

В.Д. Макаренко, д.т.н., проф. (Национальный университет природных биоресурсов Украины, г. Киев), Т.Ф. Евпак, инж., К.А. Муравьев, к.т.н., доц. (Сургутский институт нефти и газа, г. Сургут, РФ), А.А. Бондарев, д.т.н. (Институт электросварки им.Е.О.Патона, г. Киев, Украина)

Оценка безопасного эксплуатационного ресурса нефтяных металлоконструкций

Приведены сведения о новой методике инженерной оценки эксплуатационной надежности нефтепромысловых транспортных систем.

Ключевые слова: трубопровод, надежность, старение, металл, прочность, контроль, расчет, ресурс.

Наведені відомості про нову методіку інженерної оцінки експлуатаційної надійності нафтопромислових транспортних систем.

Ключові слова: трубопровід, надійність, старіння, метал, міцність, контроль, ресурс.

Resulted taking about new methodology of engineering estimation of operating reliability of the oil-field transport systems.

Keywords: pipeline, reliability, aging, metal, durability, control, calculation, resource.

Актуальность темы. Топливо-энергетический комплекс Украины является основой развития экономики и оказывает существенное влияние на рост научно-технического прогресса, интенсификацию производственных процессов, повышение и совершенствование их технологического уровня, а также во многом определяет темпы роста национального дохода страны. Несмотря на снижение объемов добычи нефти, вызванное экономическими трудностями переходного периода и колебанием цен на мировом рынке, основная часть транспортных систем по перекачке и хранению нефти и нефтепродуктов продолжает активно эксплуатироваться.

Проблема обеспечения требуемой эксплуатационной надежности нефтепромыслового оборудования и инженерных металлоконструкций становится с каждым годом все более актуальной в связи с опережающей тенденцией старения оборудования по сравнению с темпами технического перевооружения нефтяной отрасли Украины. Поэтому одной из первоочередных задач в сложившихся сложных условиях, когда обновление физически и морально устаревших основных фондов из-за финансовых затруднений происходит в ограниченных объемах, является сохранение и продление срока службы нефтепромысловых систем путем применения эффективных методов и способов увеличения межремонтных циклов.

Указанная проблема усугубляется отсутствием научно-обоснованных концепций технической диагностики и методов определения рабочего ресурса и недостаточной эффективностью традиционных методов и средств неразрушающего контроля. В связи с этим в настоящее время важное значение приобретают расчетные методы с использованием критериев оценки надежности элементов сложных конструкций на базе теории вероятности [1,2]. Поэтому целью данной работы являлась разработка методики

инженерной оценки эксплуатационной надежности нефтепромысловых трубопроводных конструкций и оборудования.

Методика исследований

1. Определяемые показатели надежности

Надежность как сложное свойство применительно к рассматриваемой в данной работе транспортной системы и ее элементов, а также условий их эксплуатации состоит из сочетаний свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности и сохранности. Учитывая специфику условий эксплуатации трубопроводных коммуникаций для транспорта нефти и емкостей для ее хранения, организацию технического обслуживания и ремонта в полевых (трассовых) и базовых (цеховых) условиях, нами рекомендуется использовать в расчетах следующие показатели надежности:

а) группа показателей безотказности, характеризующих свойства объекта исполнять требуемые функции в определенных условиях в течение заданного интервала времени и наработке, в частности:

– вероятность безотказной работы $F(t)$ – вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникает. Функция $F(t)$ является основной количественной характеристикой безотказности объекта на заданном временном интервале;

– интенсивность отказов $\lambda(t)$ – условная плотность вероятности возникновения отказа объекта (элемента), которая определяется при условии, что до этого момента отказ не возникла;

$$\lambda(t) = \Delta n(\Delta t) / N(t)\Delta t,$$

где $\Delta n(\Delta t)$ – число отказов объекта за промежуток времени от $(t - \Delta t/2)$ до $t + \Delta t/2$; $N(t) = (N_{i-1} + N_i)/2$, здесь N_{i-1} – число исправно работающих объектов в начале интервала времени Δt , N_i – число исправно работающих объектов в конце интервала времени Δt .

– средняя наработка на отказ T_{cp} – это отношение суммарной наработки объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки

$$T_{cp} = 1/n \cdot \sum_{i=1}^n t_{cpi}$$

где t_{cpi} – время исправной работы между $(i-1)$ -м и i -м отказами объекта; n – число отказов объекта;

– параметр потока отказов w – это отношение математически ожидаемого (среднего) числа отказов восстанавливаемого объекта за произвольно малую его наработку к значению этой наработки. Статистический параметр потока отказов можно определять по формуле:

$$w(t) = \Delta n_i(\Delta t) / N_i \Delta t,$$

где $\Delta n_i(\Delta t)$ – общее число отказов восстанавливаемого объекта за интервал времени $(t - \Delta t/2)$ до $(t + \Delta t/2)$.

б) группа показателей долговечности, которые характеризуют свойства объекта исполнять требуемые функции до перехода в предельное состояние при установленной системе технического обслуживания и ремонта, в частности:

– средний ресурс T_p – это математическое ожидание ресурса;

– гамма-процентный ресурс T_γ – это наработка, в течение которой объект не достигает предельного состояния с заданной вероятностью γ , выраженной в процентах.

Гамма-процентный ресурс определяется по формуле:

$$T_\gamma = 1 - \int_0^1 f(t) dt = \frac{\gamma}{100}.$$

2. Методика сбора и обработки информации о техническом состоянии нефтетранспортных систем

Методика сбора и первоначальной обработки информации о техническом состоянии объектов нефтетранспортной системы включает:

– подготовку к сбору информации о техническом состоянии;

– обследование технического состояния отдельных объектов нефтетранспортной системы или непосредственно элементов, надежность которых рассматривается;

– первоначальную обработку полученной информации.

Обследование технического состояния проводится с целью выявления непосредственно отказов или характерных повреждений, которые определяют предельное состояние элемента трубопроводной системы. Трубопроводы, несмотря на конструктивную внешнюю простоту, существенно отличаются от других сооружений сложной схемой взаимодействия силовых факторов, разновидностью нагружения, неопределенностью напряженно-деформированного состояния (НДС), масштабностью и т.п. Срок службы, который заложен в проектах, составляет от 12 до 30 лет [3,4]. Так, в НГДУ “Надвирнанафтогаз” ВАТ “Укрнафта” примерно 18% нефтепроводов эксплуатируется почти 30 лет, 22% – свыше 20 лет, т.е. фактически исчерпан их ресурс [5].

Информация, собранная в процессе проведения обследования оборудования и отмеченная в картах обследования, проходит первичную качественную и в дальнейшем количественную обработку, а также анализируется с целью выявления причин появления неисправностей, дефектов и т.п.

Целью первичной обработки является отсев явно недостоверного материала, оценка полноты и однородности оставшейся информации, ее классификация и ранжирование,

Ранжирование материалов обследования состоит в систематизации первичной информации в порядке возрастания срока эксплуатации на момент проведения обследования. При этом учитываются только основные виды отказов и соответствующие им модели:

– конструктивные (усталость, закономерный износ, влияние неучтенных расчетных факторов);

– технологические (присутствие скрытых дефектов, низкие характеристики качества изготовления);

– эксплуатационные (нарушение правил эксплуатации, обслуживания и ремонта).

При возникновении в одной конструктивной зоне элемента с разными по своей физической природе повреждениями, последние учитываются в качестве отдельных.

На основе опыта эксплуатации трубопроводных транспортных систем и других инженерных коммуникаций и наблюдений за появлениями отказов (повреждений) принимается, что вероятность появления отказов (повреждений) в относительно малом интервале времени Δt пропорциональна длине этого интервала. При этом коэффициент пропорциональности равен λ .

Это дает возможность определить длительность срока службы элемента до появления отказа из параметрического выражения вероятности безотказной работы [6]:

$$P(t) = 1 - F(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(\tau) d\tau\right), \quad (1)$$

где $\lambda(t)$ – в каждый момент времени является суммой интенсивностей отказов i -тых элементов:

$$\int_0^t \lambda(\tau) d\tau = \sum_i \int_0^t \lambda_i(\tau) d\tau. \quad (2)$$

Количественный анализ информации содержит характерную оценку неисправности отдельных элементов или узлов (агрегатов), а также расчет показателей поврежденности, соответствующих формулам (1) и (2).

Первичная обработка статистических данных может быть представлена вычислительным процессом, исходными данными для которого являются срок службы (t_i), количество обследованных (N_i) и поврежденных (n_i) элементов в i -том интервале, который состоит в определении:

– величины частоты появления отказов (неисправностей) в i -том интервале

$$q_i = n_i / N_i; \quad (3)$$

– собранной интервальной частоты отказов (неисправностей) для i -того интервала

$$r_i = \sum_{k=1}^i q_k = \sum_{k=1}^i n_k / N_k; \quad (4)$$

– эмпирической вероятности отказа элемента (узла агрегата) за i -тый срок службы

$$Q_i = 1 - \exp(-r_i) = 1 - \exp\left(-\sum_{k=1}^i n_k / N_k\right). \quad (5)$$

Функция $Q(t)$ представляет собой интегральную функцию распределения случайной величины, т.е. $Q(t)=P(t)$. Если функция $Q(t)$ дифференцируема, то производная от интегральной функции распределения есть дифференциальный закон (плотность) распределения случайной величины T – времени исправной работы, т.е. статистическая вероятность отказа равна:

$$Q(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\sum_{i=1}^{t/\Delta t} n_k / N_k}{N_0} n \mu \Delta e \rightarrow 0 \quad N_0 \rightarrow \infty,$$

где N_0 – число объектов в начале испытаний; n_i – число отказавших объектов в интервале времени Δt ; t – время, для которого определяется вероятность безотказной работы конструкции.

Определение необходимого минимального количества эксплуатационных наблюдений в заданном временном интервале Δt осуществляется табличным методом [7] и связано с выбором значений достоверной вероятности, величиной относительной ошибки и с законом распределения исследуемого показателя. Для получения достоверных оценок объем выборки должен быть достаточно большим.

Обычно размер выборки, необходимый для проведения экспериментов, определяется выражением:

$$N_1 \geq (t_a^2 \sigma_2 / \Delta_2) C_{k+d}^k,$$

где $t_a^2 \sigma_2 / \Delta_2 = n$ – количество объектов для одного эксперимента; t_a – коэффициент, характеризующий вероятность того, что расхождение не будет больше Δ (при $t_a = 2$ вероятность $\alpha = 0.95$; при $t_a = 3$ вероятность $\alpha = 0.997$); σ – среднее квадратичное отклонение параметра в генеральной совокупности; Δ – минимальное расхождение между выборочными и генеральными средними арифметическими, соответствующими заданной вероятности α ; C_{k+d}^k – коэффициент, зависящий от числа исследуемых факторов (k) и порядка уравнения регрессии (d), выбирается по таблицам [7].

3. Алгоритм определения показателей надежности и вероятности безотказной работы нефтяных промысловых систем

Для оценки адекватности выборочной генеральной совокупности используют метод подбора теоретического закона распределения вероятности работы конструкции (элемента) в исправном состоянии. Учитывая, что основные повреждения в стальных конструкциях (как показывает практика), приводящие к отказам и авариям, носят усталостный характер, то в качестве теоретического закона принимает-

ся распределение Вейбулла [8], отдельными случаями которого является нормальный и экспоненциальный законы:

$$F(t) = 1 - \exp(-(t/t_0)^m), \quad (6)$$

где t – время наработки; m – параметр формы распределения; t_0 – параметр масштаба распределения.

Параметры m и t_0 определяются по таблицам [8].

В качестве метода статистического оценивания параметров распределения используется метод максимальной правдоподобности. Для этого формула распределения Вейбулла после перестановки членов и двойного логарифмирования приобретает вид:

$$n(t) = \frac{1}{m} \ln \left(\ln \left(\frac{1}{1-F(t)} \right) \right) + \ln(t_0), \quad (7)$$

или

$$y = a + bz, \quad (8)$$

где $y = \ln(t)$; $z = \ln \left(\ln \left(\frac{1}{1-F(t)} \right) \right)$; $b = 1/m$; $a = \ln(t_0)$.

Вывравнивание экспериментальных данных за формулой (8) производится методом наименьших квадратов, при этом вместо $1-F(t)$ подставляют эмпирические значения Q_i , которые определяются по формуле (5):

$$U = \sum_{i=1}^n (y_i - (a + bz))^2, \quad (9)$$

где n – число интервалов, причем само решение задачи сводится к определению таких значений коэффициентов a и b , которые минимизируют сумму отклонений эмпирических значений и значений, определенных по формуле (9).

Для этого необходимо найти отдельные производные функции (9) за коэффициентами a и b и приравнять их нулю:

$$\begin{aligned} dU/da &= \sum_{i=1}^n (y_i - (a + bz)) = 0; \\ dU/db &= \sum_{i=1}^n (y_i - (a + bz)) z_i = 0. \end{aligned} \quad (10)$$

Преобразив полученную систему уравнений, получим:

$$\begin{aligned} a \cdot n + \sum_{i=1}^n z_i &= \sum_{i=1}^n y_i; \\ a \sum_{i=1}^n z_i + b \sum_{i=1}^n z_i^2 &= \sum_{i=1}^n y_i z_i, \end{aligned} \quad (11)$$

решая которую найдем параметры a и b :

$$a = \left(\sum_{i=1}^n y_i \sum_{i=1}^n z_i^2 - \sum_{i=1}^n z_i y_i \sum_{i=1}^n z_i \right) / \left(n \sum_{i=1}^n z_i - \left(\sum_{i=1}^n z_i \right)^2 \right) \quad (12)$$

$$b = \left(n \sum_{i=1}^n z_i y_i - \sum_{i=1}^n z_i \sum_{i=1}^n y_i \right) / \left(n \sum_{i=1}^n z_i - \left(\sum_{i=1}^n z_i \right)^2 \right). \quad (13)$$

Тогда параметры распределения Вейбулла определяются из выражений $m = 1/b$; $t_0 = \exp(a)$.

Для сравнения эмпирических и теоретических функций распределения используется критерий схождения Пирсона, являющийся наиболее обоснованным при большом количестве наблюдений. Его обоснованность состоит в том, что он почти всегда опровергает неверную гипотезу и обеспечивает минимальную ошибку в принятии неверной гипотезы.

Количественные значения показателей надежности трубопроводных конструкций, а также отдельных элементов (узлов, агрегатов) определяются по формуле [8]:

– вероятность работы конструкции в исправном состоянии

$$F(t) = \exp(-(t/t_0)m); \quad (14)$$

– интенсивность отказов (повреждений)

$$\lambda(t) = (m/t_0) \cdot (t/t_0)^{m-1}; \quad (15)$$

– гамма-процентный ресурс

$$T_j = m \sqrt{\ln \frac{\gamma}{100}}; \quad (16)$$

– параметр потока отказов (повреждений) за период $\Delta t = t_i - t_{i-1}$

$$w(\Delta t) = \frac{1}{m} \left(\exp\left(-\left(\frac{t_i}{m}\right)^m\right) - \exp\left(-\left(\frac{t_{i-1}}{m}\right)^m\right) \right); \quad (17)$$

– средняя наработка на отказ (повреждения)

$$T_{cp} = t_0 \cdot \Gamma(1+1/m), \quad (18)$$

где $\Gamma(1+1/m)$ – гамма-функция, которая определяется по таблицам специальных функций [7].

4. Оценка остаточного (рабочего) ресурса промысловых нефтепроводов

Известно [1], что безопасность определяется механическими напряжениями в стенке трубы. При эксплуатации трубопровод подвергается следующим факторам воздействий:

- внутреннее давление транспортируемого продукта;
- упругий изгиб (искривление трубопровода) в вертикальной и горизонтальной плоскостях;
- температурное воздействие.

Внутреннее давление в трубе вызывает в стенке трубы кольцевые и продольные напряжения, которые определяются следующими формулами:

кольцевое напряжение

$$\sigma_{\kappa\omega}^p = [nP(D - 2\delta_m)] / 2\delta_m,$$

где P – внутреннее давление в трубопроводе в процессе ремонта, Па; δ_m – толщина стенки трубы (фактическая), м; D – наружный диаметр трубы, м; n – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

продольное напряжение

$$\sigma_{np}^p = \mu \sigma_{\kappa\omega}^p - \alpha E(T_c - T_0) = [\mu n P (D - 2\delta_m) / 2\delta_m] - \alpha E(T_c - T_0),$$

где $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ 1/град – коэффициент температурного расширения стали; $E = 206 \cdot 10^9$ Па – модуль продольной

упругости стали; T_c – температура грунта при укладке (при строительстве); T_0 – температура грунта при ремонтных работах, $\mu = 0.3$ – коэффициент поперечной деформации.

В процессе нормальной эксплуатации трубопровода (а также в процессе ремонтных работ) суммарные напряжения не должны превышать допустимых напряжений $\sigma_{дон} = [\sigma]$, определенных с учетом параметров фактического технического состояния трубопровода, включая механические свойства стали, срок эксплуатации, уровень дефектности, категорию безопасности, коэффициенты надежности.

Допустимые напряжения стенки трубы определяются из требований, изложенных в СНиП 2.05.06-85.

В расчетах допустимых напряжений используются расчетные сопротивления металла растяжению (сжатию) R_1 и R_2 :

$$R_1 = (\sigma_e m) / (k_1 k_n), \quad R_2 = (\sigma_n m) / (k_2 k_n),$$

где σ_e – минимальное значение предела прочности; σ_n – минимальное значение предела текучести; m – коэффициент условий работы; k_1 и k_2 – коэффициенты надежности по материалу; k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Значения σ_m и σ_e для новых труб определяются из сертификатов для длительно эксплуатируемых трубопроводов – экспериментально или расчетом с учетом эффекта старения металла труб и сварных швов.

Для выполнения оценочных расчетов принимаем такие значения перечисленных коэффициентов, которые соответствуют наибольшему запасу прочности.

Значение коэффициента m зависит от категории участка и определяется по таблице 1 СНиП 2.05.06-85. Наименьшее значение $m = 0.75$ для обследуемых трубопроводов категории 1 и 11.

Коэффициент k_1 зависит от особенностей технологии изготовления труб и определяется по таблице 9 СНиП 2.05.06-85. Наибольшее значение $k_1 = 1.55$.

Коэффициент k_2 зависит от особенностей технологии изготовления труб и отношения σ_m / σ_e , определяется по таблице 10 СНиП 2.05.06-85. Наибольшее значение $k_2 = 1.15$.

Коэффициент k_n зависит от диаметра трубопровода, определяется по таблице 11 СНиП 2.05.06-85. Для нефтепроводов с давлением до 5.5 МПа наибольшее значение $k_n = 1.00$.

Допустимые напряжения определяются следующими условиями.

Первое условие. Кольцевое напряжение окк должно быть не более допустимого значения $[\sigma_{\kappa\omega}]_1$:

$$\sigma_{\kappa\omega} \leq [\sigma_{\kappa\omega}]_1 = R_1 \psi_1 / n_p.$$

Здесь n_p – коэффициент надежности по внутреннему давлению в трубопроводе, наибольшее значение $n_p = 1.15$; ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние стенки трубопровода, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0.75\xi - 0.5\xi^2},$$

где ξ – коэффициент двухосности напряженного состояния, определяемый следующим образом: $\xi = 0$ для растягивающих продольных напряжений, $\xi = R_1 \cdot [\sigma_{np}]_1$ – для сжимающих продольных напряжений.

Второе условие. Продольное напряжение σ_{np} по абсолютной величине не должно превышать допустимого значения $[\sigma_{np}]_2$, определяемого по формуле:

$$\sigma_{np} \leq [\sigma_{np}]_2 = R_1 \cdot \psi_2.$$

Здесь ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние стенки трубопровода, определяемый по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0.75\eta^2 - 0.5\eta},$$

где η – коэффициент двухосности напряженного состояния, определяемый следующим образом: $\eta=0$ – для растягивающих продольных напряжений, $\eta=1.15 [\sigma_{кц}]/1$ – для сжимающих продольных напряжений.

Третье условие. Суммарное продольное напряжение σ_{np} по абсолютной величине не должно превышать допустимого значения $[\sigma]_3$, определяемого по формуле:

$$\sigma_{np} \leq [\sigma_{np}]_3 = \psi_3 \cdot S.$$

Здесь $S = \sigma_m \cdot m / 0.9k_n$; коэффициенты m и k_n определены выше; ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние стенки трубопровода, определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0.75\omega^2 - 0.5\omega},$$

где ω – коэффициент двухосности напряженного состояния, определяемый следующим образом: $\omega=0$ – для растягивающих суммарных продольных напряжений σ_{np} ; $\omega = \sigma_{кц} / S$ – для сжимающих продольных напряжений σ_{np} .

Четвертое условие. Кольцевое напряжение $\sigma_{кц}$ не должно превышать допустимого значения $\sigma_{кц}$, определяемого по формуле:

$$\sigma_{кц} \leq [\sigma_{кц}]_4 = S.$$

Значение S определено выше.

Пятое условие. Суммарное продольное напряжение σ_{np} не должно превышать по абсолютному значению 0.7 от предела текучести металла:

$$\sigma_{np} \leq [\sigma_{np}]_5 = 0.7 \sigma_m.$$

Дефектность и старение металла. Если на стенке трубопровода обнаружены дефекты, то по специальным методикам необходимо определить коэффициенты ослабления стенки трубы в кольцевом и продольном направлениях $\sigma_{кц}$ и σ_{np} .

Старение металла труб при длительной эксплуатации трубопровода учитывается введением коэффициента деформационного старения K_S , определяемого по формуле

$$K_S = 1 + 0.025 C_{экс} t,$$

где t – время эксплуатации трубопровода (годы); $C_{экс}$ – углеродный эквивалент металла, выраженный в процентах.

Предельные значения кольцевых и продольных напряжений должны быть снижены с учетом коэффициентов $a_{кц}$, a_{np} , K_S следующим образом:

$$\sigma_{кц} \leq \frac{\alpha_{кц}}{K_S} [\sigma_{кц}]_1 = \frac{\alpha_{кц}}{K_S} \frac{R_1}{n_p} \psi_1; \quad \sigma_{np} \leq \frac{\alpha_{np}}{K_S} [\sigma_{np}]_2 = \frac{\alpha_{np}}{K_S} R_1 \psi_1;$$

$$\sigma_{np} \leq \frac{\alpha_{np}}{K_S} [\sigma_{np}]_3 = \frac{\alpha_{np}}{K_S} \psi_3 S; \quad \sigma_{кц} \leq \frac{\alpha_{кц}}{K_S} [\sigma_{кц}]_4 = \frac{\alpha_{кц}}{K_S} S;$$

$$\sigma_{np} \leq \frac{\alpha_{np}}{K_S} [\sigma_{np}]_5 = \frac{\alpha_{np}}{K_S} 0.7 \sigma_m.$$

Расчет прогнозной инженерной оценки остаточного (рабочего) ресурса с учетом деформационного старения металла производится в следующей последовательности:

а) оценивается состояние трубопровода, для чего выполняются следующие операции:

– диагностируются дефекты и толщина стенки трубопровода;

– измеряются технические изменения НДС трубопровода.

б) создается расчетная модель;

в) рассчитывается остаточный ресурс.

Для определения допустимого внутреннего давления используется специальная компьютерная программа. Алгоритм решения состоит из следующих этапов:

1. Ввести исходные данные: D – диаметр трубы, м; δ_m – толщина стенки трубы, м; σ_m – предел текучести металла, Па; σ_e – предел прочности металла, Па; $E=206 \cdot 10^9$ Па – модуль упругости металла трубы; $\mu=0.3$ – коэффициент Пуассона; $\alpha=12 \cdot 10^{-6}$ 1/град – коэффициент теплового расширения металла; T_c – температура укладки трубопровода, град; T_3 – температура эксплуатации или ремонта, град; m – коэффициент условий работы; k_1 и k_2 – коэффициент надежности по материалу; k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода; P_0 и ΔP – начальное внутреннее давление и заданная точность определения давления, Па; n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе; $\alpha_{кц}$ и $\alpha_{кц}$ – коэффициенты ослабления трубы от дефекта в кольцевом и продольном направлениях; t – срок эксплуатации трубопровода.

2. Вычислить расчетные сопротивления металла растяжению (сжатию) R_1 и R_2 (формулы см. выше).

3. Вычислить кольцевые и продольные напряжения от действия первой группы сил – внутреннего давления и температурного воздействия:

$$\sigma_{кц}(1) = [nP(D - 2\delta_T)] / 2\delta_T,$$

$$\sigma_{np(1)} = \mu \sigma_{кц(1)} - E\alpha (T_c - T_3).$$

4. Вычислить суммарное кольцевое напряжение $\Sigma \sigma_{кц} = \sigma_{кц}(1)$.

5. Вычислить $\sigma_{np}(2)$ и $\sigma_{np}(3)$ – напряжения от изгиба в вертикальном и горизонтальном направлениях.

6. Вычислить с учетом знаков минимальное и максимальное значения продольных напряжений по формулам:

$$\min \sigma_{np} = \sigma_{np(1)} - \sqrt{(\sigma_{np(2)})^2 + (\sigma_{np(3)})^2};$$

$$\max \sigma_{np} = \sigma_{np(1)} + \sqrt{(\sigma_{np(2)})^2 + (\sigma_{np(3)})^2}.$$

7. Вычислить вспомогательные величины ξ и ψ по формулам:

$$\xi=0, \text{ если } \sigma_{np} \geq 0; \xi = -(\min \sigma_{np})/R_1, \text{ если } \min \sigma_{np} < 0;$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0.75\xi^2} - 0.5\xi.$$

8. Вычислить вспомогательные величины η и ψ_2 по формулам, причем $\eta=0$, если $\sigma_{np} \geq 0$:

$$\xi = 1.15 \sigma_{ку}/R_1, \text{ если } \sigma_{np} < 0; \psi_2 = \sqrt{1 - 0.75\eta^2} - 0.5\eta.$$

9. Вычислить вспомогательные величины S , ω и ψ_3 по формулам:

$$S = (\sigma_m \cdot m) / 0.9k_{ср}; \omega = 0, \text{ если } \sigma_{np} \geq 0; \omega = \sigma_{ку}/S, \text{ если } \sigma_{np} < 0;$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0.75\omega^2} - 0.5\omega.$$

10. Определить коэффициенты ослабления от дефектов и коэффициент старения металла k_c .

11. Проверить условия прочности и устойчивости (пять условий приведены выше).

12. Если все условия прочности и устойчивости удовлетворяются, то следует увеличить пробное давление на ΔP и повторить все расчеты 3 – 10.

13. Если хотя бы одно условие не удовлетворяется, то за решение P принять значение давления на предыдущем цикле алгоритма.

Для расчета ресурса трубопроводов используем результаты многолетних наблюдений и технической диагностики нефтепромысловых коммуникаций (свыше 12 тыс. измерений) на Самотлорском месторож-

эксплуатации с давлением среды 4 МПа, сравнения проводили с требованиями СНиП 2.05.06-85 “Промысловые трубопроводы” и других нормативных и научно-технических документов.

Выводы

1. Предложена методика расчета показателей надежности нефтепромысловых систем, которая может использоваться для оценки целесообразности проведения как капитальных ремонтов, так и для разработки конструкторско-технологических решений с целью повышения показателей надежности металлоконструкций нефтяного назначения.

2. Разработан алгоритм расчета остаточного ресурса промысловых нефтепроводов с учетом трещиностойкости металла, в основу которого положены современные критерии механики разрушения и программы математического моделирования коррозионно-усталостных и циклических разрушений трубных сталей, работающих под давлением и длительное время контактирующих с коррозионно-активными средами в условиях больших перепадов температур (+40...-60 °С).

Список литературы:

1. Макаренко В.Д. Надежность нефтегазопромысловых систем. – Челябинск: изд-во ЦНТИ. -2006. – 826 с.
2. Проников А.С. Надежность машин. – М.:Машиностроение, 1978. – 592 с.

Таблица. Результаты расчетов допустимого внутреннего рабочего давления при эксплуатации трубопроводов ВАТ “Укрнафта”

Марка стали	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа	Коэффициент ослабления от старения	Допустимое внутреннее давление, МПа
17ГС	530	7.2	372.4	509.6	0.787	4.97
Ст10	426	8.3	205.8	392	0.787	5.48
Ст20	426	8.3	345	455.7	0.787	6.46
17Г1СУ	508	9.8	310.7	519.4	0.781	7.28
14ХГС	529	9	338.1	509.6	0.781	6.22
10Г2С1	529	9	372.4	519.4	0.781	6.34
09Г2С	529	12	294	346.9	0.781	6.54
Старый нефтепровод (> 25 лет эксплуатации)						
Ст10	508	8.1	310.6	519.4	0.641	4.87

дении (Западная Сибирь, Россия). Как показали данные многолетнего мониторинга, особенно подвержены коррозионно-механическим повреждениям выкидные линии от нефтяных скважин до автоматизированных групповых замерных установок, несмотря на использование ингибиторов коррозии.

В таблице в качестве примера приведены результаты расчетов допустимого внутреннего давления участков трех обследованных трубопроводов с учетом их характеристик. Расчеты выполнены при коэффициентах ослабления и старения α_{np}/K_s , соответствующих сроку эксплуатации трубопроводов и их дефектности.

Расчеты показывают, что наименьшей прочностью обладает старый трубопровод, эксплуатируемый на объектах НГДУ “Надвирнанафта” ВАТ “Укрнафта”, для которого допустимое внутреннее давление равно 4.87 МПа.

При проведении оценки применимости обследованных трубопроводов с целью продления их срока

3. Бородавкин П.П. Подземные трубопроводы / Проектирование и строительство.- М.: Недра, 1992. – 384 с.

4. Лютак В.П. Експлуатаційна надійність нафтопроводів в умовах НГДУ “Надвірна нафтогаз” / В.П.Лютак, І.Я.Бойчук // Нафтова і газова промисловість, 2002. - №2. – С.38-40.

5. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. – М.: Недра, 1976. – 235 с.

6. Степанов М.Н. Статистические методы обработки результатов механических испытаний. Справочник. – М.:Машиностроение.- 1985.

7. ДСТУ 3004-95 Надійність техніки. Методи оцінки показників надійності за експериментальними даними.

8. Львовский Е.Н. Статистические методы построения эмпирических формул. – М.: Высшая школа, 1988.