

П.Н.ДЕМИДОВ, аспирант, НТУ «ХПИ»;
А.И.ТРУБАЕВ, канд. техн. наук, доцент, НТУ «ХПИ»

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ЭРОЗИОННО- КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА

У роботі досліджувався вплив ерозійно-корозійного зносу на спектр власних частот трубопроводу. Запропонована методика оцінки залишкового ресурсу трубопроводу, заснована на аналізі власних частот системи.

In this work investigated the effect of erosion-corrosion wear on natural frequencies of the pipeline. A method is proposed estimates the residual life of the pipeline, based on an analysis of the natural frequencies of the system.

В работе исследовалось влияние эрозийно-коррозионного износа на спектр собственных частот трубопровода. Предложена методика оценки остаточного ресурса трубопровода, основанная на анализе собственных частот системы.

Введение

Эрозионно-коррозионному износу (ЭКИ) подвержены практически все трубопроводные системы АЭС. До недавнего времени в нашей стране не достаточно внимания уделялось проблеме ЭКИ трубопроводов, что приводило к ухудшению экономических показателей атомных электростанций [1].

Анализ зарубежной и отечественной литературы по данной тематике показывает, что не существует единых стандартов для протоколов замера толщин стенок различных трубопроводных систем. Это затрудняет обобщение и обработку результатов замеров, произведенных на различных АЭС [1]. В настоящее время во многих странах разработаны компьютерные программы по определению ЭКИ. Эти программы составлены с использованием результатов стендовых испытаний. В опубликованных работах приводится недостаточно данных о характере ЭКИ натуральных трубопроводов АЭС, что затрудняет разработку мероприятий по борьбе с ЭКИ.

Процесс эрозии приводит к уменьшению толщины стенок трубопровода, что, в свою очередь, изменяет жесткостные и инерционные характеристики конструкции. В связи с этим в настоящей работе предлагается методика оценки остаточного ресурса трубопровода, основанная на анализе собственных частот системы и включающая следующие этапы:

- Исследование спектра собственных частот трубопровода в начале эксплуатации трубопроводной системы;
- Определение характеристик ЭКИ;
- Построение диаграмм для определения остаточного ресурса;
- Экспериментальное определение собственных частот трубопровода через n лет эксплуатации и прогнозирование остаточного ресурса.

1 Характеристики ЭКИ

Как показывают исследования, влияние различных факторов на коррозионно-эрозионный износ (δ) можно описать следующей зависимостью [1]:

$$\delta = K_c \cdot f_1(w, T, h) \cdot f_2(pH) \cdot f_3(O_2) \cdot f_4(t). \quad (1)$$

По этой зависимости основными факторами являются следующие: K_c – коэффициент геометрии (Келлера), w – скорость рабочей среды, T – температура рабочей среды, pH – величина кислотности рабочего тела, O_2 – содержание кислорода в потоке, h – конструкция трубопровода, t – продолжительность эксплуатации.

Влияние скорости потока на износ стенок трубопровода описывается линейным законом, причем, чем меньше легирующих добавок в используемом металле, тем сильнее вымывание металла. Данный показатель для исследованных материалов в интервале скоростей от 5 до 40 м/с составляет примерно 3-3000 мг/(см²ч) [1].

Влияние температуры на износ при эрозионно-коррозионных процессах описывается параболической зависимостью. Наибольший износ стенок трубопровода возникает при температурах, находящихся в диапазоне 140-160 °С. При этом прослеживается такая зависимость, что и для влияния скорости потока, а именно, чем ниже качество стали, тем большее влияние вносит температурный фактор на износ стенок трубопроводов.

В данной работе закон изменения толщины стенок трубопровода определяется по результатам замеров, проведенных на Южноукраинской АЭС. Предлагается кусочно-постоянная зависимость толщины стенок от времени эксплуатации. Согласно экспериментальным данным, максимальный износ наблюдается в области криволинейных фрагментов, где возникают локальные дефекты и происходит глобальное утонение стенок. Кроме того, имеет место утонение прямолинейных участков трубопровода.

Толщину стенки трубопровода при активной эрозии рекомендуется определять по зависимости [1]:

$$h_i = h_0 - \delta, \quad (2)$$

где $\delta = a_i t$, h_0 – толщина стенки в начальный момент времени; a_i – скорость эрозионного износа для прямолинейных ($i = 1$) и криволинейных ($i = 2$) участков; t – число лет эксплуатации трубопровода.

На рис. 1 представлен фрагмент трубопровода первого контура энергоустановки. Внешний диаметр трубы составляет 0,325 м, толщина стенок – 0,013 м. Ранее было получено, что влияние локальных дефектов на спектр собственных частот является несущественным [2]. В связи с этим в данной работе исследуется влияние глобального утонения стенок вследствие ЭКИ на спектр собственных частот.

Для рассматриваемого трубопровода приняты следующие значения параметров соотношения (2): $a_1 = 0,1 \cdot 10^{-3}$ м/год, $a_2 = 0,3 \cdot 10^{-3}$ м/год, $h_0 = 0,013$ м.

2 Анализ собственных колебаний системы

Для трубопроводной системы, представленной на рис. 1, методом конечных элементов (МКЭ) найдены собственные частоты при различной степени деградации материала. Значения этих частот (f_{M1}) приведены в табл. 1. В качестве конечного элемента (КЭ) использовался элемент тонкой оболочки, содержащий 20 узлов и имеющий по 6 степеней свободы в каждом узле. В качестве граничных условий использовалось жесткое заземление на краях трубопровода. КЭ модель содержала 3533 элемента.

Для проверки сходимости численного решения получены собственные частоты той же системы (табл. 1, f_{M2}), но с увеличенным количеством конечных элементов (24132). В табл. 1 также представлены значения относительных погрешностей определения собственных частот (Δf).

Таблица 1 – Значения собственных частот фрагмента трубопровода в зависимости от времени эксплуатации и их погрешности

Годы эксплуатации	$h \cdot 10^3$ (м)		Номер собственной частоты					
			1	2	3	5	9	10
1	13	f_{M1}	1,94	3,09	3,82	7,22	18,64	21,41
		f_{M2}	1,93	3,08	3,81	7,2	18,63	21,39
		Δf	0,5	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1
2	12,7	f_{M1}	1,92	3,06	3,79	7,16	18,51	21,18
		f_{M2}	1,91	3,05	3,78	7,13	18,5	21,16
		Δf	0,5	0,3	0,3	0,4	0,1	0,1
3	12,4	f_{M1}	1,9	3,02	3,76	7,09	18,38	20,95
		f_{M2}	1,89	3,01	3,75	7,07	18,36	20,93
		Δf	0,5	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1
10	10,3	f_{M1}	1,74	2,78	3,52	6,59	17,43	19,29
		f_{M2}	1,74	2,77	3,51	6,57	17,41	19,27
		Δf	0	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1
19	7,6	f_{M1}	1,52	2,43	3,17	5,9	16,15	17,13
		f_{M2}	1,52	2,42	3,15	5,87	16,13	17,1
		Δf	0	0,4	0,6	0,5	0,1	0,2
20	7,3	f_{M1}	1,5	2,39	3,12	5,82	16	16,9
		f_{M2}	1,49	2,38	3,11	5,79	15,99	16,87
		Δf	0,7	0,4	0,3	0,5	0,1	0,2

Как видно из табл. 1, значения относительных погрешностей при определении собственных частот при сгущении КЭ сетки не превышают 0,7 %, что свидетельствует о приемлемости используемых КЭ моделей. В табл. 2 и на рис. 2 приведены значения относительных изменений собственных частот трубопровода в зависимости от толщины стенок (h).



Рисунок 1 – Фрагмент трубопровода

Таблица 2 – Относительное изменение собственных частот трубопровода при утонении стенок (%)

$h \cdot 10^3$, (м)	Номер собственной частоты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12,7	1	1	0,8	1,4	0,8	1,1	0,6	0,9	0,7	1,1
12,4	2,1	2,3	1,6	2,5	1,8	2,3	1,3	1,7	1,4	2,2
12,1	3,6	3,2	2,4	3,7	2,8	3,4	1,9	2,6	2,2	3,2
10	11,3	11,3	8,9	12,8	9,7	12,1	6,4	9	7,2	11
7,6	21,7	21,4	17	24,2	18,3	22,9	12,1	17,6	13,4	20
7,3	22,7	22,7	18,3	25,5	19,4	24,3	13	18,7	14,2	21,1

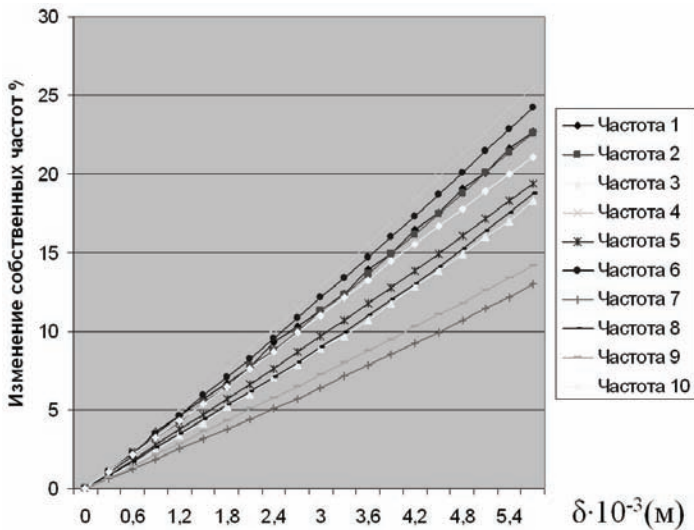


Рисунок 2 – Зависимость относительных изменений собственных частот от величины износа трубопровода

Как видно из табл. 2 и рис. 2, через 20 лет эксплуатации трубопровода величина относительных изменений его первых десяти собственных частот по сравнению с их начальными значениями составляет от 13 % до 26 %. Таким образом, если через определенные периоды эксплуатации экспериментально определять собственные частоты трубопроводной системы, то можно судить о степени ЭКИ по изменению этих частот.

3 Результаты расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводной системы

Максимальное значение давления в системе для установившегося режима составляет 7 МПа, а в момент пуска электростанции достигает 20 МПа. Режим нагружения – 10 пусков в год. Для трубопровода (рис. 1) при значении давления 20 МПа решена задача определения статического напряженно-деформированного состояния (НДС) с учетом локального дефекта в криволинейном фрагменте трубопровода и глобального утонения стенок на 14 году эксплуатации. Как показывают численные расчеты [3], максимальные напряжения наблюдаются в области криволинейных фрагментов в месте наибольшего утонения стенок (рис. 3, а, б). Коэффициент концентрации напряжений α_σ определяется как отношение максимального значения напряжений в конструкции к величине номинальных напряжений. В качестве номинального значения используется наблюдаемое вдали от концентратора напряжение. На рис. 4 представлено сечение трубопровода в области локального дефекта. $N = 1 \div 9$ – номер точки, в которой определяется напряжение.

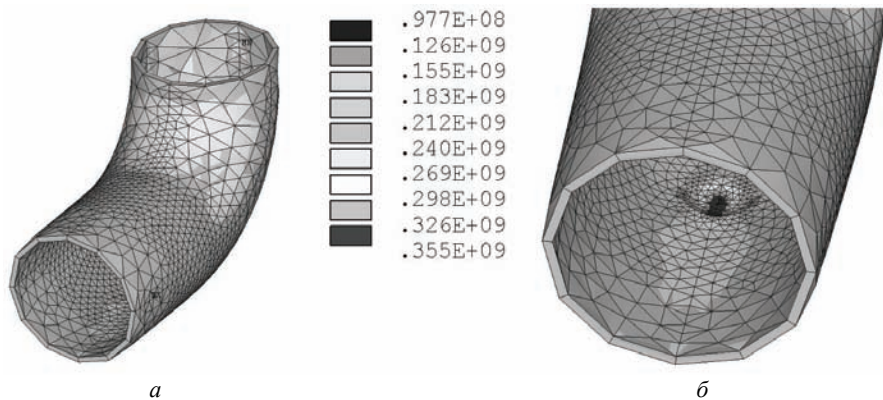


Рисунок 3 – Напряженное состояние в криволинейном фрагменте трубопровода: а – общий вид; б – напряжения в области дефекта

На рис. 5 представлены графики изменения эквивалентных напряжений по Мизесу в поперечном сечении трубопровода, проходящем через точку № 5 (рис. 4), где имеет место максимум напряжений. Рис. 5, а соответствует модели с глубиной дефекта 0,4 мм, а рис 5, б – модели с глубиной дефекта

4,3 мм. Максимальное напряжение за период со 2-го по 14-й год эксплуатации увеличилось на 24 %.

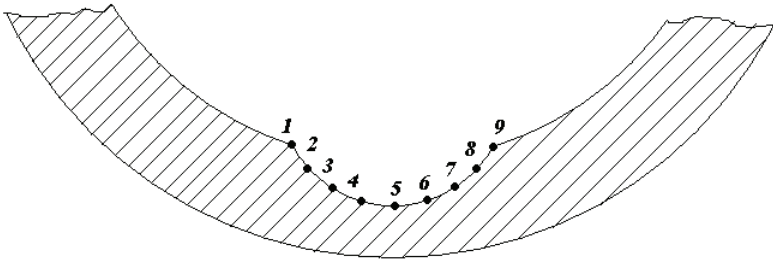


Рисунок 4 – Сечение трубопровода в области локального дефекта

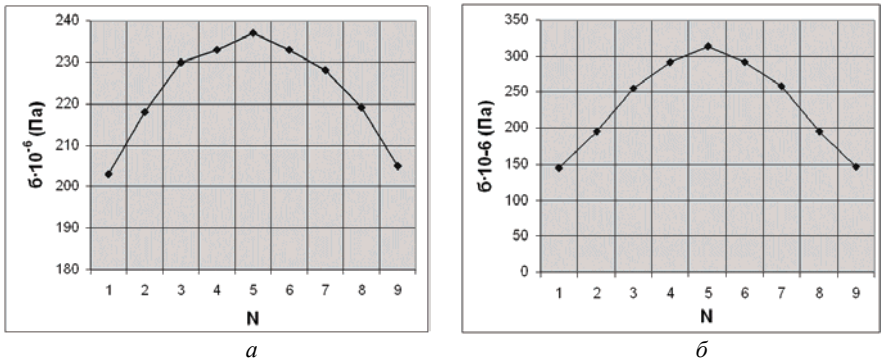


Рисунок 5 – Распределение напряжений в области дефекта

4 Прогнозирование остаточного ресурса

Для прогнозирования остаточного ресурса трубопровода, подверженно-го ЭКИ и содержащего локальные дефекты, рассматривается линейная модель накопления усталостных повреждений [4]:

$$\frac{dz}{dt} = \frac{\sigma_a^m(t)}{T \sigma_{-1k}^m N_0}, \quad (3)$$

где σ_{-1k} , N_0 , m – параметры кривой усталости; T – эффективный период нагружения; $\sigma_a(t)$ – эквивалентная амплитуда напряжений в опасной зоне, подверженной эрозионно-коррозионному износу.

Так как используется кусочно-постоянная аппроксимация зависимости толщины стенок трубопровода от времени, то соотношение (3) для i -го периода эксплуатации записывается в следующем виде:

$$z_i = N_i \frac{\sigma_{ai}^m}{\sigma_{-1ki}^m N_0}, \quad (i = \overline{1, n}). \quad (4)$$

Здесь σ_{-1ki} – предел выносливости детали конструкции для i -го периода

эксплуатации, σ_{ai} – максимальное напряжение в элементе трубопровода, n – количество периодов эксплуатации. Для упрощения записи индекс i отбросим.

Предел выносливости детали определяется из следующего соотношения [5]:

$$\sigma_{-1k} = \sigma_{-1}/K_{\sigma D}. \quad (5)$$

Здесь σ_{-1} – предел выносливости стандартного образца, а $K_{\sigma D}$ – коэффициент пропорциональности – определяется по следующей формуле:

$$K_{\sigma D} = \alpha_{\sigma} / \left[0,5 \left[1 + \left(\frac{1}{88,3} \frac{L}{G} \right)^{-\nu\sigma} \right] + \frac{1}{\beta} - 1 \right], \quad (6)$$

где L – периметр сечения, в котором наблюдается концентрация напряжений, α_{σ} – коэффициент концентрации, β – коэффициент, зависящий от материала, G – градиент максимальных напряжений:

$$G = \frac{1}{\sigma_{\max}} \frac{\sigma_{\max} - \sigma}{a - a_0}. \quad (7)$$

Здесь σ_{\max} – максимальное напряжение в области концентрации, σ – значение напряжения в точке, находящейся на малом расстоянии от точки с максимальным напряжением, $a - a_0$ – расстояние между точками, в которых находятся напряжения.

Зная предел выносливости элемента трубопровода, можно найти повреждаемость. Число циклов до разрушения на i -м периоде эксплуатации определяется из следующего соотношения, куда снова возвращается индекс i :

$$N_{0i} = N_0 \sigma_{-1ki}^m / \sigma_{ai}^m, \quad (8)$$

где $N_0 = 2 \cdot 10^6$.

Повреждаемость на i -м периоде эксплуатации будет находиться согласно следующей формуле:

$$a_i = N_i / N_{0i}. \quad (9)$$

В дальнейшем предполагается, что все периоды эксплуатации имеют продолжительность, равную 1 году. Для k пусков суммарная повреждаемость при линейной гипотезе будет выражаться следующей зависимостью:

$$a_k = \sum_{i=1}^k a_i = \sum_{i=1}^k N_i / N_{0i}. \quad (10)$$

Остаточный ресурс трубопровода определяется через запас по повреждаемости $z = 1 - a_k$ и среднегодовой повреждаемости $a_c = (1/N_0 + 1/N_{0k})/2$.

Тогда остаточный ресурс трубопровода составит

$$r_{ocm} = z/a_c. \quad (11)$$

В табл. 3 и на рис. 6 представлена зависимость числа циклов до разрушения от степени ЭКИ трубопровода в области концентрации при 10 пусках энергоблока в год.

По изложенной выше методике с учетом значения предела выносливости материала $\sigma_{-1} = 187$ МПа и зависимости числа циклов до разрушения от

степени ЭКИ (табл. 3, рис. 6) после 14 лет эксплуатации получены следующие результаты:

- запас по повреждаемости $z = 0,1743$;
- среднегодовая повреждаемость $a_c = 0,0144$;
- остаточный ресурс $r_{ост} \approx 12$ лет.

Таблица 3 – Зависимость числа циклов от глубины дефекта

№ года эксплуатации	δ , мм	N_{0i} , циклов	№ года эксплуатации	δ , мм	N_{0i} , циклов
1	0,4	354840	9	2,8	327
3	1,0	36282	11	3,4	81
5	1,6	7369	13	4,0	70
7	2,2	1953	14	4,3	35

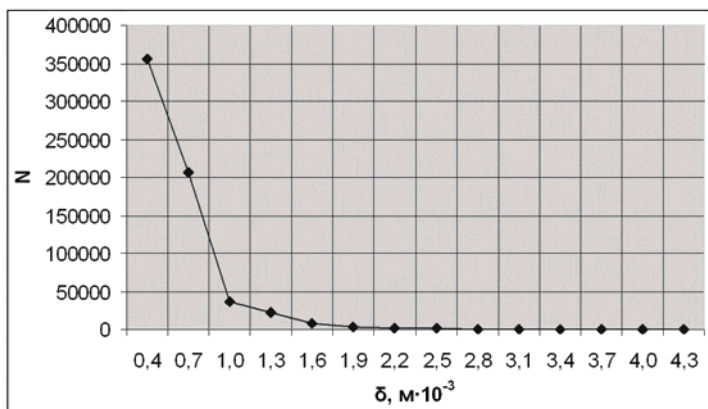


Рисунок 6 – Зависимость числа циклов до разрушения от степени ЭКИ

Выводы. Таким образом, предложена методика оценки остаточного ресурса трубопровода, базирующаяся на исследовании спектра собственных частот. Проведена оценка остаточного ресурса рассматриваемого трубопровода, который после 14 лет эксплуатации составил 12 лет.

Список литературы: 1. *Полищук С.М., Манузин А.А.* Анализ исследований эрозивно-коррозионного износа трубопроводов АЭС // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2007. – 1/3(25). – С. 3–7. 2. *Демидов П.Н., Трубаев А.И.* Расчет собственных колебаний трубопроводов АЭС с учетом эрозивно-коррозионного износа // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – октябрь 2009. – № 10 (68). 3. *Демидов П.Н., Жовдак В.А., Кипоренко А.С., Локошко В.В., Полищук С.М., Трубаев А.И.* Применение информационных технологий для прогнозирования остаточного ресурса трубопроводов АЭС // Динамика и прочность. 4. *Болотин В.В.* Прогнозирование ресурса машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1984. – 312 с. 5. *Когаев В.П., Махутов Н.А., Гусенков А.П.* Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность: Справочник. – М.: Машиностроение, 1985. – 224 с.

Поступила в редакцию 6.10.2011