



# ГЕОМЕТРИЧЕСКИ ОБУСЛОВЛЕННЫЙ РЕСУРС ТРУБОПРОВОДА С КОРРОЗИОННЫМ ПОВРЕЖДЕНИЕМ

П. С. ЮХИМЕЦ

*Предложена методика оценки остаточного ресурса сварного трубопровода с объемным дефектом, учитывающая изменение геометрических параметров дефекта и основанная на использовании коэффициента концентрации напряжений, циклических свойств конструкционного материала и эксплуатационной нагруженности. Данная методика позволяет выполнять уточненную оценку остаточного ресурса трубопровода с коррозионным повреждением на основе учета усталостного повреждения, накопленного до его обнаружения и в прогнозируемый период.*

*A procedure is proposed for evaluation of residual life of welded pipeline with a volume defect, which allows for the change of geometrical parameters of the defect and is based on application of the coefficient of stress concentration, cyclic properties of structural materials and operating load. This procedure enables successful performance of a precise evaluation of residual life of a pipeline with corrosion damage based on allowance for the damage accumulated before its detection and in the predicted period.*

Одним из важных направлений повышения эксплуатационной надежности трубопроводов является совершенствование методов расчета, учитывающих наличие исходных дефектов изготовления и монтажа, повреждений вследствие влияния окружающей среды, условий и режимов эксплуатации, дегградации материала и других факторов, влияющих на их работоспособность. Изучение большого количества разрушений подземных сварных трубопроводов [1] позволило установить, что одной из основных причин отказов является коррозионное повреждение, происходящее вследствие нарушения защитного покрытия.

В работе [2] отмечается склонность трубопроводов АЭС из углеродистой стали, транспортирующих влажный пар в кипящих и водяных реакторах, к эрозионно-коррозионному износу в процессе эксплуатации. Значительное уменьшение толщины стенки, достигающее 1...1,5 мм/год, наблюдалось на трубопроводах многих АЭС, что приводило к их разрывам и влекло за собой остановки и ремонты. Данный тип повреждения характерен и для трубопроводов ТЭС [3]. Таким образом, характерной особенностью трубопроводов различного назначения является возникновение в процессе их эксплуатации так называемых объемных поверхностных дефектов — повреждений произвольной конфигурации с небольшой площадью поражения трубы.

Стремление к обеспечению конкурентоспособности и эффективности промышленных объектов обуславливает повышение действующих напряжений. Как результат, уже на стадии проектирования могут быть заложены значения рабочих номинальных напряжений в металле трубопроводов, довольно близкие к пределу текучести. Например, рас-

четные сопротивления растяжению (сжатию) основного металла  $R_1$  и  $R_2$  при проектировании в соответствии с работой [4] определяют по следующим формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^n m}{k_1 k_n}, \quad R_2 = \frac{R_2^n m}{k_2 k_n},$$

где  $R_1^n, R_2^n$  — соответственно минимальные значения временного сопротивления и предела текучести материала трубы;  $m$  — коэффициент условий работы трубопровода;  $k_1, k_2$  — коэффициенты надежности по материалу;  $k_n$  — коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Для трубопроводов первого класса в зависимости от различных сочетаний коэффициентов  $m, k_1, k_2, k_n$ , при проектировании возможны следующие диапазоны изменения расчетных сопротивлений:  $R_1 = (0,33...0,67)R_1^n$ ;  $R_2 = (0,43...0,82)R_2^n$ , что делает вполне возможным (с учетом концентрации напряжений в зоне повреждений) возникновение упругопластических деформаций.

Характерным для эксплуатации трубопровода оказывается периодическое изменение давления в трубопроводе от атмосферного до уровня давления перекачки и выше. Повторно-статические нагрузки при наличии геометрических неоднородностей в виде коррозионных или эрозионных повреждений приводят к повреждаемости конструкционного металла вследствие накопления необратимых микропластических деформаций. Увеличение плотности дислокаций и накопление повреждений — первая стадия процесса разрушения; последующими стадиями являются зарождение микротрещин, стабильный их рост и спонтанное разрушение.



Типичный излом при разрушении нефтепровода имеет выраженные зоны очага разрушения и дорыва. Наиболее вероятной причиной подобных разрушений является накопление повреждений и развитие исходных или возникнувших в процессе эксплуатации дефектов, в первую очередь, коррозионного характера, приводящее к появлению и распространению усталостных трещин от повторных воздействий внутреннего давления в процессе эксплуатации.

По данным работы [5] некоторые участки магистральных нефтепроводов могут испытывать в среднем 300...350 циклов повторных нагружений в год, вызванных различными технологическими и эксплуатационными факторами (отключение насосно-перекачивающих станций (НПС) из-за отказов электрооборудования, автоматики, механического оборудования, а также изменение режимов перекачки и т. п.). За время расчетного срока службы трубопровода (20 лет) суммарное число циклов нагружения внутренним давлением может составить в среднем порядка 7000...9000 циклов.

Периодическое изменение рабочей нагрузки характерно для всех видов трубопроводов. Вследствие этого большинство норм на проектирование трубопроводов предусматривает выполнение циклического расчета.

Вопросы статической прочности трубопроводов с объемными поверхностными повреждениями, которые включают коррозионные и эрозионные дефекты, рассматриваются в ряде нормативных документов [6–9]. Указания по оценке циклической прочности трубопроводов при наличии повреждений данного типа содержатся в работе [7]. Следует отметить, что данная оценка рекомендована уже в случае, когда общее число циклов изменения нагрузки за предыдущий и прогнозируемый периоды эксплуатации, например, внутреннего давления и/или температуры равно или превышает 150.

В работе [10] предложена методика оценки циклической прочности трубопровода с объемным поверхностным дефектом, геометрические

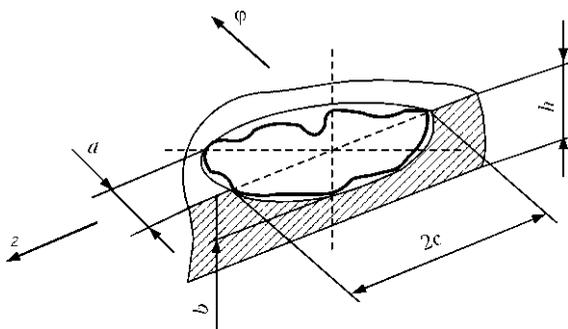


Рис. 1. Поверхностный дефект, моделируемый половиной эллипсоида:  $2c$  — длина;  $a$  — полуширина;  $b$  — глубина дефекта;  $h$  — толщина стенки трубы;  $z$  — осевое;  $j$  — кольцевое направление

параметры которого остаются неизменными. Напомним кратко ее основные положения.

Прогнозирование остаточного ресурса трубопровода основывается (наряду с эксплуатационной нагруженностью и циклическими свойствами материала) на данных о его напряженно-деформированном состоянии (НДС), в первую очередь, в зонах концентрации напряжений.

Учитывая, что в большинстве практических случаев рассматриваемые дефекты геометрически могут быть достаточно точно описаны с помощью эллипсоида (рис. 1), расчет местных максимальных деформаций ведется для поверхности эллипсоида на основе определения номинальных напряжений  $\sigma_n$  и концентрации напряжений  $\alpha_\sigma$ .

Из анализа условий эксплуатации трубопровода устанавливаются циклы нагружения, характеризующие наибольшими изменениями давления. Для упрощения дальнейшего изложения примем, что в процессе эксплуатации трубопровод испытывает только так называемые полные циклы, в которых внутреннее давление изменяется от 0 до рабочего давления.

Исходя из значения коэффициента концентрации напряжений, в упругой области деформирования  $\alpha_\sigma$  [12] вычисляется амплитуда максимальных напряжений в зоне дефекта  $\sigma_a^k$ :

$$\sigma_a^k = \sigma_n \alpha_\sigma,$$

где  $\sigma_n$  — амплитуда интенсивности номинальных напряжений в полном цикле нагружения.

Если размах упругих напряжений пульсирующего цикла  $\Delta\sigma^k$  превышает предел текучести  $\sigma_T$ , то для дальнейшего расчета используют значение амплитуды относительной деформации в зоне дефекта:

$$e_a^k = K_e \frac{e_n}{e_T},$$

где  $e_n$  — амплитуда номинальных деформаций в цикле нагружения;  $e_T$  — интенсивность деформации, соответствующая пределу текучести;  $K_e$  — коэффициент концентрации деформаций в упруго-пластической области деформирования материала в зоне дефекта в цикле нагружения [13].

В этом случае остаточный ресурс трубопровода определяется как:

$$T_{\text{ост}} = \frac{1-d}{d_{\text{год}}},$$

где  $d_{\text{год}}$  — повреждаемость трубопровода за год эксплуатации,

$$d_{\text{год}} = \sum \frac{N_{\text{год}}}{[M]},$$

$N_{\text{год}}$  — частота повторяемости полных циклов в год;  $[M]$  — допускаемое число циклов нагружения, определяемое на основании найденных значений



амплитуды деформаций ( $e_a^k$ ) в зоне дефекта по расчетной усталостной кривой (1);  $d$  — суммарное накопление повреждения

$$d = \sum \frac{N_g}{[N]}$$

$N_g$  — фактическое число основных циклов нагружения трубопровода в процессе эксплуатации при наличии поверхностного дефекта.

В реальных условиях от момента зарождения дефекта до момента его обнаружения проходит некоторое время, в течение которого может быть накоплена существенная усталостная повреждаемость металла в зоне концентрации. Неучет повреждаемости, накопленной до момента обнаружения дефекта, может привести к завышению ресурса трубопровода. Помимо этого, прогноз остаточного ресурса должен учитывать изменение размеров дефекта во времени, так как при этом изменяется доля повреждаемости, накапливаемая в цикле нагружения. В связи с этим в настоящей статье предложена инженерная методика оценки циклической прочности работающего под внутренним давлением трубопровода с поверхностным объемным дефектом, которая учитывает изменение геометрических параметров дефекта в процессе эксплуатации.

На момент (0) обнаружения концентрация напряжений в зоне дефекта определяется для данной трубы геометрическими параметрами дефекта  $\alpha_g^{(0)} = f(a^{(0)}, b^{(0)}, c^{(0)})$ . Этому моменту времени и данным геометрическим параметрам дефекта соответствует 0-й цикл нагружения. Когда давление в цикле достигает максимальной величины, на поверхности дефекта возникают максимальные напряжения  $\sigma_g^{(0)} = \Delta\sigma^k$ , которые постепенно снижаются в направлении толщины стенки трубы (рис. 2).

Таким образом, распределение напряжений по толщине стенки в вершине дефекта описывается функцией  $\sigma_g^{(0)} = f(\sigma^{(0)}, s_g^{(0)})$ , где  $s_g^{(0)}$  — расстояние от вершины дефекта до  $g$ -го слоя в направлении нормали к наружной поверхности трубы в 0-м цикле нагружения.

В таком случае металл трубы в зоне дефекта можно представить в виде достаточно тонких слоев, в пределах которых при постоянном внутреннем давлении изменения напряжений в направлении толщины не происходит (рис. 3). Тогда при совершении 0-го цикла нагружения в каждом из  $g$ -х слоев накапливается усталостное повреждение:

$$dN_g^{(0)} = \frac{1}{[N_g^{(0)}]}$$

где  $[N_g^{(0)}]$  — допускаемое число циклов нагружения для  $g$ -го слоя, определяемое величиной напряжения  $\sigma_g^{(0)} = f(\sigma_0^{(0)}, s_g^{(0)})$  с использованием расчетной кривой усталости (1) с введенными коэффициентами запаса по деформациям  $n_e$  и долговечности  $n_N$ :

$$[N_g^{(0)}] = \left[ \ln \frac{1}{1 - \psi} \right] \left[ 4 e_T \left( e_a^k - \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_T} \right) \right] \quad (1)$$

где  $\psi$  — относительное сужение;  $\sigma_{-1}$  — предел выносливости.

Примем, что полные циклы, число которых в течение года эксплуатации трубопровода составляет  $N_{\text{год}}$ , повторяются через одинаковые промежутки времени  $\Delta T = 1/N_{\text{год}}$ .

Тогда на момент выполнения 1-го цикла размеры дефекта составят:

$$\begin{aligned} a^{(1)} &= a^{(0)} + V_a \Delta T, \\ b^{(1)} &= b^{(0)} + V_b \Delta T, \\ c^{(1)} &= c^{(0)} + V_c \Delta T, \end{aligned}$$

где  $V_a, V_b, V_c$  — соответственно скорость коррозии в направлении ширины, глубины и длины дефекта, которая в условиях отсутствия дополнительных сведений определяется так:

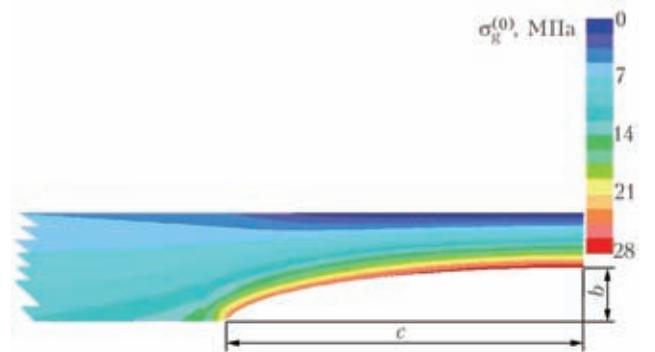


Рис. 2. Распределение интенсивности напряжений  $\sigma_g^{(0)}$  по толщине стенки трубы согласно расчету методом конечных элементов (МКЭ)

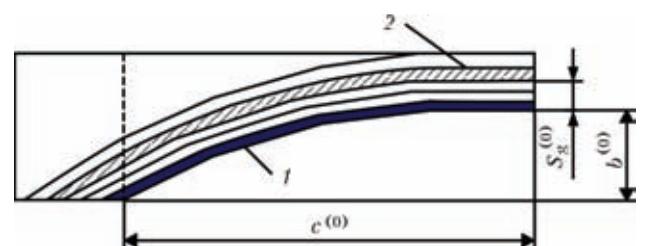


Рис. 3. Слои в зоне дефекта в момент времени (0): 1 — 0-й слой; 2 — 9-й

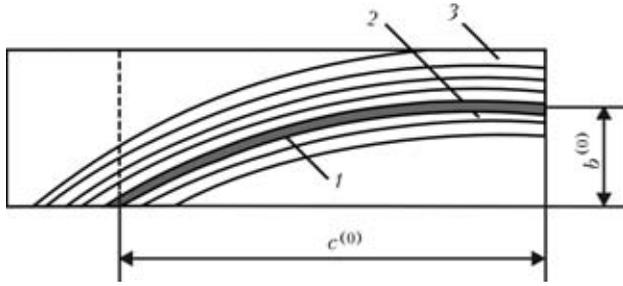


Рис. 4. Слои на момент времени  $t$ : 1 — 0-й слой; 2 — 1-й предыдущий; 3 —  $n$ -й слой

$$V_a = \frac{a^{(0)}}{T_3}, \quad V_b = \frac{b^{(0)}}{T_3}, \quad V_c = \frac{c^{(0)}}{T_3},$$

где  $T_3$  — время от начала эксплуатации до момента обнаружения дефекта (начало 0-го цикла).

Изменение глубины дефекта за промежутки времени  $\Delta T$  примем равным толщине слоя:

$$\Delta b = b^{(1)} - b^{(0)} = V_b \Delta T,$$

т. е. к моменту выполнения 1-го цикла количество слоев  $n^{(0)}$ , имевшееся по толщине стенки в вершине дефекта на момент (0), сократится на 1:

$$n^{(1)} = n^{(0)} - 1 = \text{int} \left[ \frac{s^{(0)}}{\Delta b} \right] - 1,$$

где  $s^{(0)}$  — толщина металла в вершине дефекта в момент (0),  $s^{(0)} = h - b^{(0)}$ .

При выполнении последующих  $t$  циклов в оставшихся  $g$ -слоях происходит накопление усталостного повреждения:

$$\sum_0^t dN_g^{(1)} = dN_g^{(0)} + dN_g^{(1)} + \dots + dN_g^{(t)}.$$

Если  $[N_g] \geq 10^6$ , то накопление повреждаемости в данном и более глубоких слоях не учитывается. Очевидно, что наиболее поврежденным является слой на поверхности дефекта. Если в какой-либо

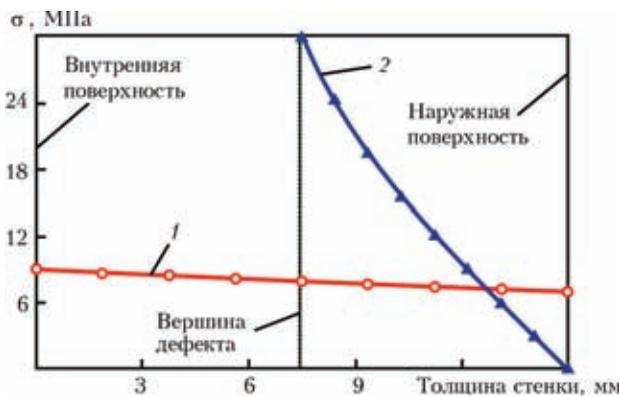


Рис. 5. Распределение интенсивности напряжений по толщине стенки трубы 300X15: 1 — вдали от дефекта; 2 — в вершине дефекта (длина 100, ширина 30, глубина 7,5 мм)

момент времени  $t$ :  $\sum_0^t dN_g^{(1)} \geq 1$ , то ресурс трубы

исчерпан и дальнейшая эксплуатация невозможна вследствие угрозы разрушения. В таком случае  $t$  и является остаточным ресурсом трубопровода на момент времени (0) без учета повреждения, накопившегося до этого момента.

Очевидно, что дефект существовал некоторое время до его обнаружения, в течение которого его геометрические размеры изменялись, и он мог накапливать соответствующее повреждение.

Для оценки возможной повреждаемости процесс коррозии необходимо воспроизвести в обратном порядке, прибавляя последовательно слои к исходному поверхностному слою (рис. 4) и производя вычисление повреждаемости в слоях  $(0^{(0)} \dots n^{(0)})$ . С добавлением каждого нового слоя исходные слои будут смещаться вглубь, а следовательно, возникающие в них напряжения будут снижаться и соответственно будет уменьшаться накапливаемое усталостное повреждение. В какой-то из моментов процесс прекращения накопления усталостного повреждения в более глубоких слоях дойдет до исходного 0-го слоя. Накопленное в исходных слоях  $(0^{(0)} \dots n^{(0)})$  к этому моменту усталостное повреждение и будет искомым — накопленным к моменту обнаружения дефекта, которое следует учитывать при прогнозировании остаточного ресурса конструкции.

Из сказанного выше следует, что при определении остаточного ресурса с использованием описанных выше подходов немаловажным является закон распределения напряжений по толщине стенки в вершине дефекта. Как свидетельствуют результаты расчета МКЭ (рис. 5) распределение носит приблизительно линейный характер. Максимальные напряжения на поверхности дефекта достаточно быстро убывают по направлению к поверхности трубы. Для упрощения последующих расчетов условимся (в запас прочности), что минимальные напряжения в точке поверхности, противоположной вершине дефекта, равны номинальным напряжениям —  $\sigma_n$ .

Эффективность разработанной методики оценивалась путем гидравлического испытания в режиме малоциклового нагружения трубы диаметром 530 мм, изготовленной Харцызским трубным заводом в 1961 г. из стали марки 14ХГС согласно ЧМТУ/УкрНИТИ 182-60. Труба с дефектами, обнаруженными во время внутритрубной диагностики, эксплуатировалась в составе магистрального нефтепровода (МН) «Дружба» в течение 43 лет при рабочем давлении 5 МПа. При этом число остановов в год составляло ~25.

Испытания проводили пульсирующим давлением  $\Delta P = 6$  МПа с частотой 1 цикл в минуту. После наработки 1100 циклов на поверхности де-



фекта была обнаружена усталостная трещина (рис. 6).

Механические свойства трубной стали, необходимые для оценки остаточного ресурса (табл. 1), были получены при испытании:

- стандартных плоских образцов, изготовленных из предварительно выпрямленных заготовок;
- цилиндрических образцов, изготовленных из заготовок, вырезанных в кольцевом направлении без их выпрямления (рис. 7).

Результаты расчета и эксперимента сопоставлялись для двух случаев (табл. 2):

- зарождение дефекта совпадает с началом эксплуатации (наиболее консервативный подход);
- зарождение дефекта произошло за 10 лет до его обнаружения.

При оценке были использованы механические свойства, определенные на образцах растяжения указанных выше типов.

Прогнозирование остаточного ресурса трубопровода при наличии дефекта осуществлялось с использованием результатов стандартных механических испытаний плоских образцов (табл. 3).

Как видим, оценка, основанная на ре-

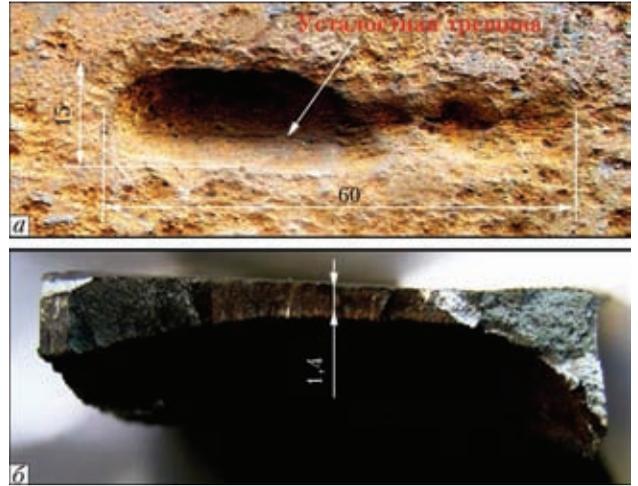


Рис. 6. Усталостная трещина: а — на внутренней поверхности; б — поверхность излома

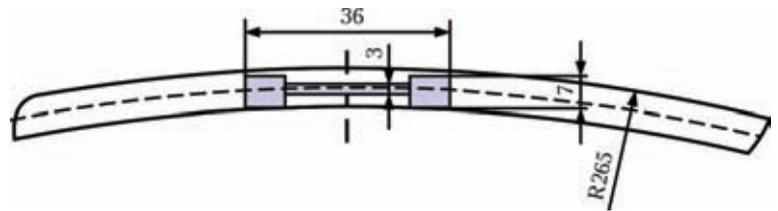


Рис. 7. Схема вырезки образца из трубы

зультатах испытаний стандартных плоских образцов, является достаточно консервативной. В свою очередь, различие механических свойств может объясняться их зависимостью от

направления вырезки образца и их изменением по толщине стенки трубы.

Оценка, основанная на предположении о зарождении дефекта одновременно с началом экс-

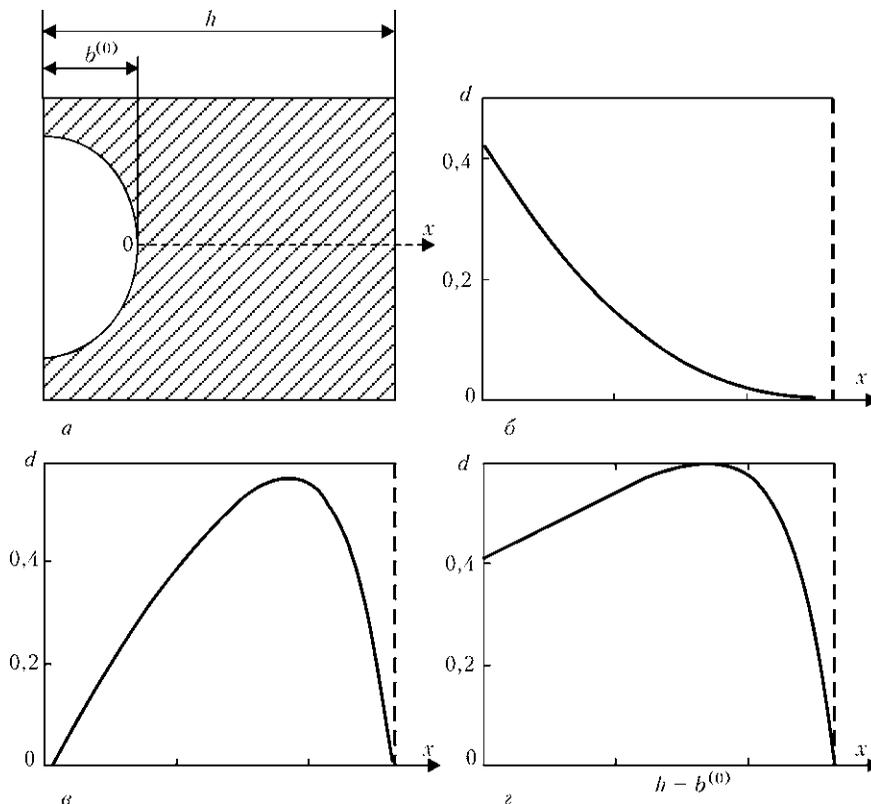


Рис. 8. Распределение усталостного повреждения  $d$  по остаточной  $(h - b^{(0)})$  толщине стенки вдоль оси  $X$ : а — накопленное; б — до обнаружения дефекта; в — после обнаружения до сквозного поражения стенки трубы; г — от начала эксплуатации до сквозного поражения



**Таблица 1. Механические свойства трубной стали**

Тип образца	$\sigma_b$ , МПа	$\sigma_t$ , МПа	$\psi$ , %
Стандартный выпрямленный, вырезанный в осевом направлении	584,4	390,4	42,9
Цилиндрический, вырезанный в осевом направлении	594,9	425,9	71,4

**Таблица 2. Результаты оценки усталостного повреждения  $d$  в эксперименте ( $n_e = 1, n_N = 1$ )**

Период развития дефекта, год	Усталостное повреждение $d$		
	эксплуатация	эксперимент	суммарное
43	0,17/0,03	2,63/1,04	2,80/1,07
10	0,04/0,01		2,67/1,05

*Примечание.* Перед чертой — оценка при использовании механических свойств, определенных на выпрямленных образцах, за чертой — на цилиндрических образцах.

**Таблица 3. Остаточный ресурс трубопровода  $N_{ост}$  ( $n_e = 2, n_N = 10$ )**

Период развития дефекта, год	Усталостное повреждение в процессе эксплуатации $d$	Остаточный ресурс	
		цикл	год
43	1,8	—	—
10	0,42	54	2,16

платации, свидетельствует о невозможности дальнейшей эксплуатации ввиду угрозы усталостного разрушения. Напротив, в случае возникновения дефекта за 10 лет до обнаружения, накопленное повреждение не превышает критического значения  $\sum_0^t dN_g^{(t)} < 1$  вплоть до сквозного поражения стенки трубопровода (рис. 8).

### Выводы

Предложена инженерная методика оценки циклической прочности оборудования с поверхностным объемным дефектом, работающего под внутренним давлением, которая учитывает изменение геометрических параметров дефекта в процессе эксплуатации и основана на определении кон-

центрации напряжений в зоне дефекта, эксплуатационной нагруженности оборудования и циклических свойствах конструкционного материала и позволяет прогнозировать остаточный ресурс конструкции с учетом накопления усталостного повреждения в зоне дефекта в период до его обнаружения, а также в прогнозируемый период.

Экспериментальная проверка методики при циклических испытаниях натурных трубных образцов с эксплуатационными объемными поверхностными дефектами подтвердила возможность практического использования данной методики для определения остаточного ресурса реальных поврежденных объектов.

1. *Бородавкин П. П.* Подземные магистральные трубопроводы. — М.: Недра, 1982. — 384 с.
2. *Tanarro A., Tecnatom E.G., Avda S. A.* Montes de Oca «Erosion-corrosion in wet steam and single phase lines in nuclear power plants» proceedings of a specialists meeting «Erosion and corrosion of nuclear power plant materials». — Ukraine 19...22 sept., Kiev, 1994.
3. *Антикайн П. А.* Металлы и расчет на прочность котлов и трубопроводов. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 368 с.
4. *СНиП 2.05.06–85.* Часть II Нормы проектирования. Гл. 45. Магистральные трубопроводы.
5. *Прочность* труб магистральных нефте- и продуктопроводов при статическом и малоцикловом нагружении / М. И. Волский, А. С. Аистов, А. П. Гусенков, Л. К. Гуменный // *Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.* — М., ВНИИОЭНГ, 1979.
6. *ASME B31.8–1995.* Appendix L: Determination of remaining strength of corroded pipe.
7. *Fitness-for-service.* API Recommended practice 579. First ed., January 2000.
8. *Det Norske Veritas.* Recommended practice DNV-RP-F101. Corroded pipelines. Oct. 2004.
9. *ВБН В.2.3-00018201.04–2000.* Расчеты на прочность действующих магистральных трубопроводов с дефектами.
10. *Юхимец П. С., Гарф Э. Ф., Нехотяций В. А.* Экспериментальное обоснование метода расчета остаточного ресурса трубопроводов с коррозионными повреждениями // *Автомат. сварка.* — 2005. — № 11. — С. 17–21.
11. *Garf E. F., Netrebsky M. A.* Assessment of the strength and residual life of pipelines with erosion-corrosion damage // *The Paton Welding J.* — 2000. — № 9-10. — P. 13–18.
12. *Фокин М. Ф., Трубицын В. А., Никитина Е. А.* Оценка эксплуатационной долговечности магистральных трубопроводов в зоне дефектов. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986. — 52 с.
13. *Козаев В. П., Махутов Н. А., Гусенков А. П.* Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность. — М.: Машиностроение, 1985. — 224 с.

*Ин-т электросварки им. Е. О. Патона НАН Украины, Киев*

*Поступила в редакцию 05.09.2010*