

Э.Б. ЗАВОЙЧИНСКАЯ, канд. физ.-мат. наук,
Б.И. ЗАВОЙЧИНСКИЙ, д-р физ.-мат. наук

Теоретические основы и практические подходы анализа безопасности конструкций трубопроводов. Продолжение*

ЧАСТЬ 3

* * *

В первой части статьи [1] изложен подход российских нормативных документов к обеспечению проектной безопасности трубопроводов. Приведены основные понятия и определения теории безопасности, блочно-иерархическая структура конструктивной схемы трубопровода, основные источники поражения при разрушениях газопроводов, нефтепроводов и продуктопроводов, перекачивающих нестабильные жидкости. Сформулировано условие определения потенциального объема утечек перекачиваемого продукта в процессе эксплуатации трубопровода.

Во второй части статьи [2] обсуждена постановка задачи гидроаэродинамики об истечении жидкостей и газов через трещины и отверстия в конструктивных элементах трубопровода и о движении облака газозооушной смеси в атмосфере. Рассмотрена проблема тепловыделения факелов и горящих жидкостей разлития.

Приведены соотношения для оценки индивидуального риска при токсическом и термическом воздействиях истекающего продукта при авариях трубопроводов, при воздействиях взрывных волн и разлетающихся осколков, численные примеры зон термического поражения факелом и огненным шаром при загорании облака газозооушной смеси, размеров котлована при разрушении газопровода, зон барического поражения людей.

А также дан анализ причин и последствий разрушения участка продуктопровода, транспортирующего нестабильную жидкость ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов) по территории Башкортостана, участка подземного промышленного газопровода на месторождении Медвежье, распределение значений индивидуального риска токсического поражения населения сероводородом в десятикилометровой зоне вокруг Астраханского газохимического комплекса. Представлены зависимости для оценки вероятности загорания промышленных объектов под действием теплового потока горящего продукта и вероятности разрушения зданий и сооружений от воздействия взрывной волны (промышленный риск), а также численные примеры зон термического и барического воздействий на промышленные объекты, разрушение цеха компрессорной станции "Приполярная" от воздействия взрывной волны при испытании повышенным давлением газа его обвязочного газопровода. В качестве примера оценки экологического риска уничтожения флоры в условиях Крайнего Севера приводятся результаты анализа возможных негативных воздействий на растительность при будущем строительстве и эксплуатации газовых объектов на Бованенковском газоконденсаторном месторождении полуострова Ямал.

* Начало см. № 5, 6 за 1998 г.

3.1. При оценке объемов утечек продукта в процессе эксплуатации участка трубопровода рассматривают следующие потенциальные нарушения герметичности участка [1], [7]:

- сквозные отверстия, длина которых соизмерима с толщиной конструктивного элемента (коррозионные свищи, разрушение монтажных и заводских швов), сквозные короткие трещины;
- сквозные "протяженные" трещины, длина которых меньше критической длины раскрытия трещин согласно механике разрушения;
- магистральные (критические) трещины;
- пробойны или отверстия в конструкции участка, появляющиеся в результате земляных работ третьей стороной или актов вандализма.

Потенциальный объем утечек перекачиваемого продукта определяется соотношениями (1.1), согласно которым необходимо располагать следующими распределениями вероятности характерных времен:

■ распределением вероятности времени потери герметичности $t_{n,k}^*$ из-за появления n -й сквозной трещины в k -м конструктивном элементе $P = P(t_{n,k}^*)$;

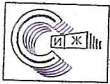
■ распределением вероятности времени крупномасштабного разрушения $t_{n,k}^{**}$ при раскрытии n -й критической трещины в k -м конструктивном элементе $P = P(t_{n,k}^{**})$;

■ распределением вероятности времени потери герметичности $t_{n,s}^{**}$ после образования n -го коррозионного свища $P = P(t_{n,s}^{**})$;

■ распределением вероятности времени n -го разрушения $(t_{n,d}^{**})$ участка техникой третьей стороны или актами терроризма $P = P(t_{n,d}^{**})$ и значениями характерных геометрических размеров дефектов, определяющих расход продукта из трубопровода в окружающую среду:

- длиной трещины $l_{n,k}^*$ и ее раскрытием $\delta_{n,k}^*$,
- длиной $l_{n,k}^{**}$ магистральной трещины и ее раскрытием $\delta_{n,k}^{**}$;
- диаметром $d_{n,s}^{**}$ коррозионного свища;
- диаметром $d_{n,d}^{**}$ пробитого в стенке элемента отверстия.

3.2. Распределение вероятности времени потери герметичности t^* из-за появления сквозных трещин в ко-



инструкции участка трубопровода $P = P(t^*)$ задают следующим соотношением:

$$P(t^*) = \sum_{n=0}^{N(t^*)} \sum_{k=1}^K P(t_{n,k}^*), \quad (3.1)$$

$$P(t_{n,k}^*) = \int_{\alpha_i=1}^{10} \int_{n_c=1}^4 P(t_{n,k}^*, \alpha_i, n_c) d\Phi(\alpha_i, n_c),$$

где $P = P(t_{n,k}^*)$ — распределение вероятности времени потери герметичности $(t_{n,k}^*)$ из-за появления n -й сквозной трещины в k -м конструктивном элементе участка;

$P = P(t_{n,k}^*, \alpha_i, n_c)$ — распределение вероятности времени потери герметичности $t_{n,k}^*$ из-за появления n -й сквозной трещины в k -м конструктивном элементе участка, обусловлено начальным дефектом (коэффициент α_i , см. пп. 3.4 и 3.5) и коррозионно-активной средой (номер класса n_c , см. пп. 3.4 и 3.11), $\Phi = \Phi(\alpha_i, n_c)$ — распределение вероятности появления начального дефекта с коэффициентом α_i и коррозионно-активной среды с номером класса n_c .

Распределения $P(t_{n,k}^*, \alpha_i, n_c)$ находят по следующим соотношениям:

$$P(t_{n,k}^*, \alpha_i, n_c) = \left\{ \left[P_k(t_*, \alpha_i, n_c) (t_{n,k}^*/t_*)^b \right] n/n! \right\} \times \exp \left\{ - (t_{n,k}^* - t_*)/T_1 \right\}, \quad (3.2)$$

где

$$b = (1 - t_s/t_*)^2, \quad T_1 = t_*(1 - t_s/t_*)^2,$$

$$P_k(t_*, \alpha_i, n_c) = \Phi(\pi_k(t_*, \alpha_i, n_c) - \pi_k(0, \alpha_i, n_c)),$$

$\Phi = \Phi(x)$ — интеграл вероятности,

$$\Phi(x) = (2\pi)^{-1/2} \int_0^x \exp(-t^2/2) dt.$$

t_* — назначенный срок службы трубопровода (период, в течение которого достигается максимальная экономическая целесообразность его эксплуатации);

t_s — время эксплуатации участка трубопровода, при котором ускорение процесса накопления повреждений в его конструктивных элементах равно нулю, $t_s = (0,4 \div 0,6)t_*$;

$\pi_k = \pi_k(t, \alpha_i, n_c)$ — повреждение k -го обобщенного конструктивного элемента в процессе эксплуатации t (определяется по нижеприведенным соотношениям (3.5) и (3.6) с привлечением соотношений (3.3)–(3.28));

$P_k = P_k(t_*, \alpha_i, n_c)$ — вероятность потери герметичности из-за появления первой сквозной трещины в k -м конструктивном элементе участка (начальный дефект с коэффициентом α_i и коррозионно-активная среда с

номером класса n_c) в течение назначенного срока службы t_* .

При условии $t_s = 0$ распределения $P(t_{n,k}^*, \alpha_i, n_c)$ по соотношениям (3.2) являются Пуассоновским потоком.

Расчетные значения t_* должны быть меньше следующих величин:

- магистральный трубопровод — 35÷40 лет;
- обвязочный газопровод газоперекачивающей компрессорной станции (ГПА КС) и насосно-перекачивающей станции (НПС) — 55÷60 лет;
- промышленный трубопровод — 15÷20 лет;
- трубопроводы — отводы — 20÷25 лет.

Распределение $\Phi = \Phi(\alpha_i, n_c)$ определяется по статистическим данным аварий на соответствующих системах трубопроводов как результат системного анализа причин аварий (технологические дефекты механического происхождения, дефекты при сварке, геометрические отклонения от проектного решения) [4].

3.3. Номинальное напряженное состояние обобщенных конструктивных элементов участка трубопровода представляют в следующем виде:

$$\sigma_1 = \sigma_{12}(l) \sigma(t), \quad \sigma(t) = \left(\sigma_m + \sum_{j=1}^J \sigma_{a,j} \sin i_j t \right) / (1 - v(t - t_0)) = \sigma_p \left[p_0 + \sum_{j=1}^J p_j \sin i_j t \right] / (1 - v(t - t_0)), \quad p_j = p_j(\sigma_{a,j}), \quad (3.3)$$

$$\sigma_2 = \mu \sigma_{12}(l) \sigma(t) - \alpha E \Delta T \pm E R_n [\cos \varphi / R_1(l, k_d) + \sin \varphi / R_2(l, k_d)] = \mu \sigma_1(l, t) \pm \sigma_{2,m}(l), \quad (3.4)$$

$$\sigma_{2,m} = -\alpha E \Delta T \pm E R_n [\cos \varphi / R_1(l, k_d) + \sin \varphi / R_2(l, k_d)],$$

$$p_1 = p(R_1(l, k_d)), \quad p_2 = p(R_2(l, k_d)),$$

$$\sigma_{12} = \sigma_{12}(l, t) = \sigma_{12,1}(l) \sigma(t), \quad p_{12,1} = p(\sigma_{12,1}(l)),$$

где $\sigma_{a,j}$, i_j — амплитудно-частотная характеристика кольцевых напряжений, обусловленных внутренним давлением перекачиваемого продукта;

σ_p — кольцевое напряжение от рабочего давления перекачиваемого продукта;

R_n — внешний радиус конструктивного элемента;

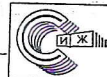
R_1 — радиус изгиба оси трубопровода в горизонтальной плоскости при его укладке, просадках или пучении;

R_2 — радиус изгиба оси трубопровода в вертикальной плоскости при его укладке, просадках или пучении грунта;

$p_i = p(R_i(l))$ — плотность распределения радиусов изгиба оси трубопровода по его длине $i = 1, 2$;

μ — коэффициент Пуассона;

φ — угол, определяющий положение расчетной точки в поперечном сечении газопровода;



α – коэффициент линейного расширения материала элемента;

E – модуль Юнга;

ΔT – разность температур [5];

t_0 – начальный момент времени развития процесса равномерной коррозии или "колоний" стресс-коррозионных трещин;

v – скорость "утонения" стенки конструктивного элемента, обусловленная равномерной коррозией или поверхностным развитием "колоний" трещин, отнесенная к нормативному значению толщины конструктивного элемента;

k_d – коэффициент, учитывающий рельеф и особенности местности, состояние грунта (гористый, равнинно-холмистый, пустынный, болотистый, подрабатываемые территории и территории, подверженные карстовым явлениям, вечноммерзлые грунты, промерзающий пучинистый грунт при возможном криогенном растрескивании и т.д.).

3.4. Повреждения обобщенных конструктивных элементов в процессе эксплуатации $\pi_k(t)$ (см. соотношения (3.2)) вычисляются по следующим формулам [3, 4]:

$$\pi_k(t) = \frac{\sigma_p^2}{G_1(t)} f_2(v, t)^2 + \frac{\sigma_p |\sigma_{2,m}|}{[G_1(t) G_2(t)]^{1/2}} f_2(v, t) + \frac{\sigma_{2,m}^2}{G_2(t)}, \quad k = 1, 2,$$

$$\pi_k(t) = Q(t) + [Q_1(t) Q_2(t)]^{1/2} + Q_2(t), \quad k = 3 \dots 6, \quad (3.5)$$

$$\pi_k(t) = Q_1(t) + 0,85 Q_2(t), \quad k = 7, \dots, 15,$$

где $G_1(t)/(\sigma_p f_1(v, t)) = p_0 \sigma_{dl}(t, \eta_s, n_c) + \sum_{j=1}^J p_j \sigma_{-1}(i_j, m_j i_j t, \eta_s, n_c)$,

$$G_2(t) = \mu G_1(t) + |\sigma_{2,m}| \sigma_{dl}(t, \eta_s, n_c), \quad (3.6)$$

$$Q_1(t)/(\sigma_p f_1(v, t)) = p_0/\sigma_{dl}(t, \alpha_p, \eta_s, n_c) + \sum_{j=1}^J p_j/\sigma_{-1}(i_j, m_j i_j t, \alpha_p, \eta_s, n_c),$$

$$Q_2(t) = \mu Q_1(t) + |\sigma_{2,m}|/\sigma_{dl}(t, \alpha_p, \eta_s, n_c),$$

$$f_1(v, t) = -\ln[(1 - v(t - t_0))/v(t - t_0)],$$

$$f_2(v, t) = 1 - v(t - t_0).$$

Здесь $\sigma_{dl} = \sigma_{dl}(t, \eta_s, n_c)$ – кривая длительной прочности основного металла, учитывающая старение и протекающие при эксплуатации коррозионные процессы;

$\sigma_{dl} = \sigma_{dl}(t, \alpha_p, \eta_s, n_c)$ – кривая длительной прочности конструктивных элементов, учитывающая старение и

протекающие при эксплуатации коррозионные процессы;

$\sigma_{-1} = \sigma_{-1}(i_k, m_k i_k t, t_1, \eta_s, n_c)$ – кривая циклической прочности основного металла, учитывающая старение и протекающие при эксплуатации коррозионные процессы;

$\sigma_{-1} = \sigma_{-1}(i_k, m_k i_k t, t_1, \alpha_p, \eta_s, n_c)$ – кривая циклической прочности конструктивных элементов, учитывающая старение и протекающие при эксплуатации коррозионные процессы;

η_s – коэффициент, учитывающий старение материала конструктивных элементов в процессе длительного нагружения;

n_c – номер группы, учитывающий интенсивность коррозионного воздействия окружающей среды на конструкцию трубопровода;

α_t – теоретический коэффициент концентрации напряжений в конструктивном элементе.

3.5. Предел длительной прочности конструктивных элементов (см. соотношения (3.6)) находят по следующим соотношениям:

$$\sigma_{dl}(t, \alpha_p, \eta_s, n_c)/\sigma_s = \Psi_1(t, \alpha_p, \eta_s, n_c) + \Psi_2(t, \eta_s, n_c), \quad (3.7)$$

где при отсутствии коррозионных процессов или при внутренней коррозии первое слагаемое (3.7) задается формулами:

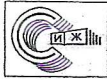
$$\begin{aligned} \Psi_1(t, \alpha_p, \eta_s, n_c) = & \begin{cases} \Psi_1(t_1) \frac{\lg t}{\lg t_1}, & t < t_1, \\ \Psi_1(t_0) - [\Psi_1(t_0) - \Psi_1(t_1)] \frac{\lg t/t_0}{\lg t_1/t_0}, & t_1 < t < t_0, \\ \frac{\Psi_1(t_0) \lg t/t_3 - a_1 \lg t/t_0}{\lg t_0/t_3}, & t > t_0; \end{cases} \end{aligned} \quad (3.8)$$

второе слагаемое (3.7) определяется так:

$$\begin{aligned} \Psi_2(t, \eta_s, n_c) = & \begin{cases} \mu_1 + [\Psi_2(t_1) - \mu_1] \frac{\lg t}{\lg t_1}, & t < t_1, \\ \Psi_2(t_0) = [\Psi_2(t_0) - \Psi_2(t_1)] \frac{\lg t/t_0}{\lg t_1/t_0}, & t_1 < t < t_0, \\ \Psi_2(t_0), & t > t_0; \end{cases} \end{aligned} \quad (3.9)$$

здесь

$$a_1 = 0,5 \left\{ 2\Psi_1(t_0) - 0,5[\Psi_1(t_0) - \Psi_1(t_1)] \frac{\lg t_3/t_0}{\lg t_1/t_0} \right\}, \quad (3.10)$$



$$\Psi_1(t_1) = a_{1.3}\mu_2/K_s, \quad \Psi_1(t_0) = a_{1.1}\mu_3/K_t,$$

$$a_{1.3}, a_{1.1} \leq 1,$$

$$\Psi_2(t_1) = (1 - a_{1.3})\mu_2, \quad \Psi_2(t_0) = (1 - a_{1.1})\mu_3.$$

При отсутствии коррозионных процессов

$$\mu_1 = \rho^* + (1 - \rho^*)\eta_s, \quad \mu_2 = \rho_{дл}^{**} + (\rho^* - \rho_{дл}^{**})\eta_s, \quad (3.11)$$

$$\mu_3 = \rho_{дл.k}^{**} + (\rho_{дл}^{**} - \rho_{дл.k}^{**})\eta_s.$$

При условии внутренней коррозии

$$\mu_i = \mu_i^{(0)}(1 - \rho^*c_{s,p}(H_2)^i), \quad i = 1, 2, 3,$$

$$\mu_1^{(0)} = \rho^* + (1 - \rho^*)\eta_s, \quad \mu_2^{(0)} = \rho_{дл}^{**} + (\rho^* - \rho_{дл}^{**})\eta_s, \quad (3.12)$$

$$\mu_3^{(0)} = \rho_{дл.k}^{**} + (\rho_{дл}^{**} - \rho_{дл.k}^{**})\eta_s.$$

При условии внешней коррозии первое слагаемое (3.7) задают следующими зависимостями:

$$\Psi_1(t, \alpha_p, \eta_s, n_c) =$$

$$= \begin{cases} \Psi_1(t_1) \frac{\lg t}{\lg t_1}, & t < t_1, \\ \Psi_1(t_0) - [\Psi_1(t_0) - \Psi_1(t_1)] \frac{\lg t/t_0}{\lg t_1/t_0}, & t_1 < t < t_i, \\ \Psi_1(t_i) - [\Psi_1^*(t_0) - \Psi_1^*(t_1)] \frac{\lg t/t_i}{\lg t_1/t_0}, & t_i < t < t_0, \\ \frac{\Psi_1^{**}(t_0) \lg t/t_3 - a_1^* \lg t/t_0}{\lg t_0/t_3}, & t > t_0; \end{cases} \quad (3.13)$$

второе слагаемое (3.7) определяется так:

$$\Psi_2(t, \eta_s, n_c) =$$

$$= \begin{cases} \mu_1 + [\Psi_2(t_1) - \mu_1] \frac{\lg t}{\lg t_1}, & t < t_1, \\ \Psi_2(t_i) - [\Psi_2(t_0) - \Psi_2(t_1)] \frac{\lg t/t_i}{\lg t_1/t_0}, & t_1 < t < t_i, \\ \Psi_2(t_i) - [\Psi_2^*(t_0) - \Psi_2^*(t_1)] \frac{\lg t/t_i}{\lg t_1/t_0}, & t_i < t < t_0, \\ \Psi_2^{**}(t_0), & t > t_0; \end{cases} \quad (3.14)$$

здесь

$$\Psi_1(t_i) = \Psi_1(t_0) - [\Psi_1(t_0) - \Psi_1(t_1)] \frac{\lg t_i/t_0}{\lg t_1/t_0},$$

$$\Psi_2(t_i) = \Psi_2(t_0) - [\Psi_2(t_0) - \Psi_2(t_1)] \frac{\lg t_i/t_0}{\lg t_1/t_0}, \quad (3.15)$$

$$\Psi_2^{**}(t_0) = \Psi_2(t_i) - [\Psi_2^*(t_0) - \Psi_2^*(t_1)] \frac{\lg t_0/t_i}{\lg t_1/t_0},$$

$$\Psi_1^{**}(t_0) = \Psi_1(t_i) - [\Psi_1^*(t_0) - \Psi_1^*(t_1)] \frac{\lg t_0/t_i}{\lg t_1/t_0},$$

$$a_1^* = 0.5 \left\{ 2\Psi_1^*(t_0) - 0.5[\Psi_1^*(t_0) - \Psi_1^*(t_1)] \frac{\lg t_3/t_0}{\lg t_1/t_0} \right\}, \quad (3.16)$$

$$\Psi_1^*(t_1) = a_{1.3}\mu_2^*/K_s, \quad \Psi_1^*(t_0) = a_{1.1}\mu_3^*/K_t,$$

$$\Psi_2^*(t_1) = (1 - a_{1.3})\mu_2^*, \quad \Psi_2^*(t_0) = (1 - a_{1.1})\mu_3^*, \quad (3.17)$$

$$\mu_i^* = \mu_i^{(0)}(1 - f(k_s, k_c, k_p)), \quad i = 1, 2, 3,$$

$$\mu_1^{(0)} = \rho^* + (1 - \rho^*)\eta_s, \quad \mu_2^{(0)} = \rho_{дл}^{**} + (\rho^* - \rho_{дл}^{**})\eta_s, \quad (3.18)$$

$$\mu_3^{(0)} = \rho_{дл.k}^{**} + (\rho_{дл}^{**} - \rho_{дл.k}^{**})\eta_s;$$

$$K_t = 1 + q_1(\alpha_t - 1), \quad K_s = \mu_2/[\mu_2 - a_{1.1}\mu_3(1 - 1/K_t)]. \quad (3.19)$$

3.6. Предел циклической прочности конструктивных элементов (см. соотношения (3.6)) вычисляются по следующим зависимостям:

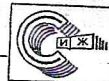
$$\sigma_{-1}(i_k, m_k i_k t, t_p, \alpha_p, \eta_s, n_c) / \sigma_B = \{ \Phi_1(i_k, m_k i_k t, \alpha_p, \eta_s, n_c) \times \\ \times \Phi_2(m_k i_k t) / K_t + \Phi_3(i_k, m_k i_k t, \eta_s, n_c) \} \times \\ \times \sigma_{дл}(t, t_1) / \sigma_{дл}(t, t_1 > t_0), \quad (3.20)$$

где первый сомножитель первого слагаемого имеет вид

$$\Phi_1(i_k, x, \alpha_p, \eta_s, n_c) =$$

$$= \begin{cases} \Phi_1(i_k, N_1) + [\Phi_1(i_k, N_1) - \Phi_1(i_k, 1)] \frac{\lg(x/N_1)}{\lg N_1}, & 1 < x < N_1, \\ \Phi_1(i_k, N_3) + [\Phi_1(i_k, N_1) - \Phi_1(i_k, N_3)] \frac{\lg(x/N_3)}{\lg(N_1/N_3)}, & N_1 < x < N_3, \\ \Phi_1(i_k, N_0) + [\Phi_1(i_k, N_0) - \Phi_1(i_k, N_3)] \frac{\lg(x/N_0)}{\lg(N_3/N_0)}, & N_3 < x < N_0, \\ \Phi_1(i_k, N_0), & x > N_0, \end{cases} \quad (3.21)$$

здесь $\Phi_1(i_k, 1) = v_1^* - v_3$,



$$\Phi_1(i_k, N_1) = v_1^* - v_3 - (v_4 - v_3) \frac{\lg N_1}{\lg N_0},$$

$$\Phi_1(i_k, N_3) = v_2 - v_3 - (v_4 - v_3) \frac{\lg N_3}{\lg N_0}, \quad (3.22)$$

$$\Phi_1(i_k, N_0) = v_3 - v_4, \quad v_1^* = v_1 K_i / K_s - v_3 (K_i - 1);$$

второй сомножитель первого слагаемого выглядит так:

$$\Phi_2(x) = \begin{cases} 1, & 0 < x < N_2, \\ K_c - (K_c - 1) \frac{\lg(x/N_0)}{\lg(N_2/N_0)}, & N_2 < x < N_0, \\ K_c, & x > N_0; \end{cases} \quad (3.23)$$

второе слагаемое имеет форму

$$\Phi_3(i_k, x, \eta_s, n_c) = (v_4 - v_3) \frac{\lg x}{\lg N_0} + v_3. \quad (3.24)$$

В вышеприведенных формулах использованы такие зависимости:

при отсутствии коррозионных процессов

$$v_i = v_i^{(0)} (1 + b_i \lg i_k / i_3), \quad i = 1, 2, 3, 4, \quad (3.25)$$

при внутренней коррозии

$$v_i = v_i^{(0)} (1 - \rho^* c_s p (H_2)^j) (1 + b_i \lg i_k / i_3), \quad i = 1, 2, 3, 4,$$

при внешней коррозии

$$v_i = v_i^{(0)} (1 - \rho^* f(k_s, k_c, k_p)) (1 + b_i \lg i_k / i_3), \quad i = 1, 2, 3, 4;$$

$$v_1^{(0)} = \rho^* + (1 - \rho^*) \eta_s, \quad v_2^{(0)} = \rho^{**} + (\rho^* - \rho^{**}) \eta_s, \quad (3.26)$$

$$v_3^{(0)} = \rho_{-1}^{**} + (\rho^{**} - \rho_{-1}^{**}) \eta_s, \quad v_4^{(0)} = \rho_{-1}^{**},$$

$$\eta_s = \lg(1 - \psi / k_{st}(t)) / \lg(1 - \psi), \quad k_{st}(t) = 1 + 0,1 [G]_s \lg t; \quad (3.27)$$

$$K_i = 1 + q_2 (\alpha_i - 1), \quad K_s = v_2 / [v_2 - v_3 (1 - 1/K_i)], \quad (3.28)$$

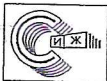
и приняты следующие обозначения:

- K_i — эффективный коэффициент концентрации напряжений при упругом номинальном деформировании,
 K_s — эффективный коэффициент концентрации напряжений при развитии номинального пластического деформирования,

- K_c — эффективный коэффициент концентрации напряжений в околошовной зоне,
 m_k — коэффициенты надежности по числу циклов, $k = 0, 1, 2, 3$,
 ρ^* — отношение минимальных значений предела текучести σ_T к пределу статической прочности стали σ_B ,
 ρ^{**} — отношение минимальных значений предела выносливости к пределу статической прочности стали,
 ρ_{-1}^{**} — отношение минимальных значений предела выносливости образца с V-образной выточкой к пределу статической прочности;
 $\rho_{дл}^{**}$ — отношение минимальных значений предела неограниченной длительной прочности к пределу статической прочности стали;
 $\rho_{дл.t}^{**}$ — отношение минимальных значений неограниченной длительной прочности образца с V-образной выточкой к пределу статической прочности;
 N_k — базовые числа циклов при аппроксимации кривых усталостной прочности стали, $k = 0, 1, 2, 3$,
 t_k — базовые времена при аппроксимации кривых длительной прочности стали, $k = 0, 1, 3$,
 t_i — срок службы изоляционного покрытия;
 b_i — параметры, характеризующие зависимость предела усталостной прочности от частоты нагружения, $i = 1, 2, 3, 4$,
 q_1, q_2 — коэффициенты чувствительности стали конструктивного элемента к его геометрической форме при длительном и циклическом нагружении соответственно;
 f — функция, учитывающая влияние коррозионных процессов на длительную и циклическую прочность сталей, $f = f(n_c) = f_N$, $N = 1, \dots, 4$, (при коррозионных процессах $f = c_s p (H_2)^j$, $p(H_2)$ — парциальное давление водорода в пограничном слое у поверхности элемента,
 ψ — коэффициент поперечного сужения образца при одноосном статическом разрушении;
 $[C_s]$ — эквивалент углерода стали, $0 < [C_s] < 0,46$.
 3.7. При оценке объемов потерянного продукта площадь поперечного сечения сквозной трещины F определяют по следующей формуле:

$$F(t) = 0,32 \cdot 10^{-5} l_{n,k}^{*2} \sigma_T [1 + 0,1 l_{n,k}(t)^{*2} / (R_n \delta)] \times \\ \times \ln \sec(1,57 m / (k_1 k_{np})), \quad (3.29)$$

- где σ_T — предел текучести, МПа;
 k_1 — коэффициент надежности по материалу [5];
 k_n — коэффициент надежности по назначению [5];
 m — коэффициент условий работы [5];
 δ — номинальная толщина конструктивного элемента.
 Длину трещины $l_{n,k}(t)^*$ при $t > t_{n,k}^*$ для соотношения (3.29) определяют так [6]:



$$l_{n,k}(t)^* = \left[\delta^{*(2-q)/2} + b_1 \frac{1}{v} \ln \frac{1-v \lg(t_{n,k}^*/t_0)}{1-v \lg(t/t_0)} \right]^{2/(2-q)}, \quad (3.30)$$

при $v = 0$

$$l_{n,k}(t)^* = \left[\delta^{*(2-q)/2} + b_1 \lg(t/t_{n,k}^*) \right]^{2/(2-q)},$$

где

$$b_1 = A_{i,N} \frac{(2-q)(1-\rho^{1+q})}{2(1+q)(1-\rho)}, \quad (3.31)$$

$$A_{i,N} = \left\{ [a_i(n_c) p_0]^{1/q} + \sum_{j=1}^3 (a_{i,j} p_j)^{1/q} \right\}^q \sigma_B^v \delta^{v/2},$$

ρ — отношение расчетного кольцевого напряжения k к пределу статической прочности материала σ_B конструктивного элемента;

$q, a_i(n_c), a_{i,j}$ — показатели статической и циклической трещиностойкости материала конструкции при продольном росте трещины.

3.8. Распределение вероятности времени крупномасштабного разрушения t^{} при раскрытии критической трещины в конструкции участка трубопровода $P = P(t^{**})$ задают по следующему соотношению:**

$$P(t^{**}) = \sum_{n=0}^{N(t^{**})} \sum_{k=1}^K P(t_{n,k}^{**}), \quad (3.32)$$

где $P = P(t_{n,k}^{**})$ — распределение вероятности времени крупномасштабного разрушения $t_{n,k}^{**}$ при раскрытии n -й критической трещины в k -м конструктивном элементе участка.

Распределения $P(t_{n,k}^{**})$ находят по следующим соотношениям:

$$P(t_{n,k}^{**}) = \left\{ [P_k(t_*) (t_{n,k}^{**}/t_{1*})^b] / n! \right\} \exp \left\{ -(t_{n,k}^{**} - t_{1*}) / T_{1.1} \right\}, \quad (3.33)$$

где $b = (1 - t_{s,1}/t_{1*})^{-2}$, $T_{1.1} = t_{1*} (1 - t_{s,1}/t_{1*})^2$.

Вероятность $P = P_k(t_*)$ определяют согласно пп. 3.2–3.6.

Значение t_{1*} вычисляют по формуле

$$\lg(t_{1*}^*/t_0) = \left\{ 1 - [1 + v \lg(t^*/t_0)] / \exp \left[\left(v (l_{n,k}^{**}/\delta)^{(2-q)/2} - 1 \right) / b_1 \right] \right\} / v, \quad (3.34)$$

а значение $t_{s,1}$ — по аналогичной формуле:

$$\lg(t_{s,1}/t_0) = \left\{ 1 - [1 + v \lg(t_s/t_0)] / \exp \left[\left(v (l_{n,k}^{**}/\delta)^{(2-q)/2} - 1 \right) / b_1 \right] \right\} / v. \quad (3.35)$$

Здесь t_s и t_* задают согласно п. 3.2, b_1 — по (3.31).

Длину критической трещины $l_{n,k}^{**}$ в формулах (3.34) и (3.35) находят по следующей зависимости [6]:

$$l_{n,k}^{**} = \pi \sqrt{R\delta} [4 + (1/(1-\rho^2) + \rho^*/(1-\rho^2/\rho^{*2})) / (1-\rho^*)]. \quad (3.36)$$

Распределение вероятности времени крупномасштабного разрушения $P = P(t^{**})$ участка нефтепровода и распределения вероятности времени крупномасштабного разрушения $P = P(t_{n,k}^{**})$ при раскрытии трещин в конструктивных элементах участка нефтепровода (по данным разрушения системы нефтепроводов РФ за двенадцать лет эксплуатации (1981–1993 гг.) и по соотношениям (3.2), (3.5)–(3.28)) представлены на рис. 1 и 2.

Распределение вероятности времени разрушения для основного металла участка при отсутствии коррозии $P = P(t_{n,k=1}^{**})$ изображено на рис. 1, а, в условиях коррозии $P = P(t_{n,k=2}^{**})$ — на рис. 1, б, для поперечных сварных

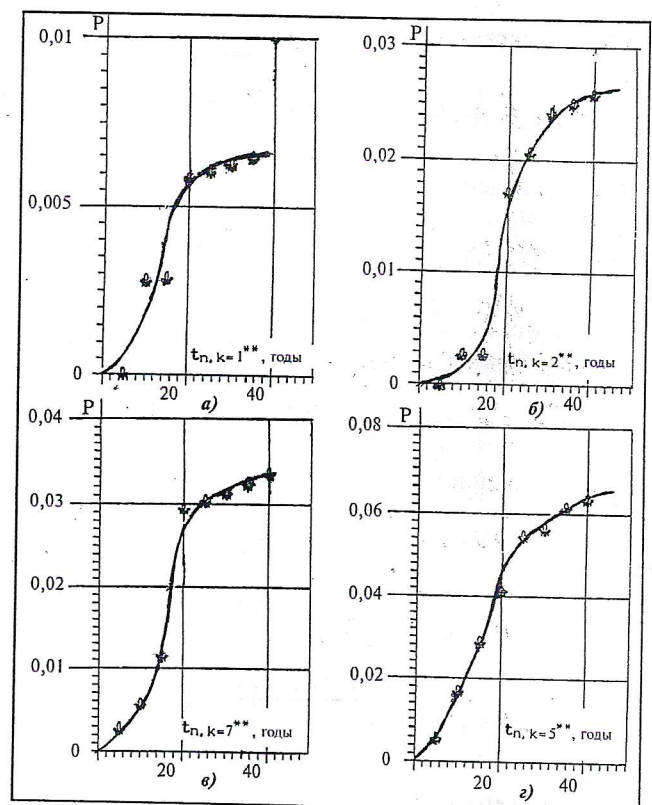


Рис. 1. Распределения вероятности времени крупномасштабного разрушения при раскрытии трещин в конструктивных элементах участка нефтепровода по данным разрушения системы нефтепроводов РФ за двенадцать лет эксплуатации (1981–1993 гг.) и по соотношениям (3.2), (3.5)–(3.28):

а — для основного металла участка при отсутствии коррозии, $P = P(t_{n,k=1}^{**})$; б — для основного металла участка в условиях коррозии, $P = P(t_{n,k=2}^{**})$; в — для поперечных сварных соединений участка, $P = P(t_{n,k=7}^{**})$; з — для продольных сварных соединений участка, $P = P(t_{n,k=5}^{**})$;

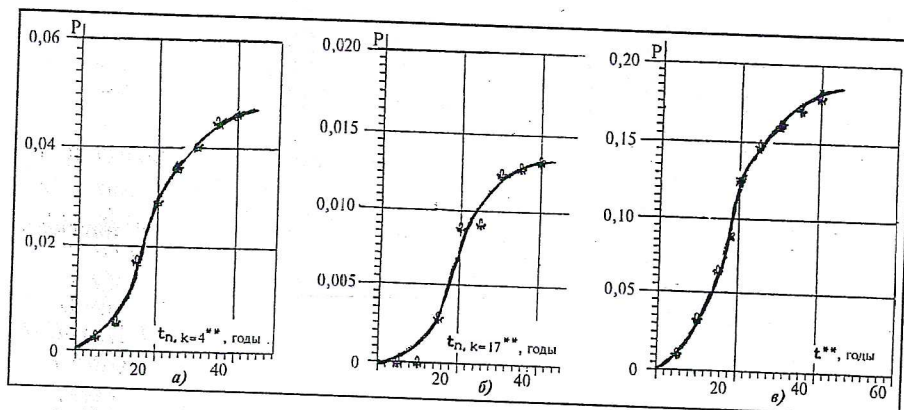
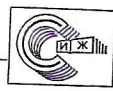


Рис. 2. Распределение вероятности времени крупномасштабного разрушения участка нефтепровода и распределения вероятности времени крупномасштабного разрушения при раскрытии трещины в его конструктивных элементах:

а – для основного металла с технологическими дефектами $P = P(t_{n,k=4}^{**})$; б – для соединительных деталей участка $P = P(t_{n,k=17}^{**})$; в – для участка нефтепровода $P = P(t^{**})$

соединений участка $P = P(t_{n,k=7}^{**})$ – на рис. 1, в, для продольных сварных соединений участка $P = P(t_{n,k=5}^{**})$ – на рис. 1, г, для основного металла с технологическими дефектами $P = P(t_{n,k=4}^{**})$ – на рис. 2, а и для соединительных деталей участка $P = P(t_{n,k=17}^{**})$ – на рис. 2, б.

Распределение вероятности времени крупномасштабного разрушения $P = P(t^{**})$ участка нефтепровода дано на рис. 2, в.

Приближенно получены следующие значения характерных времен в зависимости (3.33):

$$t_{s,1} = 18 \text{ лет}, \quad t_{1*} = 40 \text{ лет}$$

и базовых вероятностей $P_k(t_*)$:

$$P_{k=1}(t_*) = 0,0065; \quad P_{k=2}(t_*) = 0,025; \quad P_{k=4}(t_*) = 0,045;$$

$$P_{k=5}(t_*) = 0,065; \quad P_{k=7}(t_*) = 0,03; \quad P_{k=17}(t_*) = 0,013;$$

$$P(t_*) = 0,19.$$

Распределение вероятности расхода утечки перекачиваемых продуктов при крупномасштабном разрушении участка трубопровода описывают следующим соотношением:

$$P(V_e < V) = \{ [P(V_e < V_1) (\ln V / \ln V_1)^b] \} \exp \{ -(\ln V - \ln V_1) / \ln V_* \},$$

где

$$b = (1 - \ln V_s / \ln V_1)^{-2}, \quad \ln V_* = \ln V_1 (1 - \ln V_s / \ln V_1)^2;$$

$P = P(V_e < V)$ – вероятность события, при котором величина расхода утечки при раскрытии критической трещины в конструкции участка трубопровода будет меньше расхода V продукта;

$P = P(V_e < V_1)$ – вероятность события, при котором величина расхода утечки при раскрытии критической трещины в конструкции участка трубопровода будет меньше расхода продукта при его нормальной эксплуатации, $P(V_e < V_1) = 0,999$;

V_e – расход утечки перекачиваемых продуктов при крупномасштабном разрушении участка трубопровода;

V_1 – расход продукта при нормальной эксплуатации участка трубопровода;

V_s – расход утечки из критической трещины в конструкции участка трубопровода при $P(V_e < V_1) = 0,5$.

Парциальное распределение вероятности объемов утечки перекачиваемых продуктов при крупномасштабном разрушении участка трубопровода, обусловленном q -й причиной, описывают следующим соотношением:

$$P_q(V_e < V) = \{ [P_q(V_e < V_1) (\ln V / \ln V_1)^b] \} \times \exp \{ -(\ln V - \ln V_1) / \ln V_* \},$$

$P_q = P_q(V_e < V_1)$ – вероятность события, при котором величина объема утечки при раскрытии критической трещины в конструкции участка трубопровода, обусловленной q -й причиной, будет меньше расхода продукта при его нормальной эксплуатации. Значения P_q приведены в табл. 1.

1. Значения P_q для различных факторов возникновения критической трещины в конструкции участка трубопровода

Фактор	P_q
Конструктивно-технологические несовершенства	0,05
Качество строительно-монтажных работ	0,20
Приемо-сдаточные испытания и переиспытания	0,05
Внешние антропогенные механические воздействия	0,15
Природные воздействия	0,05
Подземная коррозия	0,15
Стресс-коррозия	0,1
Атмосферная коррозия	0,05
Внутренняя коррозия	0,05
Ошибки эксплуатации	0,15



3.9. Распределение вероятности времени потери герметичности t_s^{**} при образовании зон коррозионных свищей в конструкции участка трубопровода $P = P(t_s^{**})$ задают по следующему соотношению:

$$P(t_s^{**}) = \sum_{n=0}^{N(t_s^{**})} P(t_{n,s}^{**}), \quad (3.37)$$

где $P = P(t_{n,s}^{**})$ — распределение вероятности времени потери герметичности $t_{n,s}^{**}$ после образования n -й зоны коррозионных свищей.

Распределение $P = P(t_{n,s}^{**})$ находят по следующим соотношениям:

$$P(t_{n,s}^{**}) = \left\{ \left[P_s(t_s) (t_{n,s}^{**}/t_{2*})^b \right] / n! \right\} \times \exp \left\{ -(t_{n,s}^{**} - t_{2*}) / T_{1,2} \right\}, \quad (3.38)$$

где $b = (1 - t_{s,2}/t_{2*})^{-2}$, $T_{1,2} = t_{2*}(1 - t_{s,2}/t_{2*})^2$.

$P_s(t_s)$ — вероятность потери герметичности при образовании первой зоны коррозионных свищей в конструкции участка в течение назначенного срока службы t_s^* .

Приближенное значение $P_s(t_s)$ определяют по формуле:

$$P_s(t_s) = n_c^* / 4, \quad (3.39)$$

где n_c^* — наиболее вероятное значение n_c для рассматриваемого участка трубопровода, устанавливаемое по результатам инженерно-геологических изысканий трассы и по проектным параметрам системы электрозащиты трубопровода с помощью п. 3.11.

Значение t_{2*} вычисляют по формуле

$$\lg(t_{2*}/t_0) = \frac{1}{v} \left\{ 1 - [1 - v \lg(t_s^*/t_0)] / \exp(10^{(2-h)^2} - 1) / s_1 \right\}, \quad (3.40)$$

а значение $t_{s,2}$ — по аналогичной формуле

$$\lg(t_{s,2}/t_0) = \frac{1}{v} \left\{ 1 - [1 - v \lg(t_s/t_0)] / \exp(10^{(2-h)/2} - 1) / s_1 \right\}, \quad (3.41)$$

здесь h — показатель коррозионного процесса, s_1 — коэффициент, учитывающий напряженное состояние конструктивных элементов и определяющий скорость увеличения глубины каверны.

Средний размер свищей в пораженной зоне участка в момент времени t находят по соотношению:

$$d_{n,s}^{**}(t) = \left[d_s^{*(2-h)/2} + s_2 \lg(t/t_{n,s}^{**}) \right]^{2/(2-h)}, \quad (3.42)$$

d_s^* — средний диаметр свищей в момент времени $t_{n,s}^{**}$;

s_2 — коэффициент, учитывающий напряженное состояние конструктивных элементов и определяющий скорость увеличения размеров каверны на их поверхности.

3.10. Распределение вероятности времени n -го разрушения $t_{n,d}^{**}$ участка техникой третьей стороны или актами терроризма $P = P(t_{n,d}^{**})$ находят по следующей зависимости:

$$P(t_{n,d}^{**}) = \varphi \left\{ \left[(t_{n,d}^{**}/t_s)^b \right] / n! \right\} \exp \left\{ -(t_{n,d}^{**} - t_s) / T_1 \right\}, \quad (3.43)$$

где $b = (1 - t_s/t_s^*)^{-2}$, $T_1 = t_s^*(1 - t_s/t_s^*)^2$.

$\varphi = P(t_s^*)f$ — вероятность первого разрушения участка техникой третьей стороны или актами терроризма в течение назначенного срока службы t_s^* , зависящая от глубины заложения конструкции трубопровода, степени дополнительной защиты, особенностей инфраструктуры района нахождения участка (от плотности населения, от уровня строительной и сельскохозяйственной активности, от наличия вневедомственных подземных коммуникаций, пересечения или близости авто- или железных дорог),

$$P(t_s) = (0,3 + 1,0), f = f((h + h_1)/h_0),$$

h — глубина заложения конструкции трубопровода; h_1 — эквивалентная глубина заложения, учитывающая степень дополнительной защиты.

Так, при отсутствии дополнительной защиты $h_1 = 0$, при наличии бетонного покрытия толщиной 0,05 м $h_1 = 0,2$ м, толщиной 0,1 м — $h_1 = 0,3$ м, железобетонного кожуха — $h_1 = 0,6$ м.

Значения t_s и t_s^* определяют по п. 3.2.

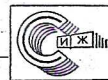
3.11. Номер группы n_c (соотношения (3.6), (3.7), (3.20), (3.31), (3.39)), учитывающий интенсивность коррозионного воздействия окружающей среды на конструктивный элемент трубопровода, зависит от электрометрических, химических, микробиологических и конструктивных параметров трубопровода и окружающей среды.

Приближенное значение n_c оценивают по следующей формуле:

$$n_c = \exp \left\{ \left[\alpha_1 (T/T_s - 1)^2 + \alpha_2 (pH/pH_s - 1)^2 + \alpha_3 (E_H/E_{H_s} - 1)^2 \right]^{1/2} i_s^{3/4} \right\}, \quad (3.44)$$

$$i_s = \begin{cases} (1 - i/i_{l,r})(i/i_{l,d}) & i < i_{l,d} \\ 0 & \text{при } i_{l,d} < i < i_{l,r} \\ (i/i_{l,r} - 1)(i/i_{l,r}) & i > i_{l,r} \end{cases} \quad (3.45)$$

где i — плотность тока катодной поляризации, мА/м², $i = (i_{l,d}, i_{l,r})$ — интервал значений защитной плотности тока катодной поляризации, при котором отсутствуют коррозионные процессы в трубопроводе;



$T = T_*$, $pH = pH_*$, $E_h = E_{h*}$ — система значений параметров, при которой отсутствуют коррозионные процессы в трубопроводе.

Здесь pH — кислотно-щелочной показатель грунта; E_h — окислительно-восстановительный потенциал, В (редокс-потенциал относительно нормального водородного электрода (н.в.э.)).

Значения $i_{l,l}$ и $i_{l,r}$ зависят от защитных потенциалов катодной поляризации труба-земля $U_{l,l}$ и $U_{l,r}$ соответственно, сопротивления изоляции $R_{из}$, удельного сопротивления грунта $\rho_{гр}$, сопротивления трубы R_T , вероятности появления блуждающих токов данной частоты и силы.

Переходное электрическое сопротивление изоляции $R_{из}$ зависит от типа покрытия газопровода:

- конструктивный элемент без покрытия;
- конструктивный элемент без покрытия с анодной защитой;

- ленточное полиэтиленовое холодного нанесения при наличии обертки (в трассовых условиях);

- полиэтиленовое с нанесением методом экструзии в заводских условиях;

- асфальт, мастика, эмаль; эпоксидное, каменно-угольное, эпоксидно-каменноугольное, парафиновое;

- от наличия или отсутствия обертки и конструкций защитного покрытия по ГОСТ 25812-83, от вероятности образования электролита в "мешках" покрытия и от вероятности сохранения целостности покрытия при сейсмическом воздействии, при просадках и оползнях.

Переходное электрическое сопротивление изоляции $R_{из}$ (Ом/м²) лежит в следующих интервалах активного сопротивления:

$$10^3 \div 10^4; 10^4 \div 10^5; 10^5 \div 10^7; 10^7 \div 10^{10}; 10^{10} \div 10^{14}.$$

Удельное сопротивление грунта $\rho_{гр}$ учитывает вид и физическое состояние грунтов: горные породы, глины и суглинки, супесь (тяж, ср., пыл.), песок различной крупности (к/з, с.з., м/з).

Значения электрического сопротивления грунта $\rho_{гр}$, Ом·см, находят в следующих интервалах: свыше 10 000; 5 000 ÷ 10 000; 2 000 ÷ 5 000; 1 000 ÷ 2 000; 500 ÷ 1 000.

Значения потенциалов катодной поляризации труба-земля $U_{l,l}$ и $U_{l,r}$ в зависимости от их пространственного распределения находятся в следующих интервалах (S — площадь поверхности конструкции трубопровода):

$$\begin{cases} U_{l,l}, U_{l,r} > -0,85 \text{ при менее } 15 \% S; \\ -0,85 > U_{l,l} > -1,10 \\ -1,10 > U_{l,r} > -1,25 \end{cases} \text{ при всей } S.$$

При $T > 40^\circ \text{C}$ и $pH > 8,5$ — активное анодное растворение, при $T < 30^\circ \text{C}$ и $5,5 < pH < 7,5$ — инициируемое водородом коррозионное растрескивание под напряжением (КРН).

Коэффициенты α_2 и α_3 зависят от содержания в грунте водорастворимых солей, от интенсивности размножением сульфаторедущих и кислотопродуцирующих бактерий в адгезионном слое и наличия

побочных продуктов их жизнедеятельности (двуокиси углерода, сероводорода, органических кислот).

Классификация условий эксплуатации участка по интенсивности протекающих в его конструктивных элементах процессов коррозии и стресс-коррозии содержит следующие группы:

- $n_c = 1$ — отсутствие коррозионных процессов;
- $n_c = 2$ — низкий уровень развития коррозионных процессов;
- $n_c = 3$ — средний уровень развития коррозионных и стресс-коррозионных процессов;
- $n_c = 4$ — интенсивное развитие коррозионных и стресс-коррозионных процессов.

Коэффициенты α_1 , α_2 и α_3 находят по значениям параметров T , pH , E_h , i_* для всех видов коррозионных процессов, т.е. значений n_c , равных, например, 2, 3 и 4:

$$\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 < 1, \quad i_* < 1/4.$$

3.12. Приближенную закономерность распределения $t_{n,k}^*$ по различным участкам трубопровода между соседними перекачивающими станциями записывают в следующей форме:

$$\lg t_{n,k}^*(l_s) = (n_{c,b}/n_{c,s})^{s_1} \exp \left\{ \alpha \left[(T_b - T_s)^2 - (T_s - T_*)^2 \right] \right\} \times \\ \times [1 - (1 - p_c/p_b)(l_s - l_1)]^{-q/2} \lg t_{n,k}^*(l_1), \quad (3.46)$$

$$s_1, q, a = \text{const}, \quad 0 < s_1 < 1, \quad 4 > q > 1,$$

где $t_{n,k}^*(l_s)$, $t_{n,k}^*(l_1)$ — соответственно времена потери герметичности из-за появления n -й сквозной трещины в k -м конструктивном элементе s -го участка и первого участка по длине трубопровода;

l_s , l_1 — соответственно безразмерные значения расстояния s -го и первого участков трубопровода от КС или НПС (отнесены к длине трубопровода между соседними станциями),

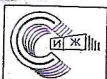
p_c , p_b — соответственно значения внутреннего давления во всасывающем и нагнетательном коллекторах обвязочных трубопроводов соседних станций;

$n_{c,b}$, $n_{c,s}$ — соответственно номера группы по интенсивности коррозионного воздействия окружающей среды на конструктивные элементы первого и s -го участков по длине трубопровода;

T_b , T_s — соответственно температура перекачиваемого продукта на первом и s -м участках по длине трубопровода.

Таким образом, распределение вероятности времени потери герметичности t^* из-за появления сквозных трещин в конструкции участка трубопровода $P = P(t^*)$ и распределение вероятности времени потери герметичности $t_{n,k}^*$ из-за появления n -й сквозной трещины в k -м конструктивном элементе участка $P = P(t_{n,k}^*)$ находят согласно пп. 3.2 — 3.6 и 3.11.

Распределение вероятности времени крупномасштабного разрушения t^{**} при раскрытии критической трещины в конструкции участка трубопровода $P =$



$= P(t^{**})$ и распределение вероятности времени крупномасштабного разрушения $t_{n,k}^{**}$ при раскрытии n -й критической трещины в k -м конструктивном элементе участка $P = P(t_{n,k}^{**})$ вычисляют согласно пп. 3.8 и 3.11.

Объем потерянного продукта вычисляют по п. 3.7.

При необходимости распределения вероятностей $P = P(t^*)$ и $P = P(t^{**})$, $P = P(t_{n,k}^*)$ и $P = P(t_{n,k}^{**})$ восстанавливают по статистическим данным появления сквозных и магистральных трещин при эксплуатации трубопроводов того же вида на соответствующей территории.

Распределение вероятности времени потери герметичности $t_{n,s}^{**}$ после образования n -й зоны коррозионных свищей $P = P(t_{n,s}^{**})$ (пп. 3.9 и 3.11) и распределение вероятности времени n -го разрушения $t_{n,d}^{**}$ участка техникой третьей стороны или актами терроризма (вандализма) $P = P(t_{n,d}^{**})$ (п. 3.10) при необходимости также строят по статистическим данным появления свищей и пробоев при эксплуатации трубопроводов того же вида на соответствующей территории.

Литература

1. Завойчинская Э.Б., Завойчинский Б.И. Теоретические основы и практические подходы анализа безопасности конструкций трубопроводов. Часть 1. Справочник. Инженерный журнал, М.: № 5, 1998, с. 48–52.
2. Завойчинская Э.Б., Завойчинский Б.И. Теоретические основы и практические подходы анализа безопасности конструкций трубопроводов. Часть 2. Справочник. Инженерный журнал, М.: № 6, 1998, с. 41–47.
3. Методика оценки сроков службы газопроводов, М.: ИРЦ "РАО ГАЗПРОМ", 1997, 100 с.
4. Машиностроение. Энциклопедия. В 40 томах. т. IV–3. Надежность машин, 1998, с. 525–585.
5. СНиП 2.05.06–85. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
6. Завойчинский Б.И., Федоров М.С., Завойчинская Э.Б. Проектная оценка долговечности и безопасности подземных трубопроводов. Доклады участников Второй международной конференции "Безопасность трубопроводов". – М.: 1997. – секция 4, с. 23–32.
7. Zavoichinskii B.I., Zavoichinskaya E.B. Design Estimation of the Underground Piping Safety. High Pressure Pipeline Reliability after a Long Time Operation. Seventh International Kolokvium. – Praha: 17–18 March 1998. – pp. 1–14.

Уважаемые читатели !

Продолжается подписка на журнал «Контроль. Диагностика».

Журнал распространяется по подписке, которую можно оформить по безналичному и наличному расчету непосредственно в редакции журнала или в любом почтовом отделении.

Подписной индекс 47649

в каталоге агентства «Роспечать» с. 198 на первое полугодие 1999 года.

Для оформления подписки в редакции журнала необходимо перечислить стоимость подписки на расчетный счет издательства. В платежном поручении (или переводе) укажите: «Подписка на журнал «Контроль. Диагностика». Копию платежного поручения (почтового перевода) направляйте в редакцию с указанием адреса и ФИО получателя журнала.

Журнал выходит ежемесячно. Подписная цена журнала на 1 полугодие - 1080 рублей. Цена одного номера журнала по подписке - 180 рублей.

Банковские реквизиты издательства:

Получатель: ИНН 7718014309, издательство «Машиностроение»,
р/с 40502810900180000016 в ФКБ «Московский Индустриальный» Куйбышевский,
к/с 30101810200000000425, БИК 044583425, ОКОНХ 87100, ОКПО 02425778.
Адрес журнала: 107076, Москва, Строминский пер., д. 4, издательство «Машиностроение»,
редакция журнала «Контроль. Диагностика». Тел.: (095) 269 5496, 268 3654, 268 6919.
Факс: (095) 269 4897.