

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Л.Н. Хрусталева, М.Ю. Чербунина

*Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, геологический ф-т,
119992, Москва, Ленинские горы, Россия, cryology@geol.msu.ru*

Излагается вероятностно-статистический подход к проектированию нефтепроводных систем в криолитозоне. Предлагается методика оценки надежности магистральных нефтепроводов при различных способах их прокладки. Дана оценка опасности аварий трубопроводов и цены риска.

Вероятностно-статистический подход, проектирование, нефтепроводы, надежность, опасность аварий, цена риска

METHODS OF ESTIMATION OF THE RELIABILITY OF OIL-TRUNK PIPELINES

L.N. Khrustaleva, M.Y. Cherbunina

*M.V.Lomonosov Moscow State University, Department of Geology,
119992, Moscow, Leninskie Gory, Russia, cryology@geol.msu.ru*

The paper is concerned with probabilistic-statistical approach for designing oil pipelines. The method of estimation of oil-trunk pipelines reliability at different types of pipe laying has been suggested. The assessment of danger of failure and cost of risk has been given.

Probabilistic-statistical approach, designing, oil-trunk pipelines, reliability, danger of failure, cost of risk

ВВЕДЕНИЕ

Под надежностью нефтепроводной системы понимается ее способность воспринимать всю совокупность внешних воздействий (природно-климатических и техногенных, тепловых и механических) в течение заданного срока с обеспечением нормальной эксплуатации (работоспособности) системы. Надежность оценивается вероятностью отсутствия отказа системы (аварии) за определенный срок эксплуатации. Опасность аварии также есть случайная величина, которая измеряется дополнением до единицы надежности. Математическое ожидание затрат на ликвидацию аварий и связанных с ней экологических последствий принято называть ценой риска.

Надежность нефтепроводной системы во многом зависит от способа прокладки труб. Известно три способа их прокладки: наземный, наземный и подземный.

Наземные нефтепроводы прокладывают всюду, кроме заливных пойм, на которых есть ледоход. Трубы укладываются на отдельно стоящие опоры, расположенные с шагом 20–60 м. Опорой считается металлическая или железобетонная конструкция, расположенная между трубой и фундаментом. Высоту опор над поверхностью земли принимают от 0,25 до 1,5 м (низкие опоры) и от 4,5 до 5,5 м и более (высокие опоры). В качестве фундаментов под опоры чаще всего применяют металлические сваи.

Наземные нефтепроводы обычно применяют на участках трассы с резкопересеченным рельефом или сильной заболоченностью. Трубы укладываются на песчаную подготовку толщиной 0,1 м и выкладку из мелкокошья (обычно на болотах) или непосредственно на моховой покров. Трубопроводы обваловываются крупноскелетным грунтом и теплоизолируются.

Подземные нефтепроводы распространены наиболее широко повсюду, за исключением отдельных переходов через естественные и искусственные препятствия. Трубы укладываются в траншею, которая затем засыпается местным грунтом. Глубина траншеи должна быть не менее внешнего диаметра трубы плюс 0,8 м. Трубы прокладываются с применением кольцевой теплоизоляции, а в некоторых случаях для уменьшения ореола оттаивания вокруг труб применяются термосифоны, которые устанавливаются с двух сторон трубопровода с шагом 2–5 м.

В настоящей статье рассматриваются аналитические методы оценки надежности нефтепроводов и цены риска применительно к указанным способам их прокладки.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ ИХ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ

Предполагается, что нефтепровод прокладывается на свайном основании на вечномерзлых

грунтах сливающегося типа и силами пучения можно пренебречь ввиду их малости. Для этого случая задача оценки надежности свайного основания формулируется следующим образом:

$$P(t) = P \left| \begin{array}{l} F_u(\tau) \geq F_v(\tau) \\ Y_0(\tau) \leq Y_u \\ 0 \leq \tau \leq t \end{array} \right|, \quad (1)$$

где $P(t)$ – функция надежности свайного основания, безразмерная (б.р.); F_u – несущая способность основания, Н; F_v – вертикальная нагрузка, передаваемая на основание, Н; Y_0 – горизонтальное перемещение головы сваи под действием горизонтальной нагрузки, м; Y_u – предельно допустимое горизонтальное перемещение головы сваи, определяемое прочностью материала, м; t – текущее время, ч.

При этом под надежностью P понимается значение функции надежности на фиксированный момент времени, равный периоду эксплуатации t_s , т. е. $P = P(t_s)$.

В вероятностной постановке первое условие в выражении (1) запишется так:

$$F_u^* + \varphi(t) \geq F_v^* + \eta(t), \quad (2)$$

где F_u^* , F_v^* – математическое ожидание несущей способности основания и вертикальной нагрузки на основание; $\varphi(t)$, $\eta(t)$ – стационарные нормальные случайные процессы с математическим ожиданием, равным нулю.

Установлено, что для магистральных трубопроводов $\eta(t)/F_v = 0,01-0,02$, поэтому процессом $\eta(t)$ пренебрегаем. Поделив правую и левую части (2) на среднее квадратическое отклонение σ_φ процесса $\varphi(t)$, получим

$$-\frac{\varphi(t)}{\sigma_\varphi} \leq \frac{F_u^* - F_v^*}{\sigma_\varphi} \quad \text{или} \quad -\frac{\varphi(t)}{\sigma_\varphi} \leq \gamma_v, \quad (3)$$

где γ_v – характеристика безопасности при вертикальной нагрузке, вычисляемая путем умножения и деления правой части выражения (3) на F_u^* , по формуле

$$\gamma_v = \frac{F_u^* - F_v^*}{\sigma_\varphi} \cdot \frac{F_v^*}{F_u^*} = \frac{1 - F_v^*/F_u^*}{\nu_{Fu}}, \quad (4)$$

где $K_n = \frac{F_u^*}{F_v^*}$ – безразмерный коэффициент надежности основания; $\nu_{Fu} = \frac{\sigma_\varphi}{F_u^*}$ – безразмерный коэффициент вариации несущей способности основания. Несущую способность свай можно вычислить, пренебрегая несущей способностью ее торца, по следующей формуле:

$$F_u^* = MR_{af}, \quad (5)$$

где M – площадь боковой поверхности сваи в вечномерзлом грунте; R_{af} – расчетное сопротивление мерзлых грунтов и грунтовых растворов сдвигу по поверхности смерзания, Па. Его значение определя-

ется по таблице 3 Приложения 2 СНиП 2.02.04-88 [1990], а для известково-песчаных растворов вычисляется по формуле, аппроксимирующей данные этой таблицы:

$$R_{af} = k(0,27 + 1,5\sqrt{-T}) \cdot 10^5, \quad (6)$$

где k – коэффициент, учитывающий шероховатость боковой поверхности сваи, принимается равным 0,7 для металлических свай и 1,0 для железобетонных; T – максимальная в годовом периоде средняя по глубине заложения фундамента температура вечномерзлого грунта в установившемся эксплуатационном режиме (эквивалентная температура грунта, °С).

Далее определим число выбросов из области допустимых состояний, обусловленных вертикальной нагрузкой, применяя к ним распределение Пуассона. Это обоснованно, поскольку нас интересуют только высоконадежные системы, для которых выбросы являются редкими событиями, и их математическое ожидание за год определяется по формуле

$$m(\gamma_v) = \frac{\exp(-0,5\gamma_v^2)}{\gamma_v \sqrt{2\pi}}. \quad (7)$$

Для вычисления $m(\gamma_v)$ по формуле (7) надо предварительно вычислить по (4) характеристику безопасности γ_v , а также коэффициент вариации несущей способности основания по формуле, вывод которой сделан Г.П. Пустовойтом [Хрусталева, Пустовойт, 1988]:

$$\nu_{Fu} = \frac{0,9(-T_0/A)^{1/3} \sigma_D}{-2T - 0,47\sqrt{-T}}, \quad (8)$$

где T_0 – температура грунта на глубине годовых теплооборотов в естественных условиях, °С; A , °С – амплитуда сезонных колебаний наружного воздуха (разность среднемесячных температур наружного воздуха между самым теплым и самым холодным месяцами года, деленная на два, обычно $A = 15-30$ °С); σ – среднее квадратическое отклонение средней годовой температуры наружного воздуха, обычно $\sigma = 0,7-1,6$ °С; D – коэффициент затухания температурной дисперсии с глубиной, который зависит от типа фундамента и параметра $y = 0,019z\sqrt{C_f/\lambda_f}$ (z – глубина заложения фундамента, считая от верхней границы вечномерзлых грунтов, м; C_f – теплоемкость мерзлого грунта, Вт·ч/(м³·°С); λ_f – теплопроводность мерзлого грунта, Вт/(м·°С)).

Формулы для определения T и D [Хрусталева, Пустовойт, 1988]:

$$T = \alpha T_0, \quad (9)$$

$$\alpha = 0,44\sqrt{y}, \quad (10)$$

$$D = \begin{cases} [0,78 + 0,74 \ln(y)]/y & \text{при } y > 1, \\ 1 - 0,22y & \text{при } y \leq 1. \end{cases} \quad (11)$$

Второе условие в выражении (1) можно записать в виде [Рекомендации..., 1974]

$$Y_u \geq G(t)F_h(t), \quad (12)$$

$$G(t) = \frac{l^2}{6EJ} \cdot \frac{1 - \cos(\Delta \cdot l)}{\Delta \cdot \sin(\Delta \cdot l)}, \quad (13)$$

где F_h – горизонтальная нагрузка на голову сваи в уровне ростверка, Н; l – изгибаемый участок сваи, м; EJ – жесткость сечения сваи, Н·м²; Δ – параметр, учитывающий влияние вертикальной нагрузки, м⁻¹.

Для стальных труб $EJ = E \frac{\pi}{64} (d_{out}^4 - d_{in}^4)$ (E – модуль

упругости стали, Па; d_{out} , d_{in} – внешний и внутренний диаметры трубы, м) и

$$\Delta = \sqrt{\frac{F_v}{EJ}}, \quad (14)$$

$$l = L_0 + D_{th} + 1,5b, \quad (15)$$

где L_0 – высота ростверка сваи над дневной поверхностью, м; b – наибольшая сторона призматической сваи или внешний диаметр сваи круглого сечения (d_{out}), м; D_{th} – глубина сезонного оттаивания грунта, м.

При этом правая часть выражения (12) есть Y_0 , а левая часть зависит от прочности сваи и для трубчатых металлических свай вычисляется по формуле

$$Y_u \leq \frac{\sigma_{fl} l^2 W}{6EJ}, \quad (16)$$

где σ_{fl} – предел текучести стали, Па; W – момент сопротивления сечения сваи, м³. Для свай из труб

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{d_{out}^4 - d_{in}^4}{d_{out}}.$$

Поскольку в результате деления деформации на параметр G получаем силу, вызывающую эту деформацию (формула (12)), то мы представим второе условие в формуле (1) в виде соотношения между горизонтальными нагрузками аналогично выражению (2) – соотношению между вертикальными нагрузками. Далее, рассуждая так же как и в случае вертикальных нагрузок, для коэффициента безопасности в случае горизонтальной нагрузки получим

$$\gamma_h = \frac{F_{h,u} / F_h^* - 1}{\nu_{Fh}} = \frac{Y_u / Y_0^* - 1}{\nu_{Fh}}, \quad (17)$$

где $F_{h,u}$, F_h^* – математические ожидания предельной и фактической горизонтальной нагрузки, Н; ν_{Fh} – безразмерный коэффициент вариации горизонтальной нагрузки; Y_0^* – математическое ожидание горизонтального перемещения головы сваи, м.

Коэффициент вариации горизонтальной нагрузки, которая в основном зависит от ветрового давления на надземную часть сооружения, выразим через коэффициент вариации максимальной скорости ветра. Известно, что ветровое давление

прямо пропорционально квадрату максимальной скорости ветра $F_h = a W_{max}^2$ (a – коэффициент пропорциональности между силой ветра и его скоростью). При нормальном законе распределения математическое ожидание и дисперсия этой функции принимают вид

$$m_{Fh} = K m_{W_{max}},$$

$$D_{Fh} = \left[\frac{\partial(a W_{max})}{\partial W_{max}} \right]^2 D_{W_{max}} = (2 a m_{W_{max}})^2 D_{W_{max}}.$$

Отсюда среднее квадратическое отклонение горизонтальной нагрузки будет

$$\sigma_{Fh} = \sqrt{D_{Fh}} = 2 a m_{W_{max}} \sigma_{W_{max}}.$$

Поделив среднее квадратическое отклонение горизонтальной нагрузки на ее математическое ожидание, получим коэффициент вариации горизонтальной нагрузки

$$\nu_{Fh} = \frac{2 a m_{W_{max}} \sigma_{W_{max}}}{a m_{W_{max}}} = 2 \frac{\sigma_{W_{max}}}{m_{W_{max}}} = 2 \nu_{W_{max}}.$$

С учетом этой зависимости перепишем формулу (17):

$$\gamma_h = \frac{Y_u / Y_0^* - 1}{2 \nu_{W_{max}}}. \quad (18)$$

По аналогии с (7) для интенсивности отказов при действии горизонтальной нагрузки запишем

$$m(\gamma_h) = \frac{\exp(-0,5 \gamma_h^2)}{\gamma_h \sqrt{2\pi}}. \quad (19)$$

Из теории выбросов известно, что число выбросов n есть дискретная случайная величина с интегральной функцией распределения $F_y(t, n)$. Отсюда следует, что $P(t) = F_y(t, 0)$. Для распределения Пуассона $F_y(t, 0) = \exp[-\mu(t)]$, где $\mu(t)$ – математическое ожидание числа выбросов за время t .

Допуская, что выбросы от действия вертикальной и горизонтальной нагрузки являются независимыми случайными процессами, их число можно считать аддитивной величиной, т. е. число выбросов за время t равно сумме выбросов от действия вертикальной и горизонтальной нагрузки за каждый год в интервале времени от 0 до t :

$$\mu(t) = t [m(\gamma_v) + m(\gamma_h)], \quad (20)$$

где t – число лет.

Учитывая вышесказанное, окончательно получим

$$P(t) = \exp[-\mu(t)]. \quad (21)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ НАЗЕМНОЙ И ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ

При прокладке наземных и подземных трубопроводов предельное условие записывается так:

$$S(t) \leq s_u, \quad (22)$$

где $S(t)$ – осадка грунтов основания за время t за счет их оттаивания под действием тепла от

трубопроводов (случайный процесс), м; s_u – предельно допустимая осадка трубы, определяемая ее прочностью на разрыв (детерминированная величина), м. Следовательно,

$$S(t) = S_0 + \delta \cdot \Delta H(t), \quad (23)$$

где S_0 – осадка талого грунта, расположенного над вечномерзлым (несливающейся тип вечномерзлых грунтов) после передачи на него нагрузки, м; δ – сжимаемость вечномерзлых грунтов при оттаивании, б.р.; $\Delta H(t)$ – приращение оттаивания за время t , возрастающая со временем величина, м.

Из выражения (23) следует, что осадка со временем может только возрастать, а качество системы только ухудшаться, т. е. система является стареющей, и поэтому к ней может быть применима кумулятивная модель отказов. В наших обозначениях функция надежности кумулятивной модели записывается как

$$P(t) = P \left| \begin{array}{l} S(\tau) \leq s_u \\ 0 \leq \tau \leq t \end{array} \right| = F_t(S^*), \quad (24)$$

где $F_y(S^*)$ – интегральная функция распределения случайной величины $S^* = s_u - S(t)$ на текущий момент времени t . Для кумулятивной модели она равна функции нормального распределения

$$F_t(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x \exp(-u^2/2) du.$$

Расчеты показывают, что вклад S_0 в дисперсию случайной величины S составляет около 1 %, поэтому S_0 будем считать детерминированной величиной (s_0) и вычтем ее из s_u , т. е. $s'_u = s_u - s_0$. Перепишем выражение (23):

$$S(t) = \delta \cdot \Delta H(t) \leq s'_u. \quad (25)$$

В работе [Хрусталева, Пустовойт, 1988] доказывается, что величина $S(t)$ на момент времени t подчиняется нормальному закону распределения с математическим ожиданием m_S и дисперсией D_S :

$$m_S = m_\delta m_{\Delta H}(t), \quad (26)$$

$$D_S = m_{\Delta H}^2 D_\delta + m_\delta^2 D_{\Delta H}. \quad (27)$$

Здесь m_δ – математическое ожидание величины сжимаемости мерзлого грунта при оттаивании, определяемое по данным изысканий, а при их отсутствии – по формулам, приведенным в монографии В.П. Ушкалова [1962]; $D_\delta, D_{\Delta H}$ – дисперсия величины сжимаемости мерзлых грунтов при оттаивании и дисперсия приращения оттаивания соответственно; $m_{\Delta H}$, м – приращение оттаивания, определяемое по формуле

$$m_{\Delta H} = H(t) - H_0, \quad (28)$$

где $H(t)$, м – глубина оттаивания под серединой подземного трубопровода на момент времени t , которая при однородном основании и вечномерзлых грунтах сливающегося типа определяется аналити-

чески [Порхаев, 1970], в остальных случаях – численно [Хрусталева, 1966]; H_0 , м – положение кровли вечномерзлых грунтов в момент времени $t = 0$.

Первое слагаемое в правой части выражения (27) много больше (в 50 раз и более) второго слагаемого, поэтому с полным основанием выражение (27) можем переписать:

$$D_S \approx m_{\Delta H}^2 D_\delta.$$

Извлекая корень, получим

$$\sigma_S \approx m_{\Delta H} \sigma_\delta, \quad (29)$$

где σ_S, σ_δ – средние квадратические отклонения величин S и δ .

С учетом сказанного функция надежности основания стареющей системы может быть записана в виде

$$P(t) = F_t(S^* = 0) = \frac{1}{2} + \Phi(x^*), \quad (30)$$

$$x^* = \frac{s'_u - m_\delta m_{\Delta H}}{m_{\Delta H} \sigma_\delta}, \quad (31)$$

где $\Phi(x^*) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{x^*} \exp(-u^2/2) du$ – интеграл вероятностей, табулированная функция параметра x^* [Корн, Корн, 1974].

Значение предельной деформации s_u рассчитывается по законам строительной механики. При этом добиваются выполнения пяти предельных условий:

- прочности трубопровода в продольном направлении;
- устойчивости трубопровода в продольном направлении;
- недопустимости пластических деформаций от продольной силы;
- недопустимости пластических деформаций от внутреннего давления в трубе;
- недопустимости всплытия трубы под действием архимедовой силы.

Расчет может осуществляться по методике, изложенной в монографии [Тартаковский, 1976].

ОЦЕНКА ОПАСНОСТИ АВАРИЙ И ЦЕНЫ РИСКА

Опасность возможных аварий магистральных нефтепроводов обратно пропорциональна их надежности. Чем выше надежность, тем меньше опасность или, иначе, вероятность отказа трубопроводной системы, которую принято называть риском. Итак, риск есть вероятность отказа системы (вероятность аварии) в течение всего срока ее эксплуатации, а зависимость вероятности отказа от времени – функция риска. Аналитически функция риска выражается следующим образом:

$$R(t) = \left[\begin{array}{l} v_i(\tau) \geq v_{u,i} i(\tau), \text{ где } v_{u,i} i(\tau) = 1, 2, \dots, m \\ 0 \leq \tau \leq t \end{array} \right], \quad (32)$$

где $R(t)$ – функция риска; $v_i(\tau)$ – i -я координата процесса в пространстве качества в момент времени τ ; $v_{u,i} i(\tau)$ – i -я координата границы области допустимых состояний в момент времени τ ; m – количество координат пространства качества [Болотин, 1971]; t – текущее время.

В квадратных скобках выражения (32) указаны условия, при которых произойдет отказ системы. Их расшифровка для нефтепроводной системы дана выше.

Функция риска связана с функцией надежности простым выражением

$$R(t) = 1 - P(t). \quad (33)$$

Функция риска дает возможность оценить материальный ущерб, который возникает при отказе трубопроводной системы. Этот ущерб называется ценой риска и есть экономический эквивалент надежности.

Для определения функции риска условимся, что каждому отказу системы (ее разрушению) соответствуют экономические потери C_0 , равные затратам на ремонт системы, затратам на ликвидацию экологических последствий аварии и плюс побочный ущерб, обусловленный прекращением функционирования системы до окончания ремонта. Эти затраты назовем штрафной функцией времени, поскольку они зависят от времени наступления отказа, и запишем в виде

$$c_y(t) = \begin{cases} C_0 & \text{при } t \leq t_3, \\ (1+Q)^t & \\ 0 & \text{при } t > t_3, \end{cases} \quad (34)$$

где t_3 – период эксплуатации, лет; t – время наступления отказа, год; Q – нормативный коэффициент приведения разновременных затрат.

Как уже отмечалось, функция отказа есть дополнение до единицы функции надежности. Тогда плотность отказа, т. е. вероятность отказа на интервале времени от t до $t + dt$ равна

$$p_y = \frac{d[1 - P(t)]}{dt} = -P'(t), \quad (35)$$

где $P'(t)$ – первая производная функции надежности по времени.

Зная плотность отказа и штрафную функцию, легко вычислить математическое ожидание стоимости отказа, которое и примем за цену риска (C_R):

$$C_R = \int_0^{\infty} c_y(t) p_y(t) dt = - \int_0^{\infty} c_y(t) P'(t) dt. \quad (36)$$

Конечно-разностный аналог формул (34) и (36) будет

$$C_R = C_0 \sum_{k=1}^n \frac{P[(k-1)h] - P(kh)}{(1+Q)^{kh} h}, \quad (37)$$

где n – количество временных шагов за период эксплуатации сооружения; h – временной шаг.

Если измерять t в годах, а h положить равным одному году, то формулу (37) можно переписать:

$$C_R = C_0 \sum_{k=1}^n K(k) q(k), \quad (38)$$

где $q(k)$ – плотность отказа в k -й год, определяемая из формулы (39); $K(k)$ – коэффициент, учитывающий время отказа и определяемый по (38). При этом

$$q(k) = P(k-1) - P(k), \quad (39)$$

$$K(k) = (1+Q)^{-k}. \quad (40)$$

Абсолютное значение цены риска C_R сегодня вычислить не представляется возможным, поскольку затраты на ликвидацию аварий C_0 пока являются закрытой информацией. Поэтому сегодня можно говорить лишь о некоторых условных единицах (у.е.), в которых оценивается стоимость эксплуатации трубопроводов при различных способах их прокладки, что позволяет определить оптимальный в эксплуатации вариант.

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ И ЦЕНЫ РИСКА

Пример 1. Требуется рассчитать надежность свайной опоры наземного нефтепровода, определить цену риска и построить график роста вероятности аварий нефтепровода во времени. Срок эксплуатации нефтепровода $t_3 = 30$ лет.

Исходные данные.

Свая выполнена из металлической трубы диаметром $d_{out} = 0,325$ м, длиной $L = 8,0$ м, жесткостью $EJ = 1,05 \cdot 10^7$ Н·м². Момент сопротивления сечения сваи равен $W = 7,56 \cdot 10^{-4}$ м³, предел текучести стали $\sigma_{fl} = 3,6 \cdot 10^8$ Па. Ростверк сваи расположен над поверхностью земли на высоте $L_0 = 3,0$ м. Вертикальная нагрузка на сваю составляет $F_v^* = 18 \cdot 10^4$ Н, горизонтальная нагрузка на голову сваи $F_h^* = 41 070$ Н. Грунтовые характеристики: $T_0 = -1,7$ °С, $T_{bf} = -0,1$ °С, $D_{th} = 0,51$ м, $\lambda_f = 2,37$ Вт/(м·°С), $C_f = 592$ Вт·ч/(м³·°С). Климатические характеристики: $A = 21,6$ °С, $\sigma = 1,35$ °С, $v_w = 0,26$. Стоимость ремонта нефтепровода составляет $C_0 = 1000$ у.е., коэффициент приведения разновременных затрат $Q = 0,08$.

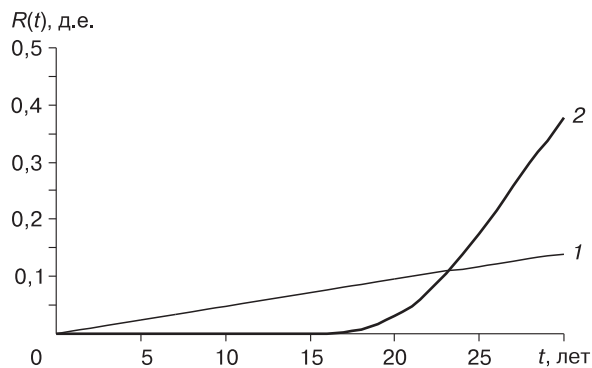
Последовательность расчетов следующая:

$z = 8 - 3 - 1,27 = 3,73$ м, $y = 0,019 \cdot 3,73 \sqrt{592/2,37} = 1,214$ б.р. \Rightarrow по формуле (10) вычисляем $\alpha = 0,44 \sqrt{1,214} = 0,485$ б.р. \Rightarrow по формуле (11)

$D = \frac{0,78 + 0,74 \ln(1,214)}{1,214} = 0,761$ б.р. \Rightarrow по формуле

(9) $T = 0,485 \cdot (-1,7) = -0,88$ °С \Rightarrow по формуле (8)

$v_{Fu} = \frac{0,9 \cdot (-1,7/21,6)^{1/3} \cdot 1,35 \cdot 0,761}{2 \cdot 0,88 - 0,47 \sqrt{0,88}} = 0,226$ б.р. \Rightarrow



Рост вероятности аварий нефтепроводов во времени:

1 – пример 1 (надземный нефтепровод); 2 – пример 2 (подземный нефтепровод).

⇒ по формуле (6) $R_{af} = 0,7(0,27 + 1,5\sqrt{0,88}) \times 10^5 = 117\,148$ Па ⇒ по формуле (5) $F_u^* = \pi \cdot 0,325 \cdot 3,73 \cdot 117\,148 = 446\,147$ Н ⇒ по формуле (4) $\gamma_v = \frac{1 - 180\,000 / 446\,147}{0,226} = 2,635$ б. р. ⇒ по формуле (7) $m(\gamma_v) = \frac{\exp(-0,5 \cdot 2,635^2)}{2,635\sqrt{2\pi}} = 0,004\,706$ ⇒

по формуле (15) $l = 3,0 + 1,27 + 1,5 \cdot 0,325 = 4,76$ м ⇒

по формуле (16) $Y_u = \frac{3,6 \cdot 10^8 \cdot 4,76^2 \cdot 7,56 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot 0,26} =$

$= 0,042$ м ⇒ по формуле (14) $\Delta = \sqrt{\frac{180\,000}{10\,500\,000}} =$

$= 0,000\,318$ м⁻¹ ⇒ по формуле (12)

$Y_0^* = \frac{4,76^2}{6 \cdot 2,46 \cdot 10^7} \cdot \frac{1 - \cos(0,000\,318 \cdot 4,76)}{0,000\,318 \cdot \sin(0,000\,318 \cdot 4,76)} \times$

$\times 41\,070 = 0,015$ м ⇒ по формуле (18)

$\gamma_h = (0,042 / 0,015 - 1) / (2 \cdot 0,26) = 3,435$ б. р. ⇒

⇒ по формуле (19) $m(\gamma_h) = \frac{\exp(-0,5 \cdot 3,435^2)}{3,435\sqrt{2\pi}} =$

$= 0,000\,318$. Далее расчеты ведутся в табличной

форме (табл. 1). Из данных табл. 1 следует, что

$\sum_{k=1}^n m(k) \cdot K(k) = 0,053\,91$. Тогда по формуле (38)

можно определить $C_R = 1000 \cdot 0,053\,91 = 53,91$ у.е.

Ответ: $P = P(30) = 0,86$, $C_R = 53,91$ у.е. Зна-

чения $R(t)$ приведены в табл. 1 и на рисунке.

Таблица 1. Результаты расчета по примеру 1

Параметры	Размерность	Формула	Время, лет										
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P(t)$	безразм.	(21)	1,0	0,9950	0,9900	0,9850	0,9800	0,9752	0,9703	0,9654	0,9606	0,9558	0,9510
$m(k)$	1/год	(39)	0,0	0,0050	0,0050	0,0050	0,0049	0,0049	0,0049	0,0049	0,0048	0,0048	0,0048
$K(t)$	безразм.	(40)	1,0	0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632
$m(t) \cdot K(t)$	1/год		0,0	0,0046	0,0043	0,0039	0,0036	0,0033	0,0031	0,0028	0,0026	0,0024	0,0022
$R(t)$	безразм.	(33)	0,0	0,0050	0,0100	0,0150	0,0200	0,0248	0,0297	0,0346	0,0393	0,0442	0,0490

Продолжение табл. 1

Параметры	Размерность	Формула	Время, лет									
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$P(t)$	безразм.	(21)	0,9462	0,9415	0,9368	0,9321	0,9274	0,9228	0,9181	0,9135	0,9090	0,9044
$m(k)$	1/год	(39)	0,0048	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046
$K(t)$	безразм.	(40)	0,4289	0,3971	0,3677	0,3405	0,3152	0,2919	0,2703	0,2502	0,2317	0,2145
$m(t) \cdot K(t)$	1/год		0,0020	0,0019	0,0017	0,0016	0,0015	0,0014	0,0013	0,0012	0,0011	0,0010
$R(t)$	безразм.	(33)	0,0538	0,0585	0,0632	0,0679	0,0726	0,0772	0,0819	0,0865	0,0910	0,0956

Окончание табл. 1

Параметры	Размерность	Формула	Время, лет										
			20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$P(t)$	безразм.	(21)	0,9044	0,8999	0,8954	0,8909	0,8864	0,8820	0,8775	0,8731	0,8688	0,8644	0,8600
$m(k)$	1/год	(39)	0,0046	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044	0,0043
$K(t)$	безразм.	(40)	0,2145	0,1987	0,1839	0,1703	0,1577	0,1460	0,1350	0,1252	0,1159	0,1073	0,0994
$m(t) \cdot K(t)$	1/год		0,0010	0,0009	0,0008	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006	0,0006	0,0005	0,0005	0,0004
$R(t)$	безразм.	(33)	0,9560	0,1000	0,1046	0,1091	0,1136	0,1180	0,1224	0,1269	0,1312	0,1356	0,1399

Пример 2. Требуется рассчитать надежность подземного нефтепровода, определить цену риска и построить график роста вероятности аварий нефтепровода во времени. Срок эксплуатации нефтепровода $t_3 = 30$ лет.

Исходные данные.

Нефтепровод проложен под землей на глубине 2,7 м (расстояние от поверхности земли до оси трубы). Наружный диаметр трубы составляет 820 мм. Нефтепровод находится в кольцевой теплоизоляции толщиной 200 мм. Температура нефти 20 °С. Кровля вечномерзлых грунтов расположена на глубине $H_0 = 7,6$ м. Динамика оттаивания вечномерзлых грунтов под серединой нефтепровода $H(t)$ установлена численным методом с использованием компьютерной программы WARM [Программа..., 1994] и представлена в табл. 2. Пре-

дельно допустимая осадка трубы составляет $s'_u = 0,5$ м. Математическое ожидание величины сжимаемости мерзлого грунта при оттаивании $m_8 = 0,08$ б.р., среднеквадратическое отклонение величины сжимаемости мерзлого грунта при оттаивании $\sigma_8 = 0,020$ б.р. Стоимость ремонта нефтепровода составляет $C_0 = 1000$ у.е., коэффициент приведения одновременных затрат $Q = 0,08$.

Последовательность расчетов.

Расчеты ведутся в табличной форме (табл. 2). Вначале вычисляется $m_{\Delta H}$, далее $x^* \Rightarrow P(t) \Rightarrow m(t) \Rightarrow K(t) \Rightarrow m(t) \cdot K(t) \Rightarrow R(t)$.

Из данных табл. 2 следует, что $\Sigma m(k) \cdot K(k) = 0,05494$. Тогда по формуле (38) можно определить $C_R = 1000 \cdot 0,05494 = 54,94$ у.е.

Ответ: $P = P(30) = 0,62$, $C_R = 54,94$ у.е. Значения $R(t)$ приведены в табл. 2 и на рисунке.

Таблица 2. Результаты расчета по примеру 2

Параметры	Размерность	Формула	Время, лет										
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$H(t)$	м		7,6	7,72	7,91	8,09	8,26	8,52	8,78	0,07	9,34	9,6	9,84
$m_{\Delta H}(t)$	м	(28)	0	0,12	0,31	0,49	0,66	0,92	1,18	1,47	1,74	2,0	2,24
$x^*(t)$	безразм.	(31)	∞	204,33	76,65	47,02	33,88	23,17	17,19	13,01	10,37	8,50	7,16
$P(t)$	безразм.	(30)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$m(t)$	1/год	(39)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$K(t)$	безразм.	(40)	1	0,93	0,8573	0,79383	0,73503	0,68058	0,63017	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632
$m \cdot K$	1/год		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$R(t)$	безразм.	(33)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение табл. 2

Параметры	Размерность	Формула	Время, лет									
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$H(t)$	м		10,07	10,30	10,52	10,74	10,92	11,11	11,31	11,49	11,67	11,85
$m_{\Delta H}(t)$	м	(28)	2,47	2,70	2,92	3,14	3,32	3,51	3,71	3,89	4,07	4,25
$x^*(t)$	безразм.	(31)	6,12	5,26	4,56	3,96	3,53	3,12	2,74	2,43	2,14	1,88
$P(t)$	безразм.	(30)	1	1	1	1	1	0,9998	0,9970	0,9925	0,9838	0,97
$m(t)$	1/год	(39)	0	0	0	0	0	0,0002	0,0028	0,0045	0,0087	0,0138
$K(t)$	безразм.	(40)	0,4289	0,3971	0,3677	0,3405	0,3152	0,2919	0,2703	0,2502	0,2317	0,2145
$m \cdot K$	1/год		0	0	0	0	0	0,0001	0,00076	0,00113	0,00202	0,00296
$R(t)$	безразм.	(33)	0	0	0	0	0	0,0002	0,0030	0,0075	0,0162	0,03

Окончание табл. 2

Параметры	Размерность	Формула	Время, лет									
			21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$H(t)$	м		12,02	12,19	12,36	12,51	12,66	12,82	12,98	13,12	13,26	13,40
$m_{\Delta H}(t)$	м	(28)	4,42	4,59	4,76	4,91	5,06	5,22	5,38	5,52	5,66	5,80
$x^*(t)$	безразм.	(31)	1,66	1,45	1,25	1,09	0,94	0,79	0,65	0,53	0,42	0,31
$P(t)$	безразм.	(30)	0,952	0,9265	0,8944	0,862	0,826	0,7852	0,7422	0,701	0,6628	0,621
$m(t)$	1/год	(39)	0,018	0,0255	0,0321	0,0324	0,036	0,0408	0,043	0,0412	0,0382	0,0418
$K(t)$	безразм.	(40)	0,1987	0,1839	0,1703	0,1577	0,1460	0,1352	0,1252	0,1159	0,1073	0,0994
$m \cdot K$	1/год		0,00358	0,00469	0,00547	0,00511	0,00526	0,00552	0,00538	0,00478	0,0041	0,00415
$R(t)$	безразм.	(33)	0,048	0,0735	0,1056	0,138	0,174	0,2148	0,2578	0,299	0,3372	0,379

Обсуждение результатов расчета. На рисунке представлены графики роста вероятности аварий нефтепровода во времени для надземной и подземной прокладки. При надземной прокладке они увеличиваются равномерно, при подземной неравномерно (более 1/3 периода эксплуатации они равны нулю, затем возрастают). Это объясняется тем, что в первом случае отказы системы связаны с изменением несущей способности свайного основания, обусловленной аномальными отклонениями температуры грунтов от своих расчетных значений. Во втором случае – с ростом осадки нефтепровода, что обусловлено тепловыделениями нефтепровода и неоднородностью деформационных свойств вечномерзлых грунтов при оттаивании. Аномальные отклонения температуры в нестареющих системах, к которым относится рассматриваемый в примере 1 нефтепровод, равномерно распределяются по годам, поэтому и отказы растут равномерно. В стареющих системах, к которым относится нефтепровод, рассматриваемый в примере 2, такой зависимости нет. В силу большой инерционности этой системы, связанной с процессом оттаивания вечномерзлых грунтов, отказы распределяются по годам неравномерно: вначале они отсутствуют, а затем возрастают, повторяя процесс оттаивания вечномерзлых грунтов несдвигающегося типа под нефтепроводом.

Вычисленные в примерах надежность системы и цена риска соответствуют конкретным условиям. В общем случае эти параметры поддаются управлению посредством изменения конструктивных решений, например, для надземного нефтепровода за счет изменения длины свай, для подземного – за счет изменения толщины кольцевой теплоизоляции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемая методика оценки надежности магистральных нефтепроводов в криолитозоне позволяет учитывать стохастическую неоднородность системы “нефтепровод–вечномерзлое основание” и действующих на нее нагрузок и управлять надежностью этой системы, предусматривать ее возможные аварии, определять цену риска. Эти

сильные стороны методики в дальнейшем при получении информации о материальных затратах на ликвидацию аварий позволят сформулировать оптимизационную задачу. Оптимизационная задача формулируется следующим образом: сумма затрат на создание системы и цена риска должны стремиться к минимуму. Из решения оптимизационной задачи находится оптимальный вариант при многовариантном проектировании (определить оптимальную трассу нефтепровода, оптимальный способ прокладки и соответствующие ему конструктивные параметры в различных климатических и мерзлотно-геологических условиях). Таким образом, данная методика является эффективным средством ускорения технического прогресса в строительстве нефтепроводов в криолитозоне.

Литература

- Болотин В.В.** Применение методов теории вероятностей и теории надежности в расчетах сооружений. М., Стройиздат, 1971, 255 с.
- Корн Г., Корн Т.** Справочник по математике для научных работников и инженеров. М., Наука, 1974, 832 с.
- Порхаев Г.В.** Тепловое взаимодействие зданий и сооружений с вечномерзлыми грунтами. М., Наука, 1970, 208 с.
- Программа** расчета теплового взаимодействия инженерных сооружений с вечномерзлыми грунтами WARM: Емельянов Н.В., Пустовойт Г.П., Хрусталева Л.Н., Яковлев С.В.; Свидетельство № 940281; Оpubл. РосАПО, 1994.
- Рекомендации** по расчету свайных фундаментов на вечномерзлых грунтах на горизонтальное сейсмическое воздействие. Красноярск, Краснояр. ПромстройНИИпроект, 1974, 17 с.
- СНиП 2.02.04-88.** Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. М., Стройиздат, 1990, 53 с.
- Тартаковский Г.А.** Строительная механика трубопроводов. М., Недра, 1976, 224 с.
- Ушкалов В.П.** Исследование работы протаивающих оснований и их расчет по предельным деформациям сооружений. М., Изд-во АН СССР, 1962, 219 с.
- Хрусталева Л.Н.** Численный метод решения задачи промерзания – оттаивания грунта // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук, 1966, № 6, вып. 2, с. 20–32.
- Хрусталева Л.Н., Пустовойт Г.П.** Вероятностно-статистические расчеты оснований зданий в криолитозоне. Новосибирск, Наука, 1988, 253 с.

*Поступила в редакцию
21 января 2010 г.*