

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕГОСЯ В УСЛОВИЯХ ЦИКЛИЧЕСКОГО НАГРУЖЕНИЯ

Гареев А.Г., Латыпова Г.И.

Большое количество трубопроводов, машин и аппаратов нефтегазовой отрасли в процессе эксплуатации подвергается воздействию циклически изменяющихся нагрузок. Это приводит к развитию усталостных повреждений. Магистральные нефтепроводы и резервуары эксплуатируются в таких режимах, когда нагруженность нестабильна. Циклические деформации на трубопроводах возникают в результате работы насосных станций, изменения давления и температуры перекачиваемого продукта, биений, изменения режимов перекачки и т.д. Действительная нагруженность резервуаров характеризуется некоторой переменностью во времени напряженно-деформированного состояния его стенки. Такая переменность обусловлена, прежде всего, различным числом циклов наполнения-опорожнения резервуаров при эксплуатации. Отмеченные циклические деформации в металле труб и резервуаров соответствуют критериям малоциклового нагружения. Поэтому для нефтегазового оборудования, в частности для линейной части магистральных нефтепроводов и резервуаров, присуща малоцикловая (часто и коррозионная) усталость. При этом усталость металла сопровождается возникновением и развитием трещин.

Весьма важно выявлять очаги формирования трещин на ранней стадии развития. При обнаружении трещиноподобных дефектов возникает проблема о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования. Поэтому актуальной и важной задачей является прогнозирование остаточного ресурса нефтегазового оборудования с обнаруженным дефектом в виде трещины в условиях малоциклового нагружения.

Для проведения усталостных испытаний использовались образцы прямоугольного сечения размерами 480 x 38 x 10 мм из углеродистой конструкционной стали обыкновенного качества ВСтЗсп с концентраторами напряжений в виде V-образного надреза глубиной 1 мм [1].

Ответственные металлоконструкции нефтегазового оборудования, такие как трубопроводы, резервуары, защищаются от коррозии катодной поляризацией поверхности или протекторной защитой. Поэтому при проведении малоцикловых коррозионных испытаний приложении механических напряжений к образцам стали сопровождалось катодной поляризацией их поверхности в потенциостатических условиях в течение всего времени проведения исследования.

Исследования проводились на воздухе, в коррозионной среде 3%-го NaCl и карбонат-бикарбонатной среде (1н.NaHCO₃+1н.Na₂CO₃) как без поляризации, так и при ее наложении при величинах минус 0,7В (НКЭ) и минус 0,9В (НКЭ). Выбор карбонат-бикарбонатной среды обусловлен тем, что при работе станций катодной защиты и протекторной защиты образуется слой катодных отложений, представляющих собой соли угольной кислоты. Коррозионная среда 3% NaCl имитирует пластовую воду.

Деформация на образце создавалась усталостной машиной по схеме чистого изгиба при отнулевом цикле нагружения, наиболее полно отражающем условия работы металла вблизи концентраторов напряжений (сварные соединения). Амплитуда деформации – 0,23%. Выбор указанного уровня деформации связан с наличием помимо сварных соединений других концентраторов напряжений на поверхности реальных труб и резервуаров (вмятины, царапины, риски и др.), где напряжения в локальных областях могут превышать предел текучести стали.

Получены экспериментальные зависимости глубины трещины (L) от числа циклов нагружения (N). Для определения математической модели глубины трещины как функции от количества циклов нагружения проводился регрессионный анализ. По полученным данным определены значения прироста трещины $\Delta L/\Delta N$, отражающие скорость роста трещины. Коэффициент интенсивности напряжений определили по формуле, соответствующей условиям эксперимента [2]:

$$K = \sigma \cdot \sqrt{\pi \cdot L} \cdot F(\alpha), \quad (1)$$

$$F(\alpha) = 1.12 - 0.231 \cdot \alpha + 10.55 \cdot \alpha^2 - 21.72 \cdot \alpha^3 + 30.39 \cdot \alpha^4, \quad (2)$$

$$\alpha = \frac{L}{t}, \quad (3)$$

где t – толщина образца, м.

С помощью статистической обработки экспериментальных данных установили математическую зависимость между скоростью роста трещины и коэффициентом интенсивности напряжений на участке стабильного роста трещины. Регрессионным анализом доказано, что эта зависимость носит параболический характер и имеет вид

$$\frac{dL}{dN} = C + m \cdot \sqrt{K}. \quad (4)$$

В таблице 1 представлены коэффициенты С и m уравнения (4) при различных условиях испытаний.

Таблица 1

Значения коэффициентов С и m

Условия	Потенциал поляризации, -φ (НКЭ), В	С	m
воздух	-	$-8.05278 \cdot 10^{-7}$	$3.49893 \cdot 10^{-7}$
3% NaCl	-	$-9.56735 \cdot 10^{-7}$	$3.69362 \cdot 10^{-7}$
3% NaCl	-0,7	$-9.95702 \cdot 10^{-7}$	$3.80097 \cdot 10^{-7}$
3% NaCl	-0,9	$-8.98886 \cdot 10^{-7}$	$4.73184 \cdot 10^{-7}$
карбонат-бикарбонатная среда	-	$-14.7853 \cdot 10^{-7}$	$5.39474 \cdot 10^{-7}$
карбонат-бикарбонатная среда	-0,7	$-13.4218 \cdot 10^{-7}$	$4.97731 \cdot 10^{-7}$
карбонат-бикарбонатная среда	-0,9	$-11.7051 \cdot 10^{-7}$	$4.25282 \cdot 10^{-7}$

В соответствии с положениями линейной механикой разрушения процедура определения условий роста трещины предусматривает расчет коэффициентов интенсивности напряжений вдоль края трещины при заданных нагрузках. Определение остаточного ресурса металлоконструкций с обнаруженными трещинами необходимо проводить с учетом формы реальной трещины и места ее появления на конструкции

При обнаружении внешней полуэллиптической поверхностной трещины на трубопроводах расчет проводят по схеме, приведенной на рисунке 1 [3].

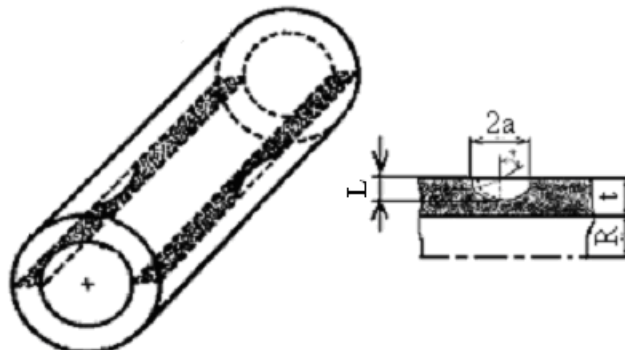


Рисунок 1 – Внешние полуэллиптические поверхностные трещины на трубопроводе

Коэффициент интенсивности напряжений определялся по формуле:

$$K = \sigma \cdot \left(\frac{\pi \cdot L}{Q} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot F_e \left(\frac{L}{a}, \frac{L}{t}, \frac{t}{R}, \phi \right). \quad (16)$$

где σ – действующее напряжение, МПа; R – внутренний радиус трубопровода, м;

Q – квадратный корень из полного эллиптического интеграла второго рода, определяемый приближенной формулой

$$Q = 1 + 1.464 \cdot \left(\frac{L}{a} \right)^{1.65}. \quad (17)$$

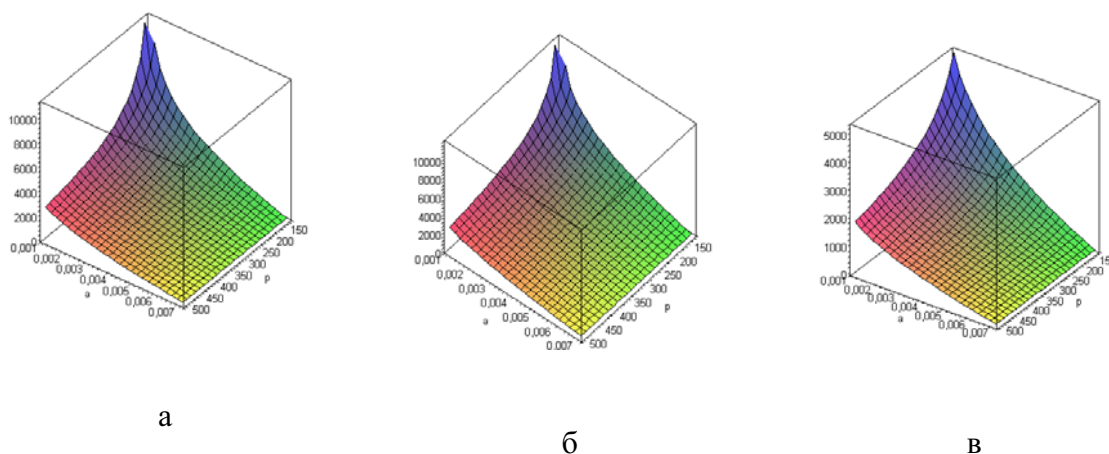
F_e – безразмерный коэффициент интенсивности напряжений в вершине F трещины

$$F_e = \frac{t}{R} \cdot \frac{R^2}{R_0^2 - R^2} \cdot \left[2 \cdot G_0 + 2 \cdot \frac{b}{R_0} \cdot G_1 + 3 \cdot \left(\frac{L}{R_0} \right)^2 \cdot G_2 + 4 \cdot \left(\frac{L}{R_0} \right)^3 \cdot G_3 \right], \quad (18)$$

где R_0 – наружный радиус трубопровода, м, G_i – коэффициенты влияния, соответствующие i -му распределению напряжений.

На рисунке 2, 3 представлены номограммы для определения остаточного ресурса трубопровода в зависимости от действующего напряжения и глубины обнаруженной трещины. Номограммы построены по 625 точкам, каждая из которых

получилась с помощью аналитического интегрирования уравнения циклической трещиностойкости для выбранной расчетной схемы. Затем в полученные выражения подставлялись численные значения переменных.



а – глубина трещины, м; р – действующее напряжение, МПа

Рисунок 2 – Остаточный ресурс трубопровода:

а – в 3% -ом NaCl;

б – в 3% -ом NaCl с наложением поляризации -0,7В (НКЭ);

в – в 3% -ом NaCl с наложением поляризации -0,9В (НКЭ).

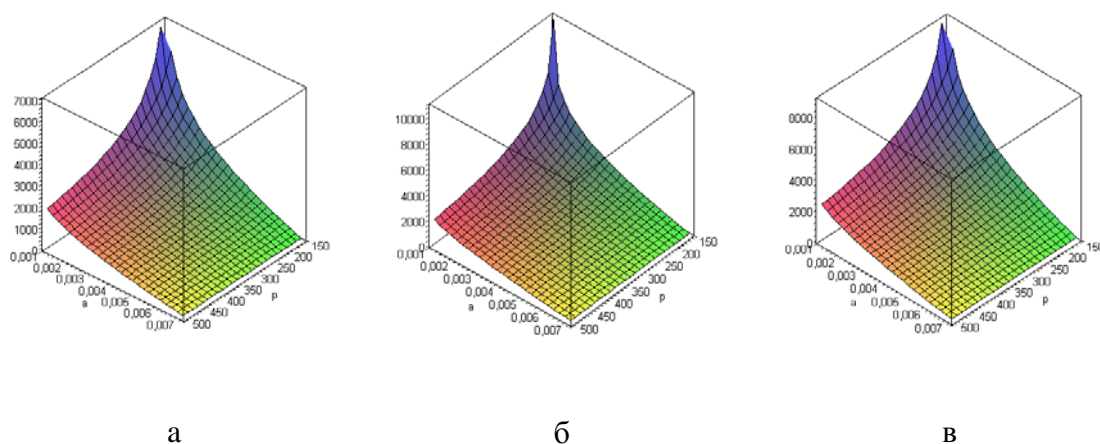


Рисунок 3 – Остаточный ресурс трубопровода:

а – в карбонат-бикарбонатной среде;

б - в карбонат-бикарбонатной среде с наложением поляризации -0,7В(НКЭ);

в - в карбонат-бикарбонатной среде с наложением поляризации -0,9В(НКЭ).

В случае обнаружения трещины на внешней поверхности резервуара для расчета остаточного ресурса использовали схему, представленную на рисунке 4.

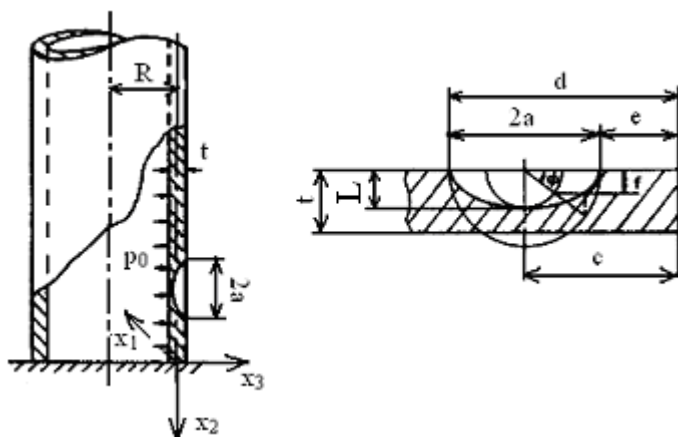


Рисунок 4 – Цилиндрическая оболочка с защемленным торцом под действием внутреннего давления, содержащая осевую несквозную трещину

Коэффициент интенсивности напряжений рассчитывали по формуле:

$$K(x_2) = K_t(x_2) + K_b(x_2), \quad (8)$$

где $K_t(x_2)$, $K_b(x_2)$ – составляющие коэффициента интенсивности напряжений от действия растягивающей и изгибающей нагрузок соответственно в точке x_2

$$K_t(x_2) = F_t(x^*) \cdot K_{0_t}, \quad (9)$$

$$K_b(x_2) = F_b(x^*) \cdot K_{0_b}, \quad (10)$$

где $F_t(x^*)$, $F_b(x^*)$ – составляющие нормированного коэффициента интенсивности напряжений от действия растягивающей и изгибающей нагрузок соответственно в точке x^* ;

x^* – наиболее глубокая точка фронта полуэллиптической трещины, $x^* = 0$;

K_{0_t} , K_{0_b} – коэффициенты интенсивности напряжений для соответствующей двумерной трещины, найденные из решения задачи о плоской деформации полосы с краевой трещиной в случае действия мембранных напряжений σ или изгибающего момента M_∞ .

$$K_{0_t} = \frac{p_0 \cdot R_i}{t} \cdot \sqrt{t} \cdot g_t(\xi), \quad (11)$$

где p_0 – внутреннее давление, МПа; R_i – внутренний радиус цилиндрической оболочки, м; t – толщина стенки цилиндрического сосуда, м;

$$g_i(\xi) = \sqrt{\pi \cdot \xi} \cdot (1.1216 + 6.5200 \cdot \xi^2 - 12.3877 \cdot \xi^4 + 89.0554 \cdot \xi^6 - 188.6080 \cdot \xi^8 + 207.3870 \cdot \xi^{10} - 32.0524 \cdot \xi^{12}), \quad (12)$$

где
$$\xi = \frac{L}{t}, \quad (13)$$

$$g_b(\xi) = \sqrt{\pi \cdot \xi} \cdot (1.1202 - 1.8872 \cdot \xi + 18.0143 \cdot \xi^2 - 87.3851 \cdot \xi^3 + 241.9124 \cdot \xi^4 - 319.9402 \cdot \xi^5 + 168.0105 \cdot \xi^6), \quad (14)$$

На рисунках 5, 6 представлены номограммы для определения остаточного ресурса резервуара в зависимости от действующего напряжения и глубины трещины.

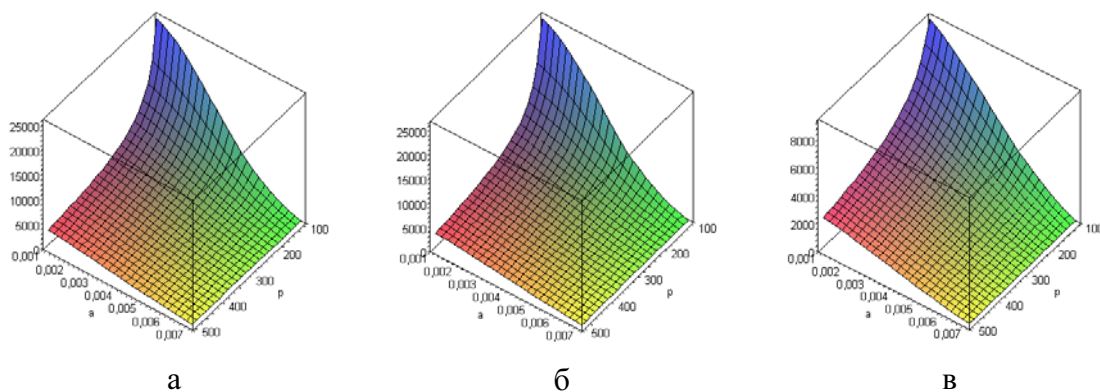


Рисунок 5 – Остаточный ресурс резервуара:

- а – в 3% -ом NaCl;
- б – в 3% -ом NaCl с наложением поляризации -0,7В(НКЭ);
- в – в 3% -ом NaCl с наложением поляризации -0,9В(НКЭ).

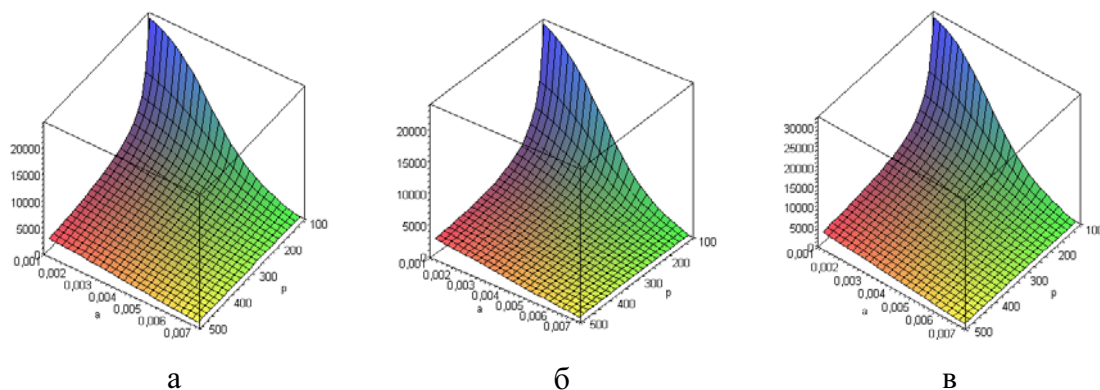


Рисунок 6 – Остаточный ресурс резервуара:

- а – в карбонат-бикарбонатной среде;
- б - в карбонат-бикарбонатной среде с наложением поляризации -0,7В(НКЭ);
- в - в карбонат-бикарбонатной среде с наложением поляризации -0,9В (НКЭ).

Литература

1. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности. Уфа: Гилем, 1997. – 177 с.
2. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений: В 2-х томах. Т.1: Пер. с англ./ Под ред. Ю. Мураками. – М.: Мир, 1990. – 448 с., ил.
3. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений: В 2-х томах. Т.2: Пер. с англ./ Под ред. Ю. Мураками. – М.: Мир, 1990. – 448 с., ил.