

УДК 539.43

В. М. ВЕСЕЛУХА, Лидский колледж УО «Гродненский государственный университет им. Я. Купалы», Лида,
 А. В. БОГДАНОВИЧ, доктор технических наук, Белорусский государственный университет, Минск

ЖИВУЧЕСТЬ ТРУБ НЕФТЕПРОВОДА В СВЯЗИ С ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДЕГРАДАЦИЕЙ СВОЙСТВ

Произведена экспериментальная оценка живучести труб нефтепровода в связи с эксплуатационной деградацией свойств.

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. 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. 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-разупрочнения, протекающих в металле труб. Так, например, установлено [1], 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).

Разработка же новых подходов к оценке работоспособности трубопроводов невозможна без всестороннего экспериментального изучения всего комплекса характеристик сопротивления разрушению материала труб с учетом определяющих факторов.

Методика расчёта живучести $N_{ж}$. Ранее [2, 3] был предложен следующий алгоритм оценки живучести изделий с магистральной трещиной (рисунок 1):

1 Применительно к исследуемому объекту выбирают схему испытаний на малоразмерных образцах с известной формулой расчета КИН K_{IM}^F (с учетом поправки на пластичность). Экспериментально исследуют трещиностойкость материала, из которого изготовлен объект, с учетом всех особенностей его эксплуатационного нагружения.

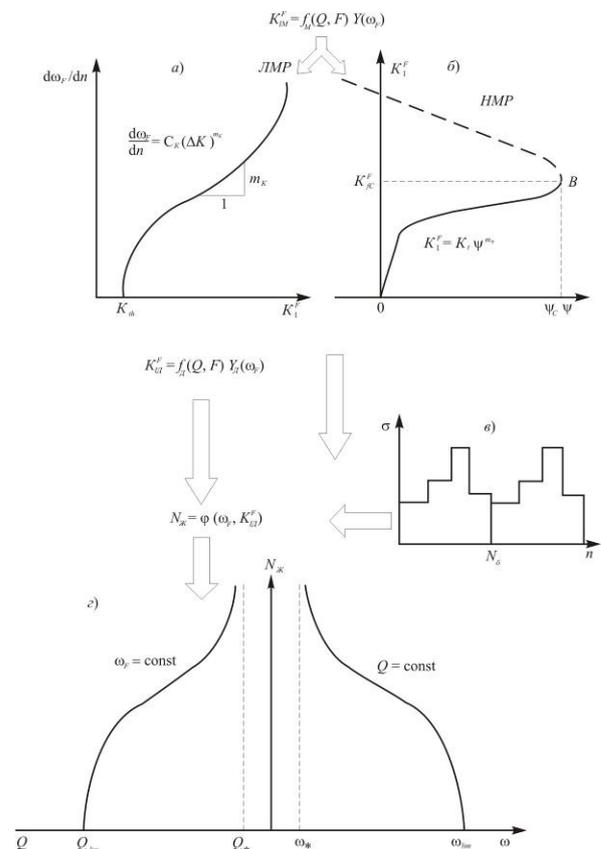


Рисунок 1 – Алгоритм расчетно-экспериментальной оценки живучести объекта

2 По результатам испытаний строят кинетическую диаграмму усталостного разрушения (см. рисунок 1, а) в координатах скорость повреждения $d\omega_F / dn$ – КИН K_I^F . По этой диаграмме определяют пороговое значение КИН K_{th} , а также два параметра (C_K, m_K) уравнения

$$\frac{d\omega_F}{dn} = C_K (\Delta K)^{m_K}, \quad (1)$$

которое описывает прямолинейный участок диаграммы усталостного разрушения. Поскольку параметры C_K и m_K взаимозависимы, достаточно определить один из них, второй находят по соответствующей корреляционной формуле, свodka которых дана, например, в работе [4].

3 Результаты измерений поперечной составляющей пластической деформации ψ используют для построения диаграммы циклического упругопластического разрушения образца с трещиной (диаграммы ЦУПРОТ)

(см. рисунок 1, б). Особенность этой диаграммы состоит в том, что предельное значение КИН (циклическая вязкость разрушения) $K_{fc} = \text{const}$ для образцов различной толщины. Определяют с помощью этой диаграммы предельные значения КИН и утяжки (K_{fc} и ψ_c).

4 Для изучаемого объекта устанавливают модель для вычисления КИН.

5 Полученные в пп. 1–4 данные используют для расчета живучести N_j объекта (см. рисунок 1, з) с учетом параметров программного блока (см. рисунок 1, в).

Данный алгоритм подробно описан в [2], [6]. Практический интерес вызывает анализ живучести труб линейного участка нефтепровода при нерегулярном нагружении, который рассмотрен далее.

Нагруженность участка нефтепровода. Для расчета живучести труб линейной части нефтепровода «Дружба» при наличии трещиноподобных дефектов примем участок «НПС Мозырь» после 30 лет эксплуатации ($\varnothing 820$ мм, $h = 11,2$ мм) и до эксплуатации (из аварийного запаса, хранившиеся более 30 лет на открытом воздухе) со следующими характеристиками нагруженности:

Таблица 1 – Характеристики нагруженности линейной части нефтепровода участка «НПС Мозырь»

В мегапаскалях

Характеристики	Среднегодовые значения характеристик нагруженности						Средние за 1992–1997 гг.
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	
Среднее значение	2,75	2,76	2,64	2,68	2,48	2,50	2,63
Дисперсия	1,12	0,31	0,94	0,36	0,33	0,66	0,75
Средне-квадратическое 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

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

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

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 , распределенные по нормальному закону с параметрами \bar{Y} и S_Y , вычисляют по формуле

$$Y = S_Y \left(\sum_{j=1}^{12} X_j - 6 \right) + \bar{Y}, \quad (3)$$

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.

Построим эмпирическую функцию распределения на участке 1 окружных напряжений методом Монте-Карло. После подстановки в (3) численных значений параметров $\bar{\sigma}_{\text{окр}}$ и S_{σ} получим

$$\sigma_{\text{окр}} = 26,705 \left(\sum_{j=1}^{12} R_j - 6 \right) + 93,646. \quad (4)$$

Из таблицы случайных чисел выписываем в 12 строк (таблица 2) 120 равномерно распределенных случайных чисел. Чтобы числа оказались в отрезке $\{0; 1\}$, перед ними записываем ноль. Результаты округляем до третьего знака после запятой. В 13-й строке записаны значения $\bar{\sigma}_{\text{окр}}$, вычисленные по выражению (4). В 14-й строке из значений $\bar{\sigma}_{\text{окр}}$ образован вариационный ряд. В 15-й строке приведены оценки вероятности превышения полученных значений $\bar{\sigma}_{\text{окр } j}$

$$P_j = 1 - \frac{j}{10 + 1}, \quad (5)$$

соответствующие членам вариационного ряда.

Далее на нормальной вероятностной бумаге строим эмпирическую функцию распределения (рисунок 2), используя 14-ю и 15-ю строки таблицы 2.

Таблица 2 – Эмпирическая функция распределения действующих в трубе участка «НПС Мозырь» окружных напряжений, полученная методом статистического моделирования

j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$R1$	0,758	0,392	0,834	0,018	0,095	0,234	0,649	0,718	0,415	0,337
$R2$	0,607	0,032	0,850	0,725	0,601	0,624	0,991	0,293	0,911	0,789
$R3$	0,270	0,207	0,427	0,448	0,280	0,589	0,942	0,395	0,363	0,684
$R4$	0,365	0,939	0,603	0,841	0,664	0,998	0,288	0,730	0,167	0,552
$R5$	0,769	0,026	0,331	0,844	0,646	0,404	0,939	0,446	0,171	0,055
$R6$	0,790	0,442	0,296	0,975	0,900	0,544	0,069	0,005	0,396	0,107
$R7$	0,782	0,930	0,338	0,666	0,313	0,678	0,154	0,029	0,630	0,792
$R8$	0,557	0,046	0,545	0,142	0,507	0,253	0,417	0,725	0,844	0,747
$R9$	0,841	0,652	0,182	0,155	0,319	0,096	0,111	0,489	0,040	0,124
$R10$	0,870	0,205	0,131	0,415	0,412	0,777	0,176	0,725	0,245	0,340
$R11$	0,728	0,197	0,039	0,991	0,370	0,612	0,139	0,692	0,627	0,168
$R12$	0,009	0,006	0,309	0,650	0,502	0,120	0,178	0,156	0,066	0,397
$\sigma_{\text{окр}}$	129,597	42,239	63,896	116,846	83,217	91,790	68,374	77,675	63,582	69,411
$\sigma_{\text{окр } j}$	42,239	63,582	63,896	68,374	69,411	77,675	83,217	91,790	116,846	129,597
P_j	0,091	0,182	0,273	0,364	0,454	0,545	0,636	0,727	0,818	0,909

Ступенчатую аппроксимацию смоделированной функции распределения действующих фрикционных напряжений удобно выполнять в табличной форме (таблица 3). В первом столбце таблицы 3 указаны номера интервалов одинаковой длины, на которые разбиваем весь диапазон изменения $\sigma_{окр}$ (обычно принимают 8–10 интервалов); во втором – границы полученных интервалов; в третьем – середина каждого интервала; в четвертом – соответствующая верхней границе каждого интервала вероятность P_j (см. рисунок 2).

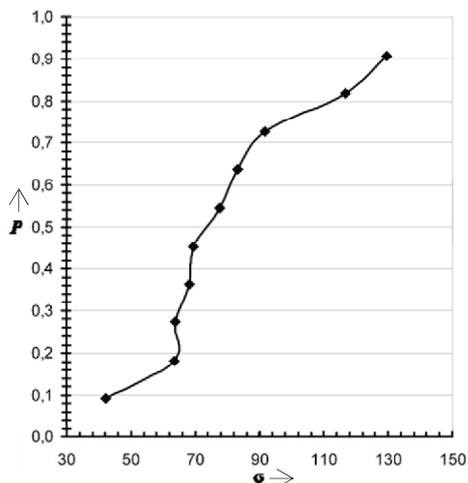


Рисунок 2 – Эмпирические функции распределения действующих в трубе окружных напряжений

Таблица 3 – 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_{i6} , 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 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_{i6} повторений уровня напряжений $\sigma_{окрj}$ в блоке нагружения:

$$n_{i6} = N_6 \cdot \Delta P_j, \quad (6)$$

при этом общее число циклов в блоке N_6 принимаем, исходя из следующих соображений. Как показал анализ, обычно за амортизационный срок эксплуатации нефтепровода реализуется $\sim (2 \dots 6) \cdot 10^5$ циклов нагружения. Примем, 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: $N_6 = 1400$ цикл.

Уровни напряжений $\sigma_{окрj}$, записанные в третьем столбце таблицы 6, являются ступенями программного блока, а величины n_{i6} – длительностями этих ступеней.

Определение живучести $N_{ж}$ для выбранного участка с учётом деградации свойств. Сопоставим полученные в ходе испытаний экспериментальные значения характеристик циклической трещиностойкости трубной стали в исходном состоянии и после длительной эксплуатации (таблица 4). При развитии трещины в окружном направлении трубы произошло повышение порогового КИН K_{th} на 11,4 % при почти неизменном предельном КИН K_{fc}^F ; при этом увеличились значения и деформационных характеристик (φ_c – на 28,5 %, φ_s – на 28,4 %). В то же время наблюдается уменьшение порогового КИН K_{th} на 23,6 % при увеличении предельного КИН K_{fc}^F на 24,6 %, уменьшение предельной утяжки φ_c на 17,2 % и рост предельного уширения образца φ_s на 26 % для трещин, ориентированных в осевом направлении трубы.

Следовательно, длительная эксплуатация труб исследованного линейного участка нефтепровода приводит к весьма неоднозначным результатам с точки зрения сопротивления развитию трещин: малые трещины в основном металле труб, ориентированные в осевом направлении, становятся более опасными для роста, хотя вязкость разрушения такого металла в осевом направлении возрастает. Опасность же трещин, ориентированных в окружном направлении трубы, с течением времени эксплуатации нефтепровода, по меньшей мере, не возрастает.

Графики зависимости живучести $N_{жс}$ элементов трубы из основного металла и срока службы t от длины полусоси a поверхностной полуэллиптической трещины в радиальном направлении представлены на рисунках 3 и 4. Материал трубы анализировался до и после 34 лет эксплуатации. Предполагалось, что толщина стенки трубы остается на протяжении всего срока службы постоянной.

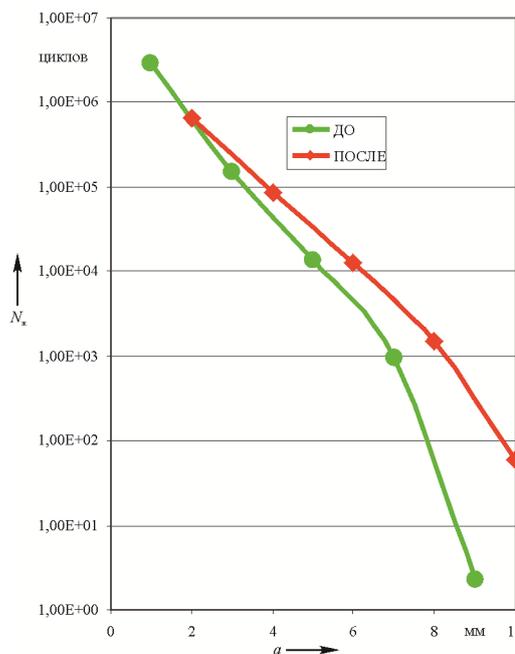


Рисунок 3 – График зависимости живучести $N_{жс}$ элементов трубы нефтепровода из основного металла от длины полусоси a поверхностной полуэллиптической трещины в радиальном направлении

Таблица 4 – Экспериментальные значения характеристик циклической трещиностойкости трубной стали

Параметры	Обозн.	Численное значение для образцов			
		до эксплуатации с развитием трещины в направлении		после эксплуатации с развитием трещины в направлении	
		окружном	осевом	окружном	осевом
КИН $K_{I_{max}}$, МПа $\sqrt{м}$	K_{th}	$\frac{5,66...7,18}{6,42}$	$\frac{7,73...7,97}{7,85}$	$\frac{6,5...8,0}{7,25}$	$\frac{5,5...6,5}{6,0}$
	K_Q	33,2	$\frac{31,54...33,3}{32,42}$	$\frac{48,0...54,4}{51,2}$	$\frac{25,1...33,0}{29,05}$
КИН $K_{I_{max}}^F$, МПа $\sqrt{м}$	K_{th}^F	$\frac{5,66...7,18}{6,42}$	$\frac{7,73...7,97}{7,85}$	$\frac{6,5...8,0}{7,25}$	$\frac{5,5...6,5}{6,0}$
	K_{fc}^F	81,78	$\frac{75,0...85,72}{80,36}$	$\frac{72,0...87,2}{79,6}$	$\frac{51,0...70,2}{60,6}$
Скорость роста трещины, м/цикл	$\left(\frac{da}{dn}\right)_{fc}$	$0,538 \cdot 10^{-6}$	$\frac{(0,865...1,35) \cdot 10^{-6}}{1,11 \cdot 10^{-6}}$	$\frac{(0,38...1,37) \cdot 10^{-6}}{8,75 \cdot 10^{-6}}$	$\frac{(0,44...3,61) \cdot 10^{-6}}{2,03 \cdot 10^{-6}}$
Длина трещины a , мм	a_{fc}	21,45	$\frac{19,55...20,5}{20,03}$	23	$\frac{22,0...23,0}{22,5}$
Утяжка образца ϕ , мм	ϕ_c	0,8	$\frac{0,57...1,05}{0,785}$	$\frac{1,06...1,18}{1,12}$	$\frac{0,55...0,75}{0,65}$
	ϕ_s	-0,34	-0,3	$\frac{-0,50...-0,45}{-0,475}$	$\frac{-0,46...-0,35}{-0,405}$

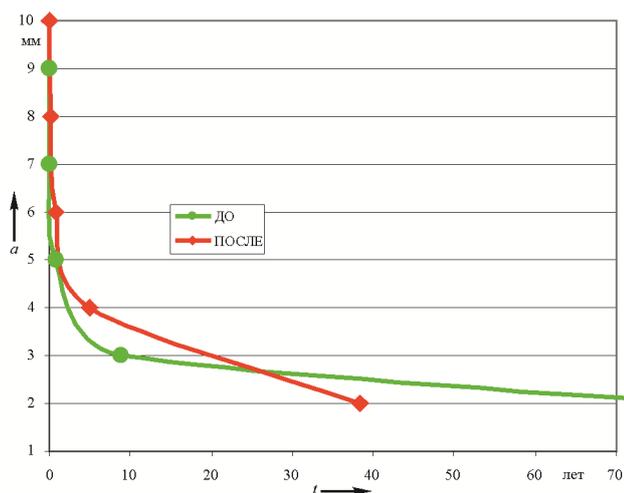


Рисунок 4 – График зависимости срока службы t трубы нефтепровода от длины полуоси a поверхностной полуэллиптической трещины в радиальном направлении

Как можно видеть из рисунков 3 и 4, живучесть элементов труб и срок службы существенно зависит 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 размер a начальной трещины не превысит $\sim 4,5$ мм.

Список литературы

- 1 **Сосновский, Л. А.** Влияние длительной эксплуатации на сопротивление усталости трубной стали / Л. А. Сосновский, В. В. Воробьев // Проблемы прочности. – 2000. – № 6. – С. 44–53.
- 2 **Сосновский, Л. А.** Живучесть линейной части нефтепровода / Л. А. Сосновский, А. В. Богданович, А. М. Бордовский. – Гомель : НПО «ТРИБОФАТИКА», 2004. – 112 с.
- 3 **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.
- 4 Сопротивление материалов деформированию и разрушению : справ. пособие : в 2 ч. / В. Т. Трошенко [и др.] / под ред. В. Т. Трошенко. – Киев : Наукова думка, 1993. – Ч. 1. – 288 с. ; Ч. 2. – 701 с.
- 5 Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. РД 50–345–82. – М. : Изд-во стандартов, 1982. – 43 с.
- 6 **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. – V. 47. – № 1. – P. 70–75.

Получено 20.05.2016

V. M. Veselukha, A. V. Bogdanovich. Survivability of oil pipe in connection with operational properties degradation. The paper made experimental evaluation of survivability of oil pipeline due to operational degradation properties.