

21-й тематический семинар
"ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ КС"

г. Светлогорск

2-7 сентября 2002 года

Доклад на тему:
К КОМПЛЕКСНОМУ РАСЧЕТУ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ МЕТАЛЛА И
ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Митрофанов А.В., Киченко С.Б. (ОАО "Техдиагностика")

ОАО "Техдиагностика" ежегодно выполняет большой объем диагностических работ по определению технического состояния оборудования и трубопроводов, в том числе подземных трубопроводов, на различных объектах нефтегазовой промышленности.

Обследования подземных трубопроводов, как правило, выполняются путем проведения предварительных интенсивных электрометрических измерений по трассе для оценки эффективности применяемой катодной защиты и состояния изоляционных покрытий с последующей оценкой состояния изоляции и металла трубы в шурфах, подготовленных на потенциально-опасных участках (ПОУ).

При шурфовке трубопроводов в местах ПОУ практически всегда обнаруживаются различные по масштабам повреждения изоляционных покрытий: от весьма незначительных до больших, представляющих собой пропуски наложения изоляции длиной от менее метра до нескольких десятков метров, подобные изображенному на рис.1.



Рис.1. Внешний вид повреждения изоляции и коррозионного состояния металла трубы в шурфе, подготовленном по результатам электрометрических измерений

Неразрушающий контроль металла трубы, выполняемый в местах повреждения изоляционного покрытия различными методами, позволяет определить уровень общей и локальной коррозии, а также его некоторые механические характеристики.

По результатам проведенного диагностического обследования во многих (в большинстве) случаев выполняется расчет остаточного срока службы (остаточного ресурса) трубопровода и назначаются сроки его последующего контроля.

До последнего времени расчет ресурса по общепринятым методикам выполнялся только для металла трубы. Суть таких расчетов приведена в ряде работ [1-4] и др.

В подавляющем большинстве практических расчетов ресурса трубопроводов и др. оборудования принят и применяется подход, основанный на оценке износа стенки за счет поверхностной коррозии (общей или локальной).

Несмотря на то, что в некоторых случаях такой подход оправдан, в других он является чрезмерно упрощенным, поскольку в расчете учитывается и используется только один наиболее доступный фактор, влияющий на работоспособность – коррозионный износ. В то же время хорошо известно, что процесс деградации металла, в конечном итоге определяющий остаточную работоспособность стальной конструкции (в нашем случае подземного трубопровода), зависит от большого числа факторов, т.е. является многофакторным. В число таких факторов входит не только поверхностный коррозионный износ, но и процессы, способствующие трещинообразованию металла, в том числе изменение (ухудшение) исходных механических характеристик во времени – старение, а также побочные процессы, приводящие к повреждению металла, в частности, ухудшение качества защитных изоляционных покрытий.

Очевидно, что все или даже большинство из важных факторов, влияющих на ресурс работоспособности стальной конструкции учесть невозможно. Однако расширение такого учета на практике может способствовать повышению достоверности оценки остаточного ресурса конструкций, которая до настоящего времени недостаточно высока.

С этой целью различные специализированные организации страны продолжают работу, направленную на совершенствование старых и создание новых методик оценки ресурса стальных конструкций, а Госгортехнадзор России способствует применению их на практике путем выпуска соответствующих НТД. Одним из таких документов, изданных в последнее время, является инструкция [5].

В данной инструкции предложены методики расчета остаточного срока службы подземных трубопроводов по:

- 1) изменению пластичности металла трубы;
- 2) изменению ударной вязкости металла трубы;
- 3) величине НДС при воздействии на металл трубы фронтальной (общей) коррозии;
- 4) величине НДС при воздействии на металл трубы локальной (язвенной, питтинговой) коррозии, а также методика расчета остаточного срока службы изоляционного покрытия.

Ниже рассмотрены некоторые из упомянутых выше методик, а также результаты, получаемые с их помощью в сравнении с результатами, получаемыми по упрощенным традиционным методикам.

Приведенные расчеты и определения ресурса выполнены для одного из шлейфовых трубопроводов (выкидных линий) скважин УКПГ-2 Газопромислового Управления (ГПУ) ООО "Оренбурггазпром", диагностировавшихся в 2001 году, характерные повреждения изоляции и металла которого показаны на рис.1.

Исходные для расчетов данные.

- | | |
|--|----------------|
| – Наружный диаметр трубопровода, D, мм (м) | – 168 (0,168). |
| – Толщина стенки трубы, t, мм (м) | – 12 (0,012). |
| – Рабочее давление, P _ф , МПа | – 3,7. |
| – Рабочая температура, t _ф , °C | – 15. |

- Время эксплуатации (фактическое), $T_{\text{ф}}$, лет – 30.
- Материал трубопровода – импортная сталь типа Ст 20.
- Исходные (сертификатные) свойства материала трубы $\sigma_{\text{в0}}$ и $\sigma_{\text{т0}}$, МПа – 395 и 240 соответственно.
- Фактические (после 30 лет эксплуатации) свойства материала трубы $\sigma_{\text{вф}}$ и $\sigma_{\text{тф}}$, МПа – 407 и 273 соответственно.
- Грунт – суглинок.
- Средняя глубина заложения трубопровода, H , м – 1,8.
- Среднее удельное сопротивление грунта в месте повреждения изоляции, $\rho_{\text{г}}$, Ом · м – 26.
- Тип изоляционного покрытия – 2-слойное, ПВХ.
- Исходное переходное сопротивление покрытия (по ГОСТ 51164-98, покрытие 15), R_0 , Ом · м² – 10^8 .
- Фактическое переходное сопротивление покрытия, замеренное в шурфе, $R_{\text{ф}}$, Ом · м² – 10^7 .
- Усредненная глубина фронтальной (общей) коррозии на участке отсутствия изоляционного покрытия (с учетом внутренней коррозии), $d_{\text{ф общ}}$ до 3 мм, т.е. остаточная толщина трубы в зоне действия общей коррозии – $t_{\text{ф общ}} = 9$ мм.
- Глубина язвенной коррозии в зоне действия фронтальной (общей) коррозии с $t_{\text{ф общ}} = 9$ мм – $d_{\text{ф язв}}$ до 6,2 мм, т.е. остаточная толщина стенки трубы в зоне язвенной коррозии – $t_{\text{ф язв}} = 5,8$ мм.
- Длина коррозионной язвы вдоль оси трубы – $L = 43$ мм (0,043 м).

1. Расчет остаточного срока службы изоляционного покрытия производим в следующей последовательности.

1.1. Критическое (предельное) переходное сопротивление "труба - земля" на диагностируемом участке газопровода определяем путем решения трансцендентного уравнения:

$$R_{\text{к}} = \frac{\rho_{\text{г}} \cdot D}{2} \ln \left[\frac{\pi t (D - t) \cdot R_{\text{к}}}{D^2 \cdot H \cdot 0,4 \cdot 10^{-6}} \right], \text{ Ом} \cdot \text{ м}^2 \quad (1)$$

где

$\rho_{\text{г}}$ – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом · м;

D – наружный диаметр трубопровода, м;

H – глубина от поверхности земли до верхней образующей трубопровода, м;

t – толщина стенки трубы, м.

Подставляем имеющиеся данные в формулу (1):

$$R_{\text{к}} = \frac{26 \cdot 0,168}{2} \ln \left[\frac{3,14 \cdot 0,012 (0,168 - 0,012) \cdot R_{\text{к}}}{0,168^2 \cdot 1,8 \cdot 0,4 \cdot 10^{-6}} \right], \text{ Ом} \cdot \text{ м}^2$$

После арифметических упрощений имеем:

$$R_k = 27,464 + 2,184 \ln R_k, \text{ Ом} \cdot \text{м}^2 \quad (2)$$

Решаем полученное уравнение (2) методом подбора значения R_k , обеспечивающего равенство левой и правой частей уравнения с точностью не ниже $0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$.

Принимаем величину критического переходного сопротивления равной $R_k = 35 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$, при которой правая часть уравнения (2) равна $35,229 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$, т.е. обеспечивается точность не ниже $0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$. Проверяем условие качества изоляции. В нашем случае выполняется условие $R_\phi > 2R_k$, т.к. $R_\phi = 10^7 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2 \gg 2R_k = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$.

1.2. Рассчитываем постоянную времени старения:

$$\alpha = \frac{1}{T_\phi} \ln \left[\frac{R_0 - R_k}{R_\phi - R_k} \right], \text{ год}^{-1} \quad (3)$$

где

R_0 – переходное сопротивление изоляционного покрытия в исходном состоянии. Для выполнения расчета используется реально измеренное значение R_0 либо справочное. В нашем случае $R_0 = 10^8 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ принято по ГОСТ 51164-98.

Подставляя в формулу (3) имеющиеся данные, получаем:

$$\alpha = \frac{1}{30} \ln \left[\frac{10^8 - 35}{10^7 - 35} \right] = 0,077 \text{ (год}^{-1}\text{)}$$

1.3. Расчет остаточного срока службы изоляционного покрытия по переходному сопротивлению производим по формуле:

$$t_{\text{ост}} = \frac{1}{\alpha} \ln \left[\frac{R_\phi - R_k}{R_k} \right] = \frac{1}{0,077} \ln \left[\frac{10^7 - 35}{35} \right] = 0,42 \text{ (год)} \quad (4)$$

Таким образом, из вышеприведенного расчета следует, что постепенно деградирующее изоляционное покрытие шлейфового трубопровода, измеренное в шурфе, на расстоянии примерно 1 м от места его полного отсутствия, имеет характеристики, достаточные для обеспечения пассивной защиты трубы в течение около полугода. По истечении этого срока необходимо будет принять меры либо по замене покрытия либо по интенсификации активной (катодной) защиты.

2. Расчет остаточного срока службы газопровода по изменению пластичности металла производим в следующей последовательности.

2.1. Снижение пластичности металла труб в результате старения, т.е. зависимость основных механических характеристик (σ_b и σ_T) от времени эксплуатации газопровода представляем в виде функции, значения которой определяются по формуле:

$$\psi = \frac{\sigma_T}{\sigma_b} = \frac{\sigma_{T0} + cT + eT^2}{\sigma_{b0} + aT + bT^2} + k_1 + k_2, \quad (5)$$

где a, b, c, e – параметры, отражающие процесс старения – см. табл.3 [5];

T – период время до выполнения контроля σ_b и σ_T ;

k_1 и k_2 – поправочные коэффициенты условий эксплуатации.

Значения коэффициентов k_1 и k_2 для расчета пластичности при эксплуатации газопровода в условиях, отличных от базовых, вычисляются по формулам:

– при изменении данных по температуре:

$$k_1 = (a_T t_{гр\phi} + b_T + c_T T_{гр\phi}) \Delta t, \quad (6)$$

– при изменении данных по давлению:

$$k_2 = 0,000625 \cdot T_{гр\phi} \cdot \Delta P, \quad (7)$$

где Δt , °C и ΔP , МПа – разность среднегодовой температуры грунта $t_{гр\phi}$ на уровне заложения газопровода и действующего давления $P_{гр}$ от базовых значений (20°C и 1,2 МПа): $\Delta t = |t_{гр\phi} - 20|$, °C; $\Delta P = |P_{гр} - 1,2|$, МПа;

a_T , b_T , c_T – параметры, учитывающие влияние изменения температуры на пластичность, принимаются по табл.3 [5].

Для стали группы А величины вышеуказанных параметров из табл.3 [5]:

$a = 0,4779$; $b = 0,0046703$; $c = 0,222073$; $e = 0,019853$; $a_T = 0,00000783$;
 $b_T = 0,000325$; $c_T = -0,0000105$.

Поправочные коэффициенты k_1 и k_2 :

$$k_1 = (0,00000783 \cdot 15 + 0,000325 - 0,0000105 \cdot 30) \cdot |10 - 20| = 0,0012745$$

$$k_2 = 0,000625 \cdot 30 \cdot |3,7 - 1,2| = 0,046875$$

2.2. Задавая значениями временного интервала T (T_1, T_2, \dots, T_n) от 5 до 125 (через 10), и подставляя их в формулу (7), находим ряд значений ψ ($\psi_1, \psi_2, \dots, \psi_n$), по которым на графике " $\psi - T$ " (рис.2.) строим кривую зависимости изменения $\psi = \sigma_T / \sigma_B$ от времени.

Кроме указанной кривой строим на графике кривую " $\psi_1 = \psi + 10\%$ " ($\psi + 0,1\psi$), а также три прямые " $\sigma_T / \sigma_B = 0,9$ ", " $\sigma_T / \sigma_B = \sigma_{гр\phi} / \sigma_{в\phi} = 273/407 = 0,67$ " и $T = T_{гр\phi} = 30$ лет.

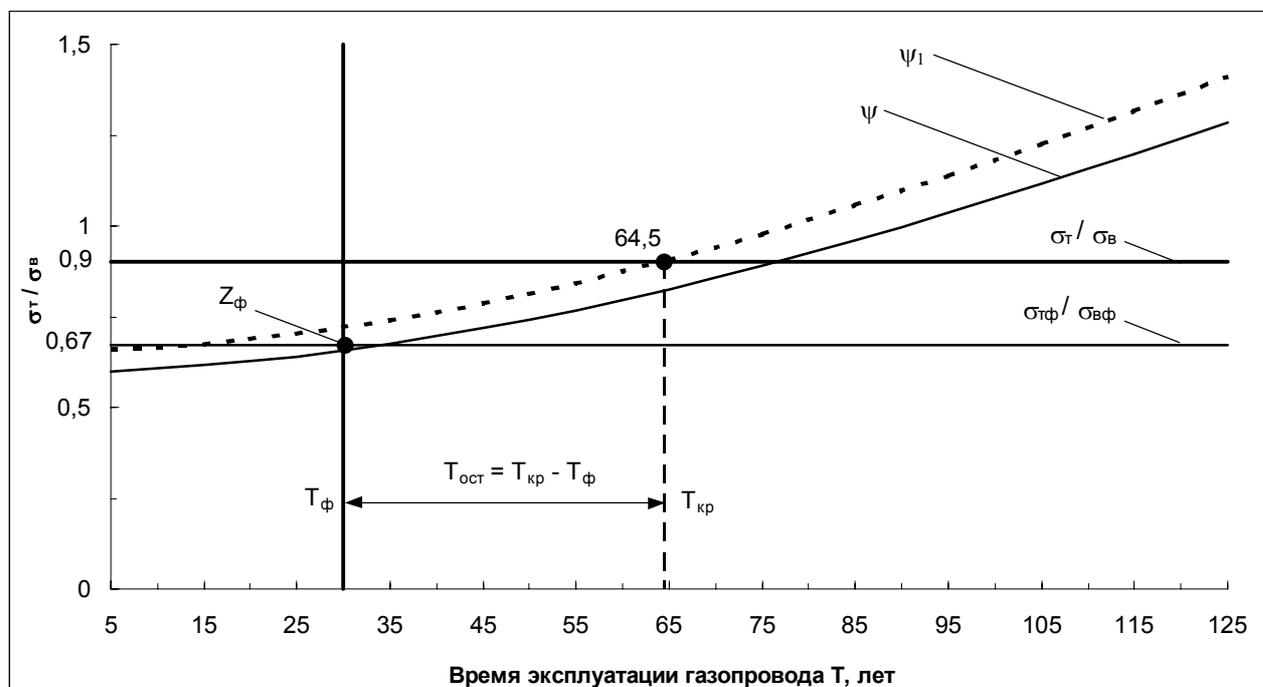


Рис. 2. График для определения остаточного срока службы трубопровода по изменению пластичности металла

2.3. Находим абсциссу точки пересечения кривой ψ_1 с прямой " $\sigma_T/\sigma_B = 0,9$ " – $T_{кр} = 64,5$ лет.

2.4. Находим точку пересечения прямой $T = T_{\phi} = 30$ лет с прямой " $\sigma_T/\sigma_B = \sigma_{T\phi}/\sigma_{B\phi} = 0,67$ " – точку Z_{ϕ} . Точка Z_{ϕ} попадает в интервал точности функции ψ . При этом уточнения параметров функции ψ не требуется.

2.5. Следовательно, остаточный срок службы трубопровода по пластичности:

$$T_{ост} = T_{кр} - T_{\phi} = 64,5 - 30 = 34,5 \text{ (лет)}.$$

3. Расчет остаточного срока службы газопровода по величине НДС при воздействии на металл трубы фронтальной (общей) коррозии производим в следующей последовательности.

3.1. Определяем начальные кольцевые напряжения в стенке газопровода:

$$\sigma_{кц0} = \frac{P(D - 2t_0)}{2t_0} = \frac{3,7(0,168 - 2 \cdot 0,012)}{2 \cdot 0,012} = 22,2 \text{ (МПа)} \quad (8)$$

где $t_0 = t = 12$ мм (0,012 м).

3.2. Определяем фактически действующие кольцевые напряжения с учетом утонения стенки трубы при фронтальной (общей) коррозии:

$$\sigma_{кц\phi} = \frac{P(D - 2t_r)}{2t_r} = \frac{3,7(0,168 - 2 \cdot 0,009)}{2 \cdot 0,009} = 29,6 \text{ (МПа)} \quad (9)$$

где $t_r = t_{\phi \text{ общ.}} = 9$ мм (0,009 м).

3.3. Определяем среднюю скорость общей коррозии:

$$V_{к \text{ общ.}} = \frac{t_0 - t_r}{T_{\phi}} = \frac{12 - 9}{30} = 0,1 \text{ (мм/год)} \quad (10)$$

3.4. Определяем максимальное время до разрушения ("время жизни") ненапряженного элемента (стенки) газопровода:

$$T_{0 \text{ max}} = \frac{t_0}{V_{к \text{ общ.}}} \left(1 - \frac{\sigma_{кц0}}{\sigma_{кцр}} \right) = \frac{12}{0,1} \left(1 - \frac{22,2}{204,75} \right) = 107 \text{ (лет)} \quad (11)$$

где $\sigma_{кцр}$ – допускаемые кольцевые рабочие напряжения, МПа.

В нашем случае $\sigma_{кцр} = 0,75 \sigma_{T\phi} = 0,75 \cdot 273 = 204,75$ (МПа).

3.5. Определяем остаточный срок службы трубопровода с учетом фронтальной (общей) коррозии и действующих напряжений:

$$T_{ост.} = T_{0 \text{ max}} \cdot \exp \left[-K_n \cdot 0,5 \left(\frac{\sigma_{кц\phi}}{\sigma_{кцр}} \right) \cdot \sigma_{кцр} \right] - T_{\phi}, \quad (12)$$

где K_n – константа рабочей среды, МПа⁻¹.

$$K_n = V / RT = 7 / 8,31 \cdot 288 = 0,00292 \text{ (МПа}^{-1}\text{)}, \quad (13)$$

V – мольный объем стали, равный 7,0 см³/моль;

R – универсальная газовая постоянная, равная 8,31 Дж/(моль · К);

T – температура трубопровода (рабочая), равная 288 К ($t_{\phi} = 15^\circ\text{C}$).

Тогда:

$$T_{\text{ост.}} = 107 \cdot \exp \left[-0,00292 \cdot 0,5 \left(\frac{29,6}{204,75} \right) \cdot 204,75 \right] - 30 = 102,5 - 30 = 72,5 \text{ (лет)}$$

4. Расчет остаточного срока службы газопровода по величине НДС при воздействии на металл трубы язвенной коррозии производим в следующей последовательности.

4.1. Определяем критическую глубину язвенного дефекта:

$$d_{\text{деф}} = t_0 - d_i \left(\frac{0,19P_{\phi}}{\sigma_{\text{max}}} \right)^{0,5} = 12 - 43 \left(\frac{0,19 \cdot 3,7}{204,75} \right)^{0,5} = 9,48 \approx 9,5 \text{ , (мм)} \quad (14)$$

где

$d_i = 43 \text{ мм (0,043 м)}$ – наибольший размер коррозионной язвы по верхней кромке;

$\sigma_{\text{max}} = 0,75\sigma_T = 0,75 \cdot 273 = 204,75 \text{ (МПа)}$.

4.2. Определяем скорость язвенной коррозии ($V_{\text{кл}}$) исходя из средней скорости общей коррозии ($V_{\text{к общ.}}$) и скорости роста дефекта в плоскости трубы ($V_{\text{д}}$):

$$V_{\text{кл}} = \frac{V_{\text{к}} + V_{\text{д}}}{2} \text{ , (мм/ГОД)} \quad (15)$$

где

$V_{\text{к}} = V_{\text{к общ.}} = 0,1 \text{ (мм/год)}$ – скорость общей коррозии (из предыдущего примера);

$V_{\text{д}} = d_i / T_{\phi} = 43 / 30 = 1,43 \text{ (мм/год)}$ – скорость роста язвенного дефекта в плоскости трубы.

Тогда:

$$V_{\text{кл}} = \frac{0,1 + 1,43}{2} = 0,765 \text{ (мм/ГОД)}$$

4.3. Определяем остаточный срок службы трубопровода (участка трубы) с учетом язвенной коррозии и действующих напряжений:

$$T_{\text{ост.}} = \frac{d_{\text{деф.}} - d_{\phi \text{ язв.}}}{V_{\text{кл}}} = \frac{9,5 - 6,2}{0,765} = 4,3 \text{ (года)}$$

Из приведенных выше расчетов остаточного срока службы конкретного трубопровода по разным показателям следует, что эти сроки значительно отличаются один от другого.

По состоянию металла минимальным является ресурс, рассчитанный исходя из имеющегося повреждения участка трубы язвенной коррозией – $T_{\text{ост. язв.}} = 4,3$ года, значительно большим является ресурс рассчитанный по фактической пластичности металла трубы – $T_{\text{ост. пласт.}} = 34,5$ года. Наконец, максимальным является ресурс, определенный исходя из имеющегося повреждения от общей коррозии – $T_{\text{ост. общ.}} = 72,5$ года. Значительно меньшим, чем даже минимальный ресурс трубы по поврежденности металла, является ресурс изоляционного покрытия – $T_{\text{ост. изол.}} = 0,42$ года.

(Определение ресурса трубопровода по изменению ударной вязкости в данном случае не выполнялось ввиду отсутствия необходимых исходных данных).

Таким образом, если считать, что предложенные в инструкции [5] способы определения остаточных сроков службы трубопровода и изоляционного покрытия достаточно надежны, то на основании выполненного комплексного расчета ресурса своевременные профилактические мероприятия, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации трубопровода, следует принимать в последовательности:

- 1) ремонт изоляции или интенсификация ЭХЗ;
- 2) ремонт участка, поврежденного язвенной коррозией;
- 3) замена труб, исчерпавших запас по пластичности (с недостаточной пластичностью);
- 4) замена труб, поврежденных общей коррозией (ввиду замены труб по п.3 данная замена может не потребоваться).

В связи с расчетом величин ресурса способами, предложенными в инструкции [5], определенный интерес представляет сравнение их с величинами ресурса, полученными другими простейшими способами [1-4,6] на основании учета износа толщины стенки трубы, превышающей отбраковочную (расчетную).

Рассчитанная по этим методикам отбраковочная толщина стенки трубопровода для случая воздействия на металл общей сероводородной коррозии составляет $t_{\text{отбр. общ.}} = 2,2$ мм, средняя скорость общей коррозии – $V_{\text{к общ.}} = 0,1$ мм/год (см. выше), минимальная остаточная толщина стенки трубы в месте повреждения – $t_{\text{ф общ.}} = 9$ мм, и остаточный срок службы (ресурс):

$$T_{\text{ост.общ.}} = \frac{t_{\text{ф общ.}} - t_{\text{отбр. общ.}}}{V_{\text{к общ.}}} = \frac{9,0 - 2,2}{0,1} = 68 \text{ (лет)}$$

Это значение ресурса является близким к полученному при расчете по инструкции [5].

Для случая воздействия на металл трубы локальной (язвенной) сероводородной коррозии составляет $t_{\text{отбр. язв.}} = 0,2t = 0,2 \cdot 12 = 2,4$ мм, средняя скорость язвенной коррозии – $V_{\text{к язв.}} = (6,2 - 2,4) / 30 = 0,21$ мм/год, минимальная остаточная толщина стенки трубы в месте повреждения – $t_{\text{ф язв.}} = 5,8$ мм, и остаточный срок службы (ресурс):

$$T_{\text{ост.язв.}} = \frac{t_{\text{ф язв.}} - t_{\text{отбр. язв.}}}{V_{\text{к язв.}}} = \frac{5,8 - 2,4}{0,21} = 16,2 \text{ (лет)}$$

В данном случае ресурс значительно больший, чем в случае расчета по инструкции [5].

В этой связи необходимо отметить, что определенное сомнение вызывает правильность формулы (18) для определения скорости язвенной коррозии в инструкции [5] (формулы (15) в настоящем докладе). Из практики коррозионных исследований хорошо известно, что рост локальных коррозионных язв "вглубь" и "вширь" практически никогда не бывает пропорциональным во времени: язва в основном растет вглубь. Поэтому использование скорости роста язвы в диаметральном направлении в числителе формулы (18) представляется недостаточно корректным, так как в ряде случаев (при больших диаметрах язв) будет приводить к существенному занижению реального ресурса трубы.

В то же время очевидно, что без дополнительных систематических наблюдений и уточнений нельзя с достаточной достоверностью утверждать, что какая-то методика расчета ресурса более точна, чем другая, и наоборот.

Это относится ко всем другим случаям определения ресурса в связи с тем, что коррозионные процессы и процессы деградации металла не стабильны во времени и зависят от многих факторов, изменяющихся при эксплуатации.

Таким образом, в докладе на конкретных примерах рассмотрены некоторые новые подходы к определению остаточных сроков службы подземного трубопровода по различным показателям.

Эти сроки должны учитываться при назначении:

- а) ресурса работы трубопровода до следующего (очередного) диагностирования;
- б) мероприятий по обеспечению безопасности при эксплуатации трубопровода до следующего диагностирования, в том числе дат, объемов и методов ремонта, а также плано-предупредительного контроля параметров дефектных, т.е. потенциально-опасных участков, оставленных в подконтрольной эксплуатации.

В то же время должны вестись постоянные исследования, направленные на уточнение и совершенствование методик расчетов остаточного ресурса с целью повышения их достоверности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Митрофанов А.В., Киченко С.Б. Расчет остаточного ресурса трубопроводов, эксплуатирующихся на объектах ООО "Оренбурггазпром" // Безопасность труда в промышленности. - 2001. - №3. - С.30-32.
2. Гафаров Н.А., Митрофанов А.В., Киченко С.Б. К расчету остаточного ресурса сосудов и трубопроводов, эксплуатирующихся на различных промышленных объектах // 9-я Международная деловая встреча "Диагностика-99" (Сочи, апрель 1999 г.). Диагностика энергомеханического оборудования и надежности КС. - Том 3. - ООО "ИРЦ Газпром". - Москва, 1999. - С.252-267.
3. Митрофанов А.В., Киченко С.Б. Принципы прогнозирования работоспособности подземных трубопроводов по результатам электрометрических и внутритрубных обследований // Практика противокоррозионной защиты. - 2000. - №4(18). - С.18-32.
4. Оценка остаточной работоспособности поврежденных трубопроводов с помощью "критерия В31G" / Гафаров Н.А., Тычкин И.А., Митрофанов А.В., Киченко С.Б. // Безопасность труда в промышленности. - 2000. - №3. - С.47-50.
5. Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов. РД 12-411-01. - М.: Госгортехнадзор России, НТЦ "Промышленная безопасность". - 2001. - 116 с.
6. Методика оценки ресурса остаточной работоспособности технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств. - ВНИКТИНефтехимоборудование, Волгоград, 1992 г.