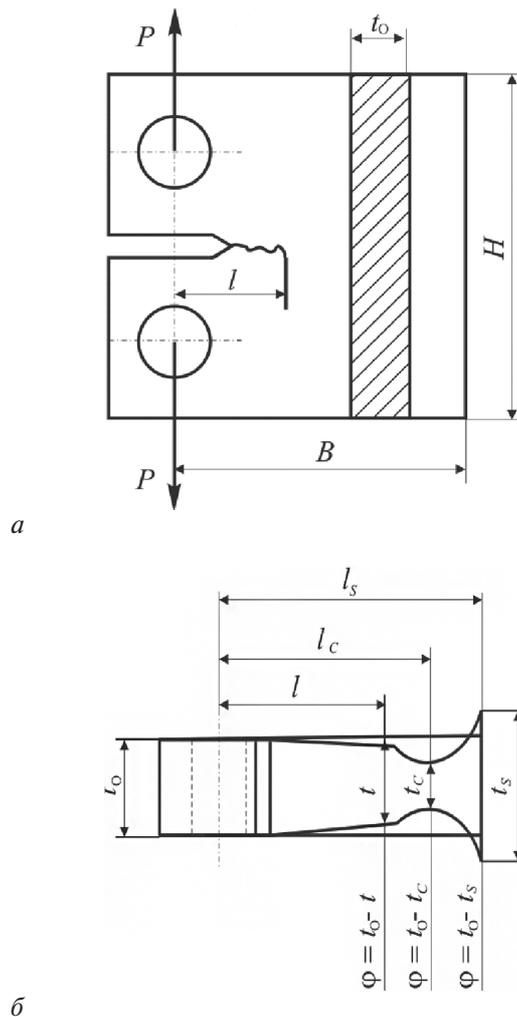


Рисунок 3 — Схема испытания компактного образца (а) и измерения утяжки (б)

чения образца, а величину КИН с учетом поправки на пластичность определяли по следующей формуле [9–10]:

$$K_{l \max}^F = \frac{P_{\max}}{t_0 \sqrt{B}} \omega_F^{1/2} Y(\omega_F); \quad (5)$$

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

$$\omega_F = F_l / F_0, \quad (7)$$

где P_{\max} — максимальная нагрузка цикла; l — измеренная длина трещины; t_0 , B — размеры опасного сечения образца (см. рисунок 3 а); $Y(\omega_F)$ — поправочная функция, которая учитывает геометрию образца, схему его нагружения и интегрально величину пластической деформации в опасном сечении; F_0 — номинальная (до деформации) площадь опасного сечения образца; F_l — площадь, поврежденная трещиной длиной l и определенная с учетом пластической деформации сечения.

Весь процесс упругопластического деформирования и разрушения было предложено [9–10] описывать с помощью диаграммы циклического упругопластического разрушения образца с трещиной (диаграммы ЦУПРОТ).

Эту диаграмму строят (рисунок 4) в координатах КИН K_I^F — абсолютная φ - или относительная ψ -утяжка. Поперечную составляющую пластической деформации образца в зоне развития трещины — утяжку — определяют как разность номинального t_0 и текущего t_φ значений толщины образца, т. е. $\varphi = t_0 - t_\varphi$ (см. рисунок 3 б); ее относительная величина $\psi = \varphi / t_0$. При этом КИН K_I^F вы-

числяют по формулам линейной механики разрушения, но с поправкой на пластичность исследуемого материала.

Диаграмма ЦУПРОТ в общем случае состоит из двух кривых: кривой циклического упругопластического разрушения (участки ОВС на D -диаграмме и OB_1C_1 на Q -диаграмме) и кривой квазистатического разрушения (долома) (участки CS на D -диаграмме и C_1S_1 на Q -диаграмме). В соответствующих точках C и C_1 трещина достигает критического размера l_c , которому отвечает предельная утяжка φ_c и предельное значение КИН — циклическая вязкость разрушения (величина K_{fc}^F на D -диаграмме и K_{fc}^* на Q -диаграмме). В соответствующих точках S и S_1 происходит разделение образца на две части, при этом имеет место максимальное уширение φ_s его опасного сечения, по которому определяют другое предельное значение КИН — квазистатическую вязкость разрушения (величина K_{sc}^F на D -диаграмме; на Q -диаграмме $K_{sc}^F = 0$ в этой точке). Пересечение кривой CS с осью ординат дает еще один параметр трещиностойкости K_0^F (см. рисунок 4).

Максимум Q -диаграммы по оси КИН (точка B_1) соответствует началу циклического долома и характеризуется параметром K_{II}^F ; началу квазистатического долома соответствует параметр K_{cr}^F на Q -диаграмме, который не является характерной точкой этой диаграммы, но соответствует началу резкого подъема кривой OBC (точка B на D -диаграмме). В случае «идеально пластического разрушения» кривая циклического упругопластического разрушения трансформируется в прямую 1. В случае «идеально хрупкого разрушения» ($\varphi = 0$) эта кривая совпадает с осью ординат. Линия 2 разделяет области квазихрупкого и упругопластического разрушений. Таким образом, с помощью диаграммы ЦУПРОТ возможен анализ вязко-хрупкого перехода, например, при изменении размеров образца или температуры испытания.

Численные значения необходимых для расчета живучести труб характеристик циклической трещиностойкости трубной стали после 34 лет эксплуатации представлены в таблице 3. Отметим, что ранее [14] были опубликованы данные о характеристиках циклической трещиностойкости материала труб линейной части нефтепровода «Дружба» в исходном состоянии (из аварийного запаса).

Оценка живучести труб с продольной трещиной. Если нагружение носит нерегулярный характер и изменяется, например, по заданной программе в виде многократно повторяющихся блоков длительностью N_6 , то модель накопления повреждений на стадии локализованного разрушения можно записать в виде [9]:

$$\lambda \sum_{i=1}^s \left[\frac{n_{i6} (1 - \omega_F)^{m_k + 1}}{C_k \cdot \Delta K_i^{m_k} (m_k + 1)} \right] = 1, \quad (8)$$

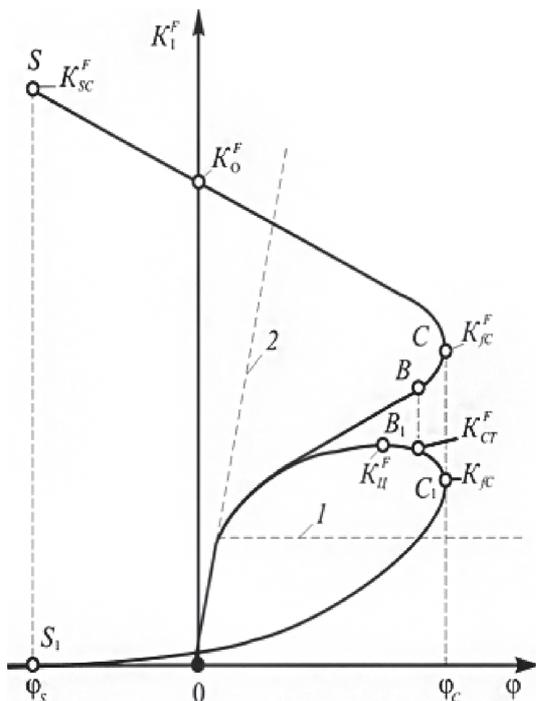


Рисунок 4 — Схема диаграммы ЦУПРОТ

Таблица 3 — Характеристики сопротивления развитию трещин образцов труб линейной части нефтепровода участка «НПС Мозырь» [12, 13]

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}^F , МПа $\sqrt{м}$	54,75
C_k , мм/(цикл(МПа $\sqrt{м}$) mk)	$4 \cdot 10^{-10}$
m_k	1,555

где λ — число программных блоков до разрушения; i — номер ступени блока; s — количество ступеней в одном блоке; n_{i0} — число циклов i -того уровня нагрузки в одном блоке. Живучесть тела с трещиной в этом случае [9]:

$$N_{ж\sum} = \frac{N_6}{C_k (m_k + 1) \sum_{i=1}^s \frac{\Delta K_i^{m_k} n_{i0}}{(1 - \omega_F)^{m_k + 1}}} \quad (9)$$

В выражениях (8), (9) величина КИН ΔK_i есть разность максимального $K_{I \max}$ и порогового K_{th} КИН, т. е. $\Delta K_i = K_{I \max} - K_{th}$; C_k и m_k — параметры (постоянные материала), определяемые по кинетической диаграмме усталостного разрушения в координатах скорости роста трещины $v = d(1 - \omega_F) / dn$ — КИН $K_{I \max}$ (или ΔK_i) [9, 12].

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 [9]:

$$K_{I \max} = \frac{p_{\max} (D - 2h)}{2\sqrt{h}} \omega_F^{1/4} Y(\omega_F), \quad (10)$$

где

$$Y(\omega_F) = 1,99 - 0,41\omega_F^{1/2} + 18,7\omega_F - 38,48\omega_F^{3/2} + 53,85\omega_F^2. \quad (11)$$

Графики зависимости живучести $N_{ж\sum}$ элементов трубы из основного металла и срока службы t от длины полуоси a поверхностной полуэллиптической трещины в радиальном направлении представлены на рисунках 5 и 6. 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.

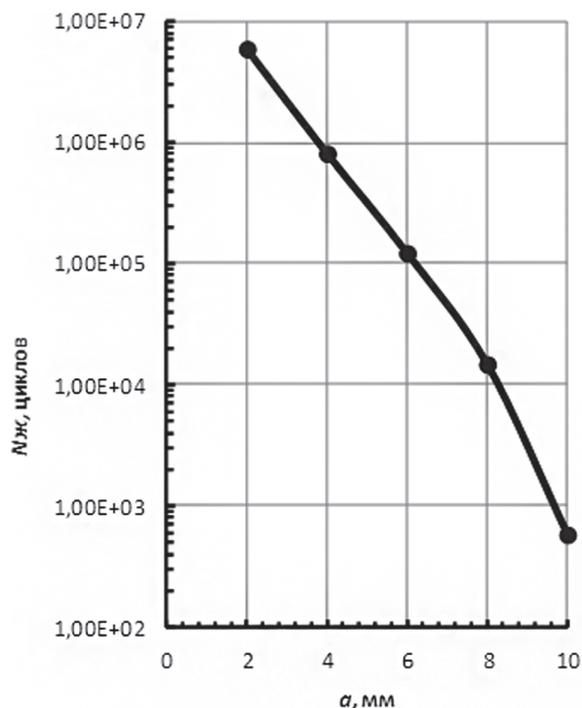


Рисунок 5 — График зависимости живучести $N_{ж\sum}$ элементов трубы из основного металла от длины a полуоси поверхностной полуэллиптической трещины в осевом направлении

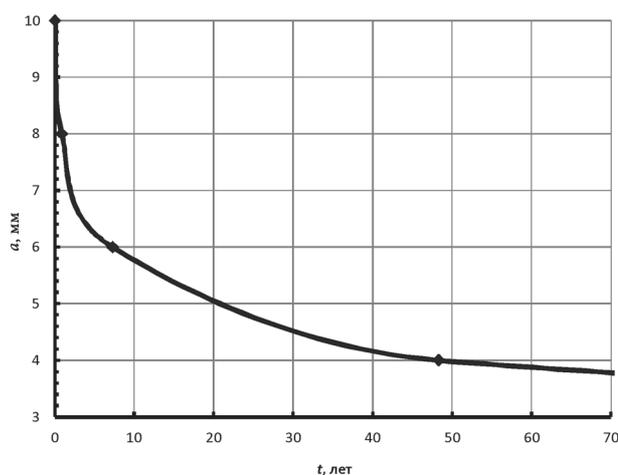


Рисунок 6 — График зависимости срока службы t от длины a полуоси поверхностной полуэллиптической трещины в осевом направлении

Как можно видеть из графиков на рисунках 5 и 6, 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.

Заключение. Расчеты живучести трубы показывают (см. также рисунок 5), что продольная полуэллиптическая трещина глубиной $a = 4,0$ мм в основном металле трубы может расти в течение ~ 50 лет до появления течи, а при превышении порога в

4,5 мм для данного материала всего на 1,5 мм ($a = 6$ мм) живучесть трубы к моменту наступления предельного состояния составит всего около 8 лет.

Предложенную методику можно использовать для расчета живучести труб линейных участков нефтепроводов и при иных опасных трещиноподобных дефектах, принимая во внимание соответствующие формулы для оценки величины КИН. При этом анализируются данные внутритрубной дефектоскопии.

Список литературы

1. Гумеров, А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. — 310 с.
2. Старение труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров [и др.]. — М.: Недра, 1995. — 218 с.
3. Иванцов, О.М. Надежность магистральных трубопроводов / О.М. Иванцов, В.И. Харитонов. — М.: Недра, 1978. — 166 с.
4. Анучкин, М.П. Трубы для магистральных трубопроводов / М.П. Анучкин, В.Н. Горицкий, Б.И. Мирошниченко. — М.: Недра, 1986. — 231 с.
5. Курочкин, В.В. Процессы старения и накопления дефектов при длительной эксплуатации и их влияние на сопротивление разрушению металла трубопроводов В.В. Курочкин, Г.А. Филиппов // Проблемы безопасности и надежности трубопроводного транспорта: тез. докл. II науч.-техн. конф. — Новополоцк: ПГУ, 1999. — С. 57–59.
6. Сосновский, Л.А. Влияние длительной эксплуатации на сопротивление усталости трубной стали / Л.А. Сосновский, В.В. Воробьев // Проблемы прочности. — 2000. — № 6. — С. 44–53.
7. Статистическая оценка деградации свойств материала нефтепровода / Л.А. Сосновский [и др.] // Заводская лаборатория. — 2003. — № 11 — С. 40–49.
8. Красовский, А.Я. Трещиностойкость сталей магистральных нефтепроводов / А.Я. Красовский, В.Н. Красико. — Киев: Наук. думка, 1990. — 176 с.
9. Сосновский, Л.А. Живучесть линейной части нефтепровода / Л.А. Сосновский, А.В. Богданович, А.М. Бордовский. — Гомель: НПО «ТРИБОФАТИКА», 2004. — 112 с.
10. 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.
11. Бордовский, А.М. Анализ случайного процесса на нагруженности нефтепровода / А.М. Бордовский, В.В. Воробьев // Материалы II Белорус. конгресса по теоретич. и прикладной механике «Механика-99», 28–30 июня 1999 г. — Минск, 1999. — С. 271–273.
12. Об оценке ресурса труб нефтегазопроводов на основе деформационного критерия трещиностойкости / Богданович, А.В. [и др.] // Актуальные вопросы машиноведения: сб. науч. тр. / редкол.: А.А. Дюжев (гл. ред.) [и др.]. — Минск, 2013. — Вып. 2. — С. 243–246.
13. Bogdanovich, A.V. Cyclic crack resistance of the steel of oil mains after long periods of operation / A.V. Bogdanovich, V.M. Veselukha. // Materials Science — Volume 47, Number 1, 70-75, DOI: 10.1007/s11003-011-9369-6.
14. Трещиностойкость материала труб линейной части нефтепровода при циклическом нагружении / А.В. Богданович [и др.] // Механика-2011: сб. науч. тр. V Белорус. конгресса по теоретич. и прикладной механике, 26–28 окт. 2011 г.: в 2-х т. / под общ. ред. М.С. Высоцкого. — Т.2. — Минск, 2011. — С. 289–294.
15. Сосновский, Л.А. Статистическая механика усталостного разрушения / Л.А. Сосновский. — Минск: Наука и техника, 1987. — 288 с.

Veselykha V.M., Shishkin A.E., Bogdanovich A.V.

An estimation of crack growth life for the tubes of linear part of the oil pipeline with the longitudinal semielliptical crack after long time operation

To determine the crack growth resistance of tubes made of ductile steel using of approaches of linear elastic fracture mechanics it is incorrectly due to non-compliance with the conditions of plane strain. One of the variants of solutions to the problem lies in the extrapolation formulas for linear elastic fracture mechanics for stress intensity factor at a substantially nonlinear stage of deformation using functions amendments of the plasticity. The results of the cyclic crack growth resistance tests for samples made of tube steel on the basis of a new engineering-stock approach are given. The evaluation of crack growth life for tubes of linear part of the pipeline in the presence of dangerous longitudinal semi-elliptical crack at a given level of irregular operational loading and taking into account long-term (over 30 years) exposure to damaging factors are carried out.

Keywords: *crack resistance, life of tube, ductile steel, oil pipeline, long time operation, stress intensity factor, tightening, compact specimen, irregular loading*

Поступила в редакцию 18.06.2014.