

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
КАФЕДРА «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»**

## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**к выполнению домашнего задания**

**«ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА  
ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА»**

**Омск 2015 г.**

## СОДЕРЖАНИЕ

1 Исходные данные .....	3
2 Определение остаточного ресурса изоляции .....	4
2.1 Методика расчета .....	4
2.2 Расчет остаточного срока службы изоляционного покрытия .....	5
3 Расчет остаточного срока службы газопровода по изменению пластичности металла .....	6
3.1 Методика расчета .....	6
3.2 Расчет остаточного срока службы газопровода по изменению пластичности металла .....	8
4 Расчет остаточного срока службы газопровода по изменению ударной вязкости металла.....	9
4.1 Методика расчета .....	9
4.2 Расчет остаточного срока службы по изменению ударной вязкости.....	10
5 Расчет остаточного срока службы газопровода при действии фронтальной (общей) коррозии металла.....	12
5.1 Методика расчета .....	12
5.2 Расчет остаточного срока службы при действии фронтальной коррозии .....	13
6 Расчет остаточного срока службы газопровода при наличии язвенной (питтинговой) коррозии металла.....	14
6.1 Методика расчета .....	14
6.2 Расчет остаточного срока службы при наличии язвенной коррозии .....	14
Заключение.....	15

## I Исходные данные

Обозначения:  $D \times \delta$  – диаметр, толщина стенки трубы;  $H$  – глубина заложения трубы;  $T_{\text{ф}}$  – рабочая температура;  $t$  – время эксплуатации;  $\sigma_{\text{т}} / \sigma_{\text{в}}$  – отношение фактических напряжений в результате эксплуатации;  $\rho_{\text{г}}$  – среднее удельное сопротивление в месте повреждения изоляции;  $d_{\text{ф}}$  – усреднённая глубина фронтальной (общей) коррозии;  $d_{\text{ф.яз}}$  – глубина язвенной коррозии в зоне действия фронтальной (общей) коррозии.

Исходные данные:

Ва риант	$D \times \delta$ , мм	$H$ , м	Изоляция труб-да	$T_{\text{ф}}$ , °C	$t$ , год	$\sigma_{\text{т}} /$ $\sigma_{\text{в}}$	$\rho_{\text{г}}$ , Ом· м	$d$ ф, мм	$d$ ф.яз, мм
11	219× 6	1,0	Полиэтилен эстр.	10	25	0, 6	45	1, 5	2, 2

Группа стали: А – для нечётных вариантов; В – для чётных вариантов;  
фактическое сопротивление «грунт-труба», замеренное в шурфе  $10^2 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ ,  $1,5 \cdot 10^2 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$  – для чётных и нечётных вариантов, соответственно; длина коррозионной язвы – 48 мм (для всех вариантов).



# РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ГАЗОПРОВОДА

## 1. Определение остаточного ресурса изоляции

1.1. Состояние изоляционного покрытия оценивается по фактическому переходному сопротивлению  $R_{\phi}$  в сравнении с критическим (предельным)  $R_k$  значением конечного переходного сопротивления труба-грунт.

Критическое (предельное) переходное сопротивление на диагностируемом участке газопровода вычисляется решением трансцендентного уравнения

$$R_k = \frac{\rho_r D}{2} \ln \left[ \frac{\pi h (D - h) R_k}{D^2 H \cdot 0,4 \cdot 10^{-6}} \right], \quad (1)$$

где  $\rho_r$  — удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

$D$  — наружный диаметр трубопровода, м;

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

$h$  — толщина стенки трубы, м.

Решать уравнение следует методом подбора значения  $R_k$ , обеспечивающего равенство левой и правой частей уравнения с точностью 0,5.

Если фактическое значение переходного сопротивления меньше критического ( $R_{\phi} < R_k$ ), делается вывод о полной деградации изоляционного покрытия на данном участке газопровода.

Если  $2R_k \geq R_{\phi} \geq R_k$ , то покрытие находится на пределе защитных свойств. Если  $R_{\phi} > 2R_k$  и имеется только пассивная защита газопровода, то рассчитывается остаточный срок службы изоляционного покрытия.

1.2. Расчет остаточного срока службы изоляционного покрытия по переходному сопротивлению ( $t_{\text{ост}}$ , год) проводится по формуле

$$t_{\text{ост}} = \frac{1}{\alpha} \ln \left[ \frac{R_{\phi} - R_k}{R_k} \right], \quad (2)$$

где  $\alpha$  — постоянная времени старения (год<sup>-1</sup>), рассчитываемая по формуле

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

где  $R_0$  — переходное сопротивление изоляционного покрытия на законченном строительстве участка газопровода. Берется реально измеренное  $R_0$  значение для данного участка, либо принимается по табл. 1;

$t_{\phi}$  — фактическое время эксплуатации газопровода до начала диагностирования, год.

Таблица 1

Переходное сопротивление изоляционного покрытия  $R_0$ 

Основа покрытия	Переходное сопротивление, $\text{Ом}\cdot\text{м}^2$
Битумные мастики	$5\cdot 10^4$
Полимерные рулонные материалы	$10^5$
Полиэтилен экструдированный	$3\cdot 10^5$
Стеклоэмаль	$10^3$



## 2. Расчет остаточного срока службы газопровода по изменению пластичности металла

Определение физико-механических свойств металла приведено для условий: температура 20 °С, избыточное давление для природного газа - 1,2 МПа, для паров, содержащих сероуглерод - 1,6 МПа. Другие условия эксплуатации газопровода учитываются применением соответствующих поправочных коэффициентов  $k_1, k_2, K_3, K_4$  в формулах (4), (10).

Исходные механические характеристики металла труб в начале эксплуатации ( $\sigma_{т0}, \sigma_{в0}, a_{н0}$ ) принимаются по исполнительной документации на газопровод (данные базового шурфа или сертификата качества) и, как исключение, при отсутствии их — по минимальным значениям механических характеристик стальных труб, приведенным в табл. 2, в которой для упрощения расчетов марки сталей всех степеней раскисления объединены в две группы по близости механических свойств.

Таблица 2

Минимальные значения механических характеристик стальных труб  
(средние по маркам стали)

Группа	Марка стали	Минимальные нормативные механические характеристики		
		Предел текучести $\sigma_{т0}$ , МПа	Временное сопротивление $\sigma_{в0}$ , МПа	Ударная вязкость $a_{н0}$ (КСУ), Дж/см <sup>2</sup>
А	Ст3, Ст4 ГОСТ 380, сталь 20 ГОСТ 1050	216	362	78,4
Б	Ст2 ГОСТ 380, сталь 10 ГОСТ 1050	196	314	78,4

При длительной эксплуатации газопровода происходят деградационные изменения свойств металла труб, в том числе: снижение пластичности, выраженной в сближении величин предела текучести  $\sigma_t$  и временного сопротивления  $\sigma_b$ ; снижение ударной вязкости  $a_n$  (КСУ).

Допустимые значения перечисленных критериев, приведенных к температуре 20 °С, для труб из малоуглеродистой стали должны быть в пределах:  $\sigma_{тф} / \sigma_{вф} \leq 0,9$ ;  $a_{нф} (КСУ)_{20^{\circ}C} \geq 30$  Дж/см<sup>2</sup>.



Предельно допустимые значения фактических кольцевых напряжений ( $\sigma_{\text{кцф}}$ ) в стенке газопровода должны быть не более  $0,75 \sigma_T$ .

Снижение пластичности металла труб в результате старения, т. е. зависимость основных механических характеристик ( $\sigma_B$ ,  $\sigma_T$ ) от времени эксплуатации газопровода, можно представить в виде функции, значения которой определяются по формуле

$$\psi = \frac{\sigma_T}{\sigma_B} = \frac{\sigma_{T0} + ct + et^2}{\sigma_{B0} + at + bt^2} + k_1 + k_2, \quad (4)$$

где  $\alpha$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $e$  параметры, отражающие процесс старения, значения

— которых приведены в табл. 3;

$k_1$  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

$$k_1 = (\alpha_T T_\phi + b_T + c_T t) \Delta T, \quad (5)$$

при изменении данных по давлению

$$k_2 = 0,000625 t \Delta P, \quad (6)$$

где  $\Delta T$ , °С и  $\Delta P$ , — разность среднегодовой температуры грунта  $T_\phi$  МПа на уровне заложения газопровода и действующего давления  $P_\phi$  от базовых значений (20 °С и 1,2 МПа):  $\Delta T = T_\phi - 20^\circ\text{C}$ ;  $\Delta P = P_\phi - 1,2$ ;

$\alpha_T$ ,  $b_T$ ,  $c_T$  — параметры, учитывающие влияние изменения температуры на пластичность, принимаются по табл. 3.

Таблица 3

Параметры для расчета фактических механических свойств металла по пластичности

Параметры	Величина для стали	
	Группа А	Группа Б
$\alpha$	0,4779	0,56251
$b$	0,0046703	0,005922
$c$	0,222073	0,237626
$e$	0,019853	0,019036
$\alpha_T$	0,00000783	0,00000787
$b_T$	0,000325	0,000365
$c_T$	-0,0000105	-0,0000121

Определение остаточного срока службы, представленное на рис. 1 и 2, производится путем построения при помощи ПЭВМ графика функции  $\psi$ , формула (4), с интервалом точности (+10 %) в виде двух кривых:  $\psi$  и  $\psi_1$  — верхней границы 10%-ного интервала точности кривой  $\psi$  в координатах « $\sigma_T/\sigma_B$ » —

время» и двух прямых, построенных в тех же координатах, параллельных оси абсцисс:  $\sigma_{\tau}/\sigma_{\nu} = 0,9$  и  $\sigma_{\tau}/\sigma_{\nu} = \sigma_{\tau\phi}/\sigma_{\nu\phi}$ . Значения  $\sigma_{\tau\phi}$  и  $\sigma_{\nu\phi}$  получены по данным шурфового контроля в ходе диагностирования.



### 3. Расчет остаточного срока службы газопровода по изменению ударной вязкости металла

Снижение трещиностойкости (ударной вязкости) металла труб в результате старения, т. е. зависимость ударной вязкости  $a_n$  от времени эксплуатации газопровода можно представить в виде

$$a_n = \begin{cases} \gamma t^2 + \eta t + a_{n0}, & 0 \leq t < 5 \\ \mu \exp(-(\lambda + \beta t^3)), & t \geq 5, \end{cases} \quad (7)$$

где  $\lambda$ ,  $\beta$ ,  $\mu$ , — параметры, отражающие процесс старения  $\gamma$ ,  $\eta$ , относительно исходного значения ударной вязкости  $a_{n0}$ , приведены в табл. 4.

Таблица 4  
Параметры, необходимые для определения ударной вязкости

Параметр	Группа А	Группа Б
$\gamma$	$-0,002932a_{n0}$	$-0,0046572a_{n0}$
$\eta$	$0,0127966a_{n0}$	$0,0423572a_{n0}$
$\mu$	$1,025088a_{n0}$	$0,9989a_{n0}$
$\lambda$	$0,0001435a_{n0}$	$0,001612a_{n0}$
$\beta$	$0,0000000056a_{n0}$	$0,0000000053a_{n0}$
$n_T$	0,015	0,015
$u_T$	0,0121	0,0057
$m_T$	-0,9	-1

Исходное значение ударной вязкости  $a_{n0}$  выбирается по данным базового шурфа или по табл.2.

При эксплуатации газопровода в условиях, отличных от базовых, расчетные значения ударной вязкости изменяются на величину поправочных коэффициентов  $K_3$  и  $K_4$ , которые определяются по формулам:

при отличии температуры  $T_\phi$  от базовой ( $T_\phi \neq 20^\circ\text{C}$ )

$$K_3 = (n_T T_\phi + m_T + u_T t) \cdot \Delta T \quad (8)$$

и при отличии давления от базового  $P \neq 1,2\text{МПа}$  (для сероуглерода - 1,6 МПа)

$$K_4 = -0,08867 \cdot t \cdot \Delta P, \quad (9)$$

где  $n_T$ ,  $m_T$ , параметры, учитывающие влияние изменения

$u_T$  — температуры на ударную вязкость (приведены в табл.

4).

И тогда

$$a_{n\phi} = a_{n0} + K_3 + K_4, \quad (10)$$

где  $a_{n\phi}$  — фактическая величина ударной вязкости материала в точке замера, Дж/см<sup>2</sup>.



Определение остаточного срока службы, представленное на рис. 3 и 4, производится путем построения при помощи ПЭВМ графика функции  $a_n$  формула (7), с интервалом точности (-10 %) в виде двух кривых:  $a_n$ , формула (7), и  $a_1$  — нижней границы 10%-ного интервала точности кривой  $a_n$  в координатах «ударная вязкость — время» и двух прямых, построенных в тех же координатах, параллельных оси абсцисс:  $a_n = 30 \text{ Дж/см}^2$ ;  $a_n = a_{нф}$ . Значение  $a_{нф}$  получено по данным шурфового контроля в ходе диагностирования.

Пусть  $t_{кр}$  — абсцисса точки пересечения кривой  $a_1$  с прямой  $a_n = 30 \text{ Дж/см}^2$ . Определяем точку пересечения прямых  $t = t_{ф}$  и  $a_n = a_{нф}$ . В случае, когда указанная точка попадает в интервал точности функции по формуле (7) или в область над кривой  $a_n$ , разность  $t_{кр} - t_{ф}$  дает искомую величину остаточного срока службы  $t_{ост} = t_{кр} - t_{ф}$ . Если же полученная точка окажется за пределами интервала точности (в области под кривой  $a_1$ ), следует уточнить параметры табл. 4, используемых в функции формулы (7) или вместо  $t_{ф}$  использовать для расчета условно-фактическое время эксплуатации газопровода  $t_{уф}$ , равное абсциссе точки пересечения кривой  $a_1$  с прямой  $a_n = a_{нф}$ . В этом случае  $t_{ост} = t_{кр} - t_{уф}$ .

#### 4. Расчет остаточного срока службы газопровода при действии фронтальной (общей) коррозии металла

Остаточный срок службы  $t_{ост}$  с учетом сплошной коррозии и действующих напряжений имеет вид

$$t_{ост} = t_0 \exp \left( -K_n \cdot 0,5 \left( \frac{\sigma_{кцф}}{\sigma_{max}} \right)^{0,5} \sigma_{max} \right) - t_{ф}, \quad (11)$$

где  $\sigma_{max} = 0,75\sigma_T$ ;  $t_0$  — максимальное время до разрушения ненапряженного элемента конструкции (газопровода) в годах, определяемое по формуле

$$t_0 = \frac{h_0}{V_k} \left( 1 - \frac{\sigma_{кц0}}{\sigma_{max}} \right), \quad (12)$$

$\sigma_{кцф}$  — фактически действующие кольцевые напряжения, МПа, с учетом утонения стенки трубы при сплошной коррозии вычисляются по формуле

$$\sigma_{кцф} = \frac{P(D - 2h_0)}{2h_T} \quad (13)$$

где  $D$  — наружный диаметр газопровода, мм;

$\sigma_{кц0}$  — начальное кольцевое напряжение, МПа, определяемое по формуле

$$\sigma_{кц0} = \frac{P(D - 2h_0)}{2h_0} \quad (14)$$

где  $h_0$  — толщина стенки трубы в начале эксплуатации, мм;

$V_k$  — средняя скорость коррозии, мм/год, определяемая по формуле



$$V_k = \frac{h_0 - h_T}{t_\Phi} \quad (15)$$

где  $h_T$  — толщина стенки трубы в зоне наибольших повреждений (дефекта), мм);

$\sigma_{кшр}$  — допускаемое рабочее кольцевое напряжение, МПа;

$K_n$  — константа рабочей среды, МПа<sup>-1</sup>, определяемая по формуле

$$K_n = \frac{V}{RT} \quad (16)$$

где  $V$  — мольный объем стали, равный 7,0 см<sup>3</sup>/моль;

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

$T$  — фактическая температура при эксплуатации  $T_\Phi$  (К).

### 5. Расчет остаточного срока службы газопровода при наличии язвенной (питтинговой) коррозии металла

Повреждения труб в виде коррозионных язв (питтингов) приводят к неравномерному распределению напряжений в стенке газопровода, увеличивая их в местах наиболее глубоких повреждений.

Остаточный срок службы с учетом язвенной (питтинговой) коррозии и действующих напряжений определяется по формуле

$$t_{ост} = \frac{(h_{деф} - h_{тр})}{V_{к1}}, \quad (17)$$

где  $h_{деф}$  — критическая глубина дефекта при действующем уровне напряжений, мм;

$h_{тр}$  — глубина дефекта в зоне максимальных повреждений, мм;

$V_{к1}$  — скорость коррозии, вычисляемая по формуле (15) и скорости роста дефекта в плоскости трубы  $V_d = d_i/t_\Phi$ .

$$V_{к1} = \frac{V_k + V_d}{2}; \quad (18)$$

$$h_{деф} = h_0 - d_i \left( \frac{0,19 P_\Phi}{\sigma_{max}} \right)^{0,5}, \quad (19)$$

где  $d_i$  — наибольший размер коррозионной язвы по верхней кромке, мм;  $\sigma_{max} = 0,75\sigma_T$ .



## Заключение

За остаточный срок службы газопровода принимается минимальное значение из остаточных сроков службы, рассчитанных по каждому из параметров: пластичности металла труб; ударной вязкости металла; напряженно-деформированному состоянию при наличии фронтальной коррозии; локальному напряженно-деформированному состоянию в местах коррозионных язв (питтингов).

При ремонте или замене (вырезке) пораженного язвенной или фронтальной коррозией участка расчет остаточного срока службы металла труб для этого участка не производится, а определение остаточного срока службы производится по другим параметрам.

Результаты расчета остаточного срока службы газопровода достоверны при рабочем давлении газа, создающем напряжения в стенке трубы не более  $0,3\sigma_v$ .

Пораженный язвенной коррозией участок необходимо заменить не позднее чем через два года.

Минимальное значение из остаточных сроков службы, рассчитанных по остальным параметрам составляет  года и этим параметром является пластичность металла труб газопровода.

Таким образом остаточный срок службы газопровода равен  года.

## Домашнее задание

### Определение остаточного срока эксплуатации газопровода

Обозначения:  $D \times \delta$  – диаметр, толщина стенки трубы;  $H$  – глубина заложения трубы;  $T_{\phi}$  – рабочая температура;  $t$  – время эксплуатации;  $\sigma_t / \sigma_n$  – отношение фактических напряжений в результате эксплуатации;  $\rho_r$  – среднее удельное сопротивление в месте повреждения изоляции;  $d_{\phi}$  – усреднённая глубина фронтальной (общей) коррозии;  $d_{\phi,яз}$  – глубина язвенной коррозии в зоне действия фронтальной (общей) коррозии.

Вар-	$D \times \delta$ , мм	$H$ , м	Изоляция труб-да	$T_{\phi}$ , °C	$t$ , год	$\sigma_t / \sigma_n$	$\rho_r$ , Ом·м	$d_{\phi}$ , мм	$d_{\phi,яз}$ , мм
1.	168×6	1,0	Мастика битум	5	20	0,65	50	2	2,8
2.	219×9	2,0	Полим. рул. мат	10	25	0,6	45	2	3,2
3.	273×12	3,0	Полиэтилен эстр.	15	50	0,82	25	3	6
4.	168×9	2,5	Стеклоэмаль	5	35	0,7	30	2	3,8
5.	219×6	1,5	Мастика битум	10	25	0,68	35	2	3,2
6.	273×9	1,0	Полим. рул. мат	15	30	0,75	40	3	4,9
7.	168×6	2,0	Полиэтилен эстр.	5	45	0,85	30	1,5	3
8.	219×9	3,0	Стеклоэмаль	10	30	0,80	48	3,5	4,8
9.	273×12	2,5	Мастика битум	15	50	0,85	45	4	5,5
10.	168×9	1,5	Полим. рул. мат	5	35	0,65	50	2	2,8
11.	219×6	1,0	Полиэтилен эстр.	10	25	0,6	45	1,5	2,2
12.	273×9	2,0	Стеклоэмаль	15	30	0,82	25	3	4,5
13.	168×6	3,0	Мастика битум	5	45	0,7	30	2	3,8
14.	219×9	2,5	Полим. рул. мат	10	30	0,68	35	2,2	4,2
15.	273×12	1,5	Полиэтилен эстр.	15	35	0,75	40	3	5,9
16.	168×9	1,0	Стеклоэмаль	5	25	0,85	30	1,5	3
17.	219×6	2,0	Мастика битум	10	30	0,65	48	2,5	3,8
18.	273×9	3,0	Полим. рул. мат	15	45	0,85	45	4	5,2
19.	168×6	2,5	Полиэтилен эстр.	5	30	0,64	50	2	3,8
20.	219×9	1,5	Стеклоэмаль	10	50	0,8	45	3,0	4,6
21.	273×12	1,0	Мастика битум	15	35	0,82	25	3,5	5,2
22.	168×9	2,0	Полим. рул. мат	5	25	0,7	30	3,5	4,9
23.	219×6	3,0	Полиэтилен эстр.	10	30	0,68	35	2,1	3,1
24.	273×12	2,5	Стеклоэмаль	15	45	0,75	40	4	5,2
25.	168×9	1,5	Полиэтилен эстр.	10	30	0,85	30	2,8	4,1
26.	273×9	3,0	Мастика битум	10	30	0,8	48	3,5	4,2
27.	168×6	2,5	Полим. рул. мат	15	45	0,82	45	2,5	3,1

Группа стали: А-для нечётных вариантов; В – для чётных вариантов; фактическое сопротивление «грунт-труба», замеренное в шурфе  $10^2$  Ом·м<sup>2</sup>,  $1,5 \cdot 10^2$  Ом·м<sup>2</sup> – для чётных и нечётных вариантов, соответственно; длина коррозионной язвы - 48 мм (для всехвариантов).

