

# АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Д. В. Выборнов, к.т.н., доцент; М. С. Марченко, магистрант

ГОУ ВПО «Донбасская национальная академия строительства и архитектуры», г. Макеевка

**Аннотация.** Основная причина разрушения линейной части теплоэнергетических систем – коррозионный износ металла трубы. В связи с применением в последнее время герметичных теплоизоляционных конструкций трубопроводов (с наружной стороны трубы) их остаточный ресурс зачастую определяется коррозионным износом на внутренней «незащищенной» стороне труб, оценка скорости которого чрезвычайно важна для прогнозирования аварийных ситуаций и планирования ремонтов участков линейной части системы.

В данной статье рассматриваются вопросы надежности трубопроводов тепловых сетей, транспортирующих высокотемпературную воду. Рассмотрены некоторые факторы, влияющие на надежность и срок эксплуатации тепловых сетей. На основании проведенных расчетов установлена зависимость потока отказов от диаметра труб, типа изоляции трубопровода, условий и среды, в которой находится трубопровод, и срока его эксплуатации, рассмотрена методика прогнозирования отказов систем теплоснабжения, учитывающая интенсивность внутреннего коррозионного износа, а также представлены результаты расчета по ней. Также проведена оценка скорости внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей. Методика применима для труб из углеродистой конструкционной стали.

**Ключевые слова:** теплотрасса, параметр потока отказов, коррозия трубопровода, теплоизоляция, надежность, прогнозирование.



*Выборнов  
Дмитрий  
Владимирович*

## ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

Трубопроводы являются одним из важных элементов системы теплоснабжения. В настоящее время проблемой существующих сетей теплоснабжения является тот факт, что они выполнены из стали, в следствии чего сети подвергаются большому коррозионному износу. С точки зрения повышения надежности наиболее целесообразным представляется их выполнение из пластика, преимуществом которого является большой нормативный срок службы (25-50 лет), т.е. высокая стойкость к наружной и внутренней коррозии. Следовательно, низкая надежность тепловых сетей является серьезной эксплуатационной проблемой, приводит к существенным экономическим убыткам. Эксплуатация низкоэффективного основного и вспомогательного оборудования приводит к повышению потребления топливно-энергетических ресурсов. Проблему надежности тепловых сетей необходимо рассматривать как ряд взаимосвязанных факторов, которые влияют на неё.

Цель исследования: выполнить анализ факторов, влияющих на интенсивность отказов трубопроводов теплотрасс, находящихся в различных условиях эксплуатации.

## ОСНОВНОЙ МАТЕРИАЛ ИССЛЕДОВАНИЯ

Рассматривается влияние условий эксплуатации трубопровода на надёжность тепловых сетей (ТС). Условия эксплуатации представлены наличием определённых разрушающих факторов. К таким разрушающим факторам следует отнести наличие грунтовых вод, блуждающих токов и материал теплоизоляции.

Ранее в статье [1] на основании полученных статистических данных об отказах трубопроводов теплосетей позволили установить для «сухих» и обводнённых грунтов следующие зависимости потока отказов  $\gamma$  от диаметра  $d_y$ , мм, трубопровода:

– для «сухих» грунтов (трубопровод проложен выше уровня грунтовых вод)

$$\lambda(d_y) = 0,457 - 1,5 \cdot 10^{-3} d_y + 1,2906 \cdot 10^{-6} d_y^2, \quad (1)$$

– для обводнённых грунтов (трубопровод проложен ниже уровня грунтовых вод)

$$\lambda(d_y) = 0,5813 - 1,7738 \cdot 10^{-3} d_y + 1,5192 \cdot 10^{-6} d_y^2, \quad (2)$$



*Марченко  
Маргарита Сергеевна*

Другой разрушающий фактор – это блуждающие токи. Для грунтов с блуждающими токами получена формула для потока отказов теплопроводов:

$$\lambda(d_y) = 0,613 - 1,2558 \cdot 10^{-3} d_y + 7,3308 \cdot 10^{-7} d_y^2, \quad (3)$$

На рисунке 1 представлены результаты расчетов зависимости параметра отказов,  $(\text{км}\cdot\text{год})^{-1}$ , от диаметра,  $d_y$ , мм, трубопровода. Из рисунка видно, что с увеличением диаметра трубопровода значение параметра потока отказов уменьшается.

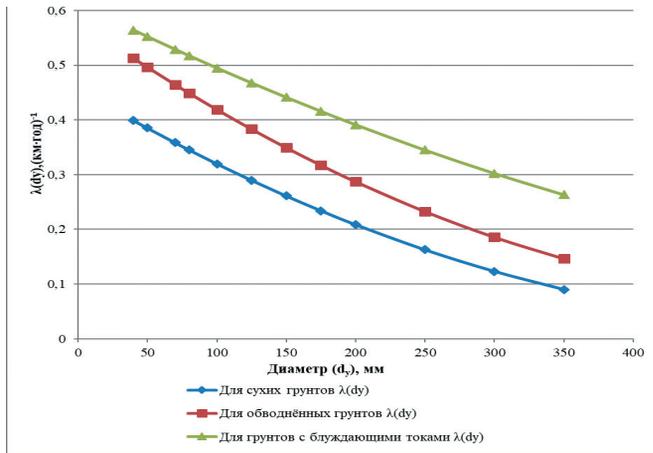


Рис. 1. Зависимость параметра потока отказов  $\lambda$   $(\text{км}\cdot\text{год})^{-1}$ , от диаметра  $d_y$ , мм, трубопровода

В данной работе представлена разработанная методика прогнозирования отказов систем теплоснабжения (СТС), в которой учёт местных условий эксплуатации трубопроводов СТС, в том числе и дополнительных разрушающих факторов, выполнен в виде поправочных коэффициентов. Скорость разрушения трубопроводов в разных условиях эксплуатации будет различной. Таким образом, если взять за единицу поток отказов участка, проложенного в «сухом» грунте без блуждающих токов, то предсказать поток отказов для трубы такого же диаметра, проложенного ниже уровня грунтовых вод (УГВ), можно, если ввести поправочный коэффициент  $K_{y2g}$ , который определится как частное от деления экспериментальной зависимости потока отказов во влажном грунте на зависимость потока отказов в «сухом» грунте.

$$K_{y2g} = \frac{0,5813 - 1,7738 \cdot 10^{-3} d_y + 1,5192 \cdot 10^{-6} d_y^2}{0,457 - 1,5 \cdot 10^{-3} d_y + 1,2906 \cdot 10^{-6} d_y^2}, \quad (4)$$

где  $d_y$  – условный диаметр трубопровода, мм.

Трамвайные пути и электрифицированные железные являются источником блуждающих токов. Влияние данного фактора при прогнозировании потока отказов трубопровода, можно учесть коэффициентом  $K_{6т}$ , который определяется путём деления потока отказов трубопровода при наличии блуждающих токов на поток отказов трубопровода в «сухом» грунте без блуждающих токов

$$K_{изол}^a = \frac{0,6143 - 1,4641 \cdot 10^{-4} d_y + 1,1154 \cdot 10^{-6} d_y^2}{0,457 - 1,5 \cdot 10^{-3} d_y + 1,2906 \cdot 10^{-6} d_y^2}, \quad (5)$$

Как показывает практика, существует зависимость между потоком отказов, временем эксплуатации трубопроводов и типом теплоизоляции. Поскольку основным разрушающим фактором является коррозия, то можно сделать вывод, что на износ трубы, а значит и поток отказов, будет влиять материал теплоизоляции. Конечно, материал изоляции не является непосредственной причиной коррозии, он лишь оказывает сопротивление влаге грунта, инфильтрующейся в канал.

Для некоторых типов теплоизоляции получены выражения для коэффициентов  $K_{изол}$ :

– для армопенобетона

$$K_{изол}^a = \frac{0,6143 - 1,4641 \cdot 10^{-4} d_y + 1,1154 \cdot 10^{-6} d_y^2}{0,457 - 1,5 \cdot 10^{-3} d_y + 1,2906 \cdot 10^{-6} d_y^2}, \quad (6)$$

– для фенольного поропласта

$$K_{изол}^ф = \frac{0,8061 - 1,9874 \cdot 10^{-3} d_y + 1,5427 \cdot 10^{-6} d_y^2}{0,457 - 1,5 \cdot 10^{-3} d_y + 1,2906 \cdot 10^{-6} d_y^2}, \quad (7)$$

– для битумоперлита

$$K_{изол}^б = \frac{0,4963 - 1,5078 \cdot 10^{-3} d_y + 1,4404 \cdot 10^{-6} d_y^2}{0,457 - 1,5 \cdot 10^{-3} d_y + 1,2906 \cdot 10^{-6} d_y^2}, \quad (8)$$

– для полимербетона

$$K_{изол}^п = \frac{0,2705 - 1,0866 \cdot 10^{-3} d_y + 1,1192 \cdot 10^{-6} d_y^2}{0,457 - 1,5 \cdot 10^{-3} d_y + 1,2906 \cdot 10^{-6} d_y^2}, \quad (9)$$

Для определения потока отказов трубопроводов с различным типом изоляции, наличием грунтовых вод и блуждающих токов получена зависимость:

$$\lambda = \lambda_0 \cdot K_{изол} \cdot \ln(2,812 K_{y2g}) \cdot \ln(3,044 K_{6т}), \quad (10)$$

где  $\lambda_0$  – поток отказов в сухом грунте без блуждающих токов, который определяется в зависимости от диаметра теплопровода по (1);

$K_{изол}$  – корректировочный коэффициент, учитывающий изменение потока отказов в зависимости от типа изоляции; если трубы изолированы минеральной ватой  $K_{изол} = 1$ , для другого типа изоляции определяется по (6-9);

$K_{y2g}$  – корректировочный коэффициент, учитывающий положение уровня грунтовых вод относительно трубопровода: если УГВ выше оси трубопровода, коэффициент определяется по формуле (4), если ниже («сухие» грунты), то член  $\ln(2,812 K_{y2g})$  следует исключить;

$K_{6т}$  – корректировочный коэффициент, учитывающий влияние блуждающих токов; если блуждающие токи присутствуют, то коэффициент определяется по формуле (5), в противном случае член  $\ln(3,044 K_{6т})$  следует исключить.

На рис. 2 изображены результаты расчетов коэффициентов, учитывающих условия эксплуатации трубопровода.

Рассмотрим также влияние типа и способа теплоизоляции на параметр потока отказов трубопроводов тепловых сетей.

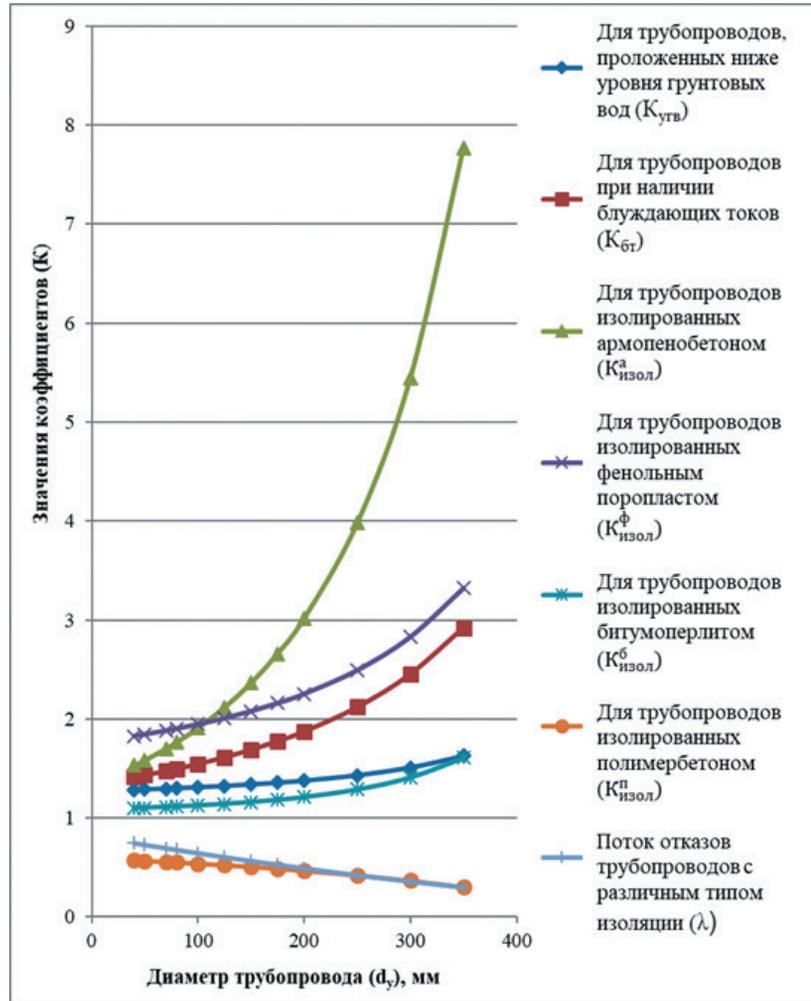


Рис. 2. Зависимость коэффициентов, учитывающих условия эксплуатации трубопровода, от диаметра

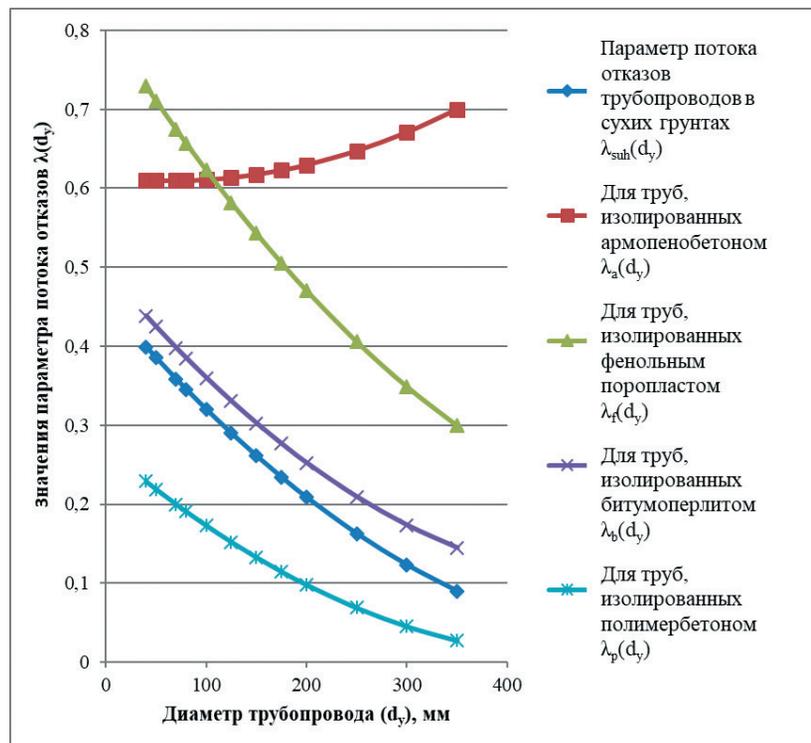


Рис. 3. График зависимости параметров потока отказов  $\lambda$  ( $\text{км}\cdot\text{год}$ )<sup>-1</sup>, от диаметра  $d_y$ , мм, трубопровода, изолированного различным типом изоляции

Можно предположить, что существует зависимость между параметром потока отказов, временем эксплуатации трубопроводов и типом теплоизоляции [2]. Получены следующие зависимости:

– для труб с минераловатной изоляцией (1);

– для труб, изолированных армопенобетоном

$$\lambda_a(d_y) = 0,6143 - 1,4641 \cdot 10^{-4} d_y + 1,1154 \cdot 10^{-6} d_y^2, \quad (11)$$

– для труб, изолированных фенольным поропластом

$$\lambda_f(d_y) = 0,8061 - 1,9874 \cdot 10^{-3} d_y + 1,5427 \cdot 10^{-6} d_y^2, \quad (12)$$

– для труб, изолированных битумоперлитом

$$\lambda_b(d_y) = 0,4963 - 1,5078 \cdot 10^{-3} d_y + 1,4404 \cdot 10^{-6} d_y^2, \quad (13)$$

– для труб, изолированных полимербетоном

$$\lambda_p(d_y) = 0,2705 - 1,0866 \cdot 10^{-3} d_y + 1,1192 \cdot 10^{-6} d_y^2, \quad (14)$$

где  $d_y$  – условный диаметр трубы, мм.

Зависимость параметра потока отказов от диаметра трубопровода сетей теплоснабжения приведена на рис. 3.

Полученные коэффициенты рассмотренных типов теплоизоляции представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Поправочные коэффициенты для определения  $\lambda$

Условный диаметр $d_y$ , мм	Поправочный коэффициент для труб, изолированных армопенобетоном, $K_{изол}^a$	Поправочный коэффициент для труб, изолированных фенольным поропластом, $K_{изол}^f$	Поправочный коэффициент для труб, изолированных битумоперлитом, $K_{изол}^b$	Поправочный коэффициент для труб, изолированных полимербетоном, $K_{изол}^n$
40	1,529145	1,826951	1,098299	0,573407
50	1,582882	1,844595	1,101978	0,568414
70	1,701022	1,88249	1,110202	0,557937
80	1,765991	1,90286	1,114797	0,552439
100	1,909351	1,946781	1,125093	0,540884
125	2,117707	2,008453	1,140388	0,525304
150	2,365302	2,079007	1,158982	0,508323
175	2,661418	2,160244	1,181701	0,48978
200	3,018032	2,254429	1,209621	0,469495
250	3,980081	2,493929	1,287174	0,422962
300	5,446538	2,831601	1,409585	0,36741
350	7,765867	3,324037	1,609561	0,302913

Аналитическое выражение для коэффициентов группы  $K_{изол}$

$$K_{изол}^a = \frac{\lambda_a(d_y)}{\lambda_{сuh}(d_y)}, \quad (15)$$

$$K_{изол}^f = \frac{\lambda_f(d_y)}{\lambda_{сuh}(d_y)}, \quad (16)$$

$$K_{изол}^b = \frac{\lambda_b(d_y)}{\lambda_{сuh}(d_y)}, \quad (17)$$

$$K_{изол}^n = \frac{\lambda_p(d_y)}{\lambda_{сuh}(d_y)}, \quad (18)$$

где  $\lambda_{сuh}(d_y)$  – параметр потока отказов трубопроводов ТС в сухих грунтах, определяется из выражения:

$$\lambda_{сuh}(d_y) = 0,457 - 1,5 \cdot 10^{-3} d_y + 1,2906 \cdot 10^{-6} d_y^2, \quad (19)$$

На рисунке 4 приведена зависимость значений поправочных коэффициентов от диаметра трубопровода.

Согласно исследованиям, до 90 % общего числа повреждений сетей теплоснабжения приходится на долю коррозии [3]. В связи с применением в последнее время герметично изолированных со стороны грунта конструкций, продолжительность безаварийной эксплуатации теплопроводов определяется коррозией внутренней поверхности стальной трубы. На

сегодняшний день важной задачей является создание расчетной методики оценки интенсивности коррозии водяных тепловых сетей, учитывающей характеристики металла теплопроводов, водно-химический и температурный режимы теплоносителя. В настоящей работе предложена уточненная методика расчета скорости внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей [4].

Скорость внутренней коррозии можно оценить по следующей формуле:

$$K = \frac{\beta q}{\rho_c} \frac{\theta C_m}{\frac{1}{k} + (1 - \chi) \left( \frac{h}{D} + \frac{1}{h_D} \right)}, \quad (20)$$

где  $\beta$  – коэффициент пересчета м/с в мм/год;  
 $q$  – коэффициент, зависящий от параметра  $d_y$ ;

$\rho_c$  – плотность стали, кг/м<sup>3</sup>;

$\theta$  – пористость плотного слоя магнетита, возникающего на внутренней поверхности стальной трубы, доли ед.;

$k$  – скорость реакции коррозии на границе металл-оксид, м/с;

$\chi$  – доля магнетита в продуктах коррозии ( $\chi = 0,5$  для нормируемой концентрации кислорода в теплосети);

$h$  – толщина плотного слоя магнетита, м (принимается по результатам обследования конкретных участков теплосети, в среднем  $h = 1 \cdot 10^{-5}$  м);

$D$  – коэффициент диффузии ионов железа в порах слоя магнетита, м<sup>2</sup>/с;

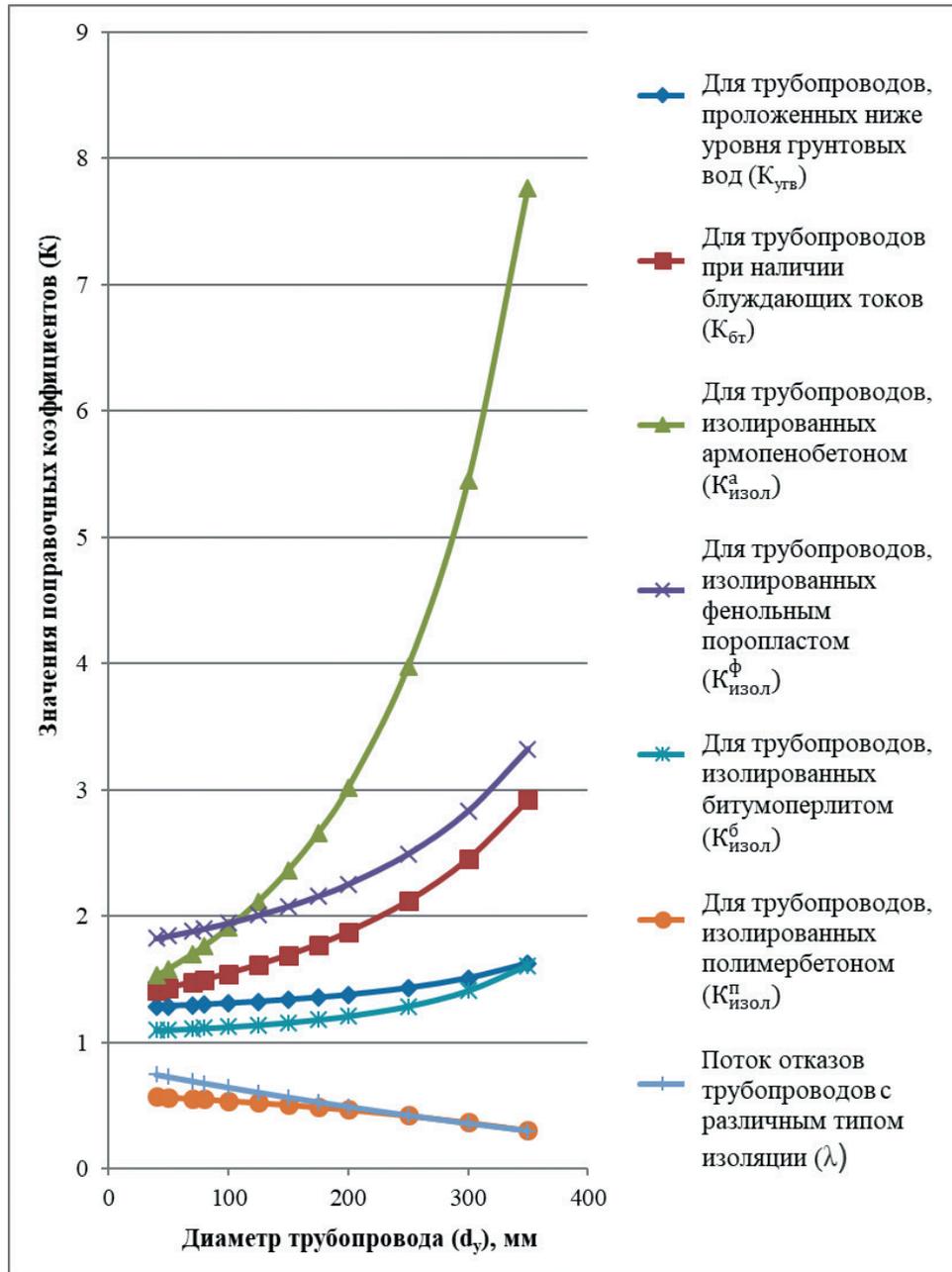


Рис. 4. График зависимостей значений коэффициентов  $K$  от диаметра  $d_u$ , мм, трубопровода

$h_D$  – коэффициент их массопереноса в ядро потока с границы оксид-поток теплоносителя, м/с.

Определим значения величин, входящих в уравнение.

Коэффициент перерасчета определяется из выражения

$$\beta = 3,6 \cdot 10^6 \cdot \tau_p, \quad (21)$$

где  $\tau_p$  – время работы теплосети в течение года, ч.

Значение принимается равным продолжительности отопительного периода или, в случае круглогодичной работы сети с учетом ее ежегодной остановки на плановый ремонт (15 суток), равным 8400 ч.

Коэффициент  $q = q(d_e)$  – не учтенная в статье функция, полученная в ходе сопоставления средних за год рассчитанных значений  $K$ , мм/год, со скоростями внутренней коррозии, полученными в ходе обследова-

ний теплопроводов различных диаметров, и сглаживающая разницу между ними:

$$q = 2,1 \cdot 10^5 d_e + 1400, \quad (22)$$

Пористость пленки магнетита, доли ед., определяют из следующей системы уравнений:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0,03 \text{ при } t < 150^\circ\text{C}; \\ 0,15 - 0,8 \cdot 10^{-3} \text{ при } 150^\circ\text{C} \leq t \leq 175^\circ\text{C}; \\ 0,03 \text{ при } t > 175^\circ\text{C}; \end{cases}$$

где  $t$  – температура теплоносителя.

Коэффициент  $D$ , м<sup>2</sup>/с, диффузии ионов железа в порах оксида и коэффициент  $h_D$ , м/с, их массопереноса в однофазный поток теплоносителя при турбулентном течении определены соответственно:

$$D = 1 \cdot 10^{-15} \frac{273+t}{\mu}; \quad h_D = \frac{D}{d_e} \left( 2,0 + a Re^b Sc^{\frac{1}{3}} \right), \quad (23)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость теплоносителя, кг/(м·с);  
 $a = 0,86 - 10,00/(4,70 - Sc)^3$ ,  $b = 0,0165 - 0,011Sc \exp(-Sc)$  – эмпирические коэффициенты;

$Re$  и  $Sc$  – числа Рейнольдса и Шмидта соответственно, которые имеют следующий вид:  $Re = vde\rho/\mu$ ,  
 $Sc = \mu(pD)$

где  $v = \frac{4G}{3600\pi d^2 \rho}$  м/с и  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup> – скорость и плотность теплоносителя соответственно;  
 $G$  – расход теплоносителя на участке, кг/ч.

Для удобства проведения расчетов плотность  $\rho(t)$ , кг/м<sup>3</sup>, и вязкость  $\mu(t)$ , кг/(м·с), теплоносителя (воды) в диапазоне температур  $t = 40-300$  °С предлагается определять по уравнениям:

$$\rho(t) = 1001,3 - 0,0026t^2 - 0,1569t, \quad (24)$$

$$\mu(t) = 0,0308t^{-1,0259}, \quad (25)$$

Опытные значения по растворимости магнетита для диапазона температур 40-300 °С записаны в виде зависимости  $C_m(t, pH)$ , кг/м<sup>3</sup>,

$$C_m(t, pH) = \rho (mt^2 - nt + p) \cdot 10^{-9}, \quad (26)$$

где  $m$ ,  $n$ ,  $p$  – коэффициенты, принимаемые для различных диапазонов температур и значений pH из приведенных ниже данных (табл. 2).

Зависимость скорости  $k(t)$ , м/с, реакции коррозии от температуры определяется формулой Аррениуса:

$$k(t) = A \exp\left(-\frac{E_a}{R(273+t)}\right) = 8,45 \cdot 10^{17} \exp\left(-\frac{17861}{273+t}\right), \quad (27)$$

где  $A$  и  $E_a$  – соответственно предэкспоненциальный множитель,  $A = 8,45 \cdot 10^{17}$  м/с, и энергия активации

реакции коррозии, Дж/моль, (для коррозии углеродистой стали в потоке теплоносителя предложены значения м/с;  $E_a = 148500$  Дж/моль);

$R = 8,3145$  Дж/(моль·К) – универсальная газовая постоянная.

Таблица 2.

Значения коэффициентов  $m$ ,  $n$ ,  $p$ , принимаемые для различных диапазонов температур и значений pH

pH	t, °C	m	n	p
8,0	40-150*	0,0188	2,4384	321,6100
	150-300	0,0102	6,9738	1190,8000
8,3	40-150*	0,0153	2,3004	220,0400
	150-300	0,0054	3,7749	659,9500
8,5	40-150*	0,0045	0,4888	102,6900
	150-300	0,0012	1,3557	304,5500
8,7	40-150*	0,0048	0,5701	67,7370
	150-300	0,0012	1,0986	232,7400
8,9	40-175*	0,0013	0,1782	33,4750
	175-300	0,0010	0,7579	146,3600
9,0	40-175*	0,0011	1,1021	20,4610
	175-300	0,0019	1,1084	172,7800
9,2	40-150*	0,0027	0,3368	19,0500
	150-300	0,0009	0,5586	93,3330
9,4	40-300	0	0,0104	6,6066
9,6	40-300	0	0,0089	4,2359
10,0	40-300	0	0,0040	1,4210

\* – включительно

Характер изменения скорости внутренней коррозии показан на рис. 5 (расчет выполнен по вышеприведенной методике).

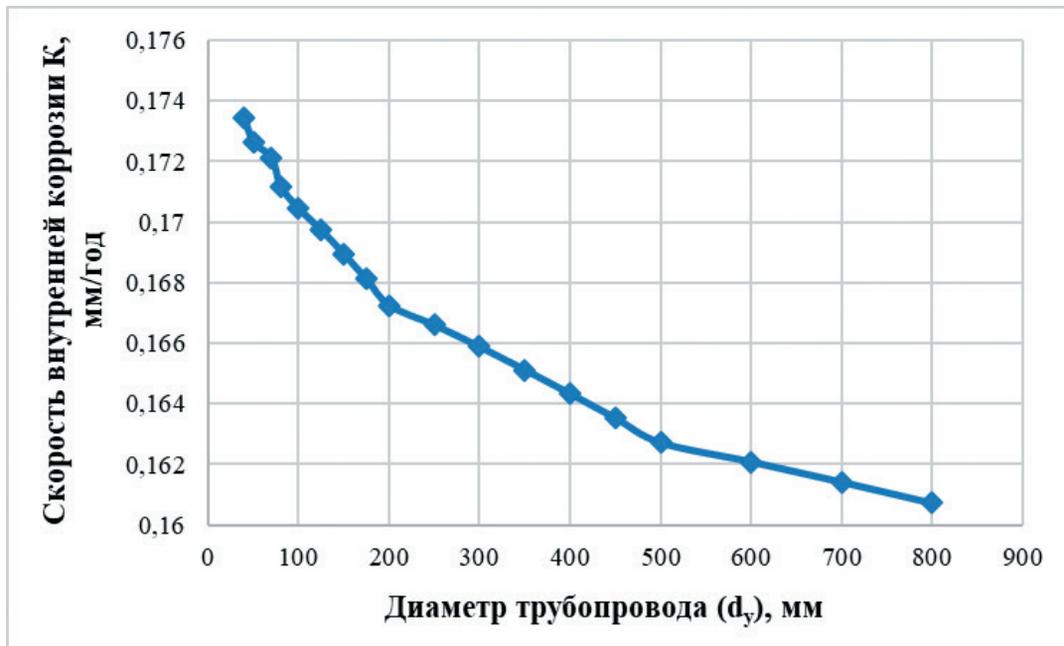


Рис. 5. Зависимость скорости внутренней коррозии  $K$ , мм/год от диаметра трубопровода  $d_y$ , мм, сетей теплоснабжения

## ВЫВОД

Выполнен анализ зависимости параметра потока отказов в трех основных типовых условиях эксплуатации при наработке на отказ, в которых находится трубопровод: сухой грунт, обводненный грунт, блуждающие токи. Полученные результаты повышают точность прогноза потока отказов трубопроводов сетей теплоснабжения. Применение методики расчёта влияния условий эксплуатации трубопроводов на надежность ТС и расчёта скорости внутреннего коррозионного износа позволит спрогнозировать возможные аварии на тепловых сетях, тем самым повысить надежность теплоснабжения и сократить время ремонтных работ.

## Список литературы

1. Плавич, А. Ю. Прогнозирование потока отказов теплопроводов тепловых сетей в различных условиях эксплуатации / А. Ю. Плавич // Труды VIII международной научной конференции «Инновации в науке и образовании-2010», посвященной 80-летию образования университета. – Калининград: Энергетика / Теплоэнергетика. Теплотехника, 2010. – С. 271-274.
2. Плавич, А. Ю. Оценка и обеспечение уровня надежности водяных тепловых сетей : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.23.03 / Нижегород. гос. архитектур.-строит. ун-т. – Нижний Новгород, 2004. – 17 с.
3. Malyavina, Olga Nikolaevna. Prognostication of determination [definition] the reliability of main heating networks pipelines / O. Malyavina // Journal: ENERGY SAVING. ENERGY. ENERGY AUDIT. 2015. – P. 7-13.
4. Чапаев, Д. Б., Оленников, А. А. Расчет скорости внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей из углеродистых сталей / Д. Б. Чапаев, А. А. Оленников // Известия Высших Учебных Заведений. Черная Металлургия. 2012.55(4):33-36.
5. Malyavina, O. N. «Analysis of failure rate of main pipelines of heat supply networks», Naukovyi visnyk budivnytstva. A collection of science and research papers, KhDTUBA [Analiz povregdaemosti tryboprovodov magistralnix teplovix setei] // O. N. Malyavina. Naykovii visnik bydivnictva: nayk.-tech.sb. Vip. 1 (75):. XDTUBA, 2014. – P. 72–77.
6. Glyuza, A. T. «Underground heat networks failure prediction», [Prognozirovanie povregdaemosti podzemnix teplovix setei] / Yakovlev B. V., Lysenko Yu. D., Meltser M. Ya., Shlenok O. F. // Teploenergetica. – 1989. – № 6. – P. 18–21.
7. Strigevskii, I. V. Protection of underground heat conduits from corrosion [Zawita podzemnix teploprovodov] / I. V. Strigevskii, M. A. Syris. – M.: Energoatomizdat, 1983. – 344 p.
8. Rodihev, L. V. Rodichev, L. V. «Statistical analysis of corrosive ageing of heat lines» [Sististiheskii analiz processa korozionnogo starenia teploprovodov] / L. V. Rodihev // Stroitelstvo teploprovodov. – 1994. – № 9. – P. 9-11.
9. Lobko, O. N. Method of analysis of pipelines failure rate, Komunalnoe khozyastvo gorodov. A collection of science and research papers of KhNAMG [Metodika analiza povregdaemosti / O. N. Lobko // Kommunalnoe khozyaistvo gorodov: Naych.-texn. sb. XNAGX]. – K.:Technika, 2010. – Vyp.93. – P. 321–324.
10. Плавич, А. Ю. Прогнозирование потока отказов теплопроводов тепловых сетей с учетом влияния грунтовых условий / А. Ю. Плавич // Изв. КГТУ. – 2004. – № 5. – С. 109-113.
11. Плавич, А. Ю. Прогнозирование потока отказов тепловых сетей / А. Ю. Плавич, Г. Ф. Богатое // Тез. докл. между. науч. конф., Калининград, КГТУ. – 2003. – С. 225-226.
12. Плавич, А. Ю. Влияние условий эксплуатации трубопровода на надежность систем теплоснабжения / А. Ю. Плавич, Г. Ф. Богатое, Л. В. Эйтвид // Докл. науч.-практ. конф. В 3-х т., Смоленск, МЭИ(ТУ). – 2003. – Т.3. – С. 53-56.