

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Денис Борисович ЧАПАЕВ¹
Алексей Александрович ОЛЕННИКОВ²
Евгений Александрович ОЛЕННИКОВ³
Александр Анатольевич ЗАХАРОВ⁴

УДК 621.643 : 628.147.22

УЧЕТ ВНУТРЕННЕГО КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА ТЕПЛОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ОДНОФАЗНЫЙ ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ (ВОДУ), ПРИ ОЦЕНКЕ ИХ СРОКА СЛУЖБЫ

¹ кандидат технических наук, доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции,
Новосибирский государственный архитектурно-строительный университет
chapaev-d@mail.ru

² кандидат технических наук, доцент кафедры информационной безопасности,
Тюменский государственный университет
оaa@circul-m.ru

³ кандидат технических наук, доцент кафедры информационной безопасности,
Тюменский государственный университет
olennikov@utmn.ru

⁴ доктор технических наук, заведующий кафедрой информационной безопасности,
Тюменский государственный университет
azaharov@utmn.ru

Цитирование: Чапаев Д. Б. Учет внутреннего коррозионного износа теплопроводов, транспортирующих однофазный теплоноситель (воду), при оценке их срока службы / Д. Б. Чапаев, А. А. Оленников, Е. А. Оленников, А. А. Захаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 3. С. 99-109.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-99-109

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 статье приводится методика расчета срока службы теплопроводов, транспортирующих высокотемпературную воду, учитывающая интенсивность внутреннего коррозионного износа, а также представлены результаты расчета по ней. Методика применима для труб из углеродистой конструкционной стали; для случая нормативной концентрации кислорода в теплоносителе. Представлены зависимости глубинного показателя внутреннего коррозионного износа трубы и ее срока службы от водородного показателя и температуры теплоносителя. Кроме того, даны расчетные зависимости растворимости магнетита в теплосетевой воде.

Ключевые слова

Коррозия трубопроводов, коррозионный износ, надежность теплоэнергетической системы, срок службы трубопроводов.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-99-109

Введение

Одно из уязвимых мест с точки зрения надежности систем теплоэнергетики — теплопроводы, выполненные из металлических материалов, подверженные воздействию большого количества внешних факторов и, как следствие этого, износу. Основная причина их разрушения в ходе эксплуатации — коррозионный износ, на долю которого приходится до 90% повреждений линейной части теплоэнергетических систем. По причине коррозии средний срок службы участков теплопроводов по городам России составляет от шести до двенадцати лет, тогда как нормативно полная их замена предполагается через 25 лет работы. В связи с применением в последнее время герметичных теплоизоляционных конструкций трубопроводов, их остаточный ресурс зачастую определяется коррозионным износом на внутренней стороне труб, оценка скорости которого чрезвычайно важна для прогнозирования аварийных ситуаций и планирования ремонтов участков линейной части системы.

Основная часть

Авторами проведена работа по исследованию факторов, влияющих на внутреннюю коррозию трубопроводов систем теплоэнергетики из конструкционной углеродистой стали 20, протекающую с кислородной деполяризацией, транспортирующих однофазный теплоноситель (воду), и в работах [3, 9] выполнено

физико-математическое описание этого процесса. В дальнейшем модель была доработана и на ее основе создана методика расчета срока службы теплопроводов из данного материала.

В статье приводится методика расчета и, далее, результаты расчета.

Исходные данные для расчета:

τ_p — рассматриваемое время работы теплопровода за 1 год, час; t — температура теплоносителя, градусы Цельсия; $p_{раб}$ — его рабочее давление, МПа; $d_n \times S$ — наружный диаметр трубы \times толщина стенки трубы, мм; ρ_m — плотность металла трубы, кг/м³; σ_m — предел текучести металла трубы, МПа; G — расход теплоносителя, кг/час; pH — его водородный показатель.

Методика расчета:

1. Определяется плотность ρ , кг/м³, и вязкость μ , кг/(м·с), теплоносителя (воды) в диапазоне температур $40^\circ\text{C} \leq t \leq 300^\circ\text{C}$ по формулам, соответственно:

$$\rho = 1001,3 - 0,0026t^2 - 0,1569t, \quad \mu = 0,0308t^{-1,0259}. \quad (1)$$

2. Определяется растворимость магнетита C_{Fe} — продукта коррозии внутренней стенки металлического теплопровода, который образуется в условиях нормативной для систем теплоэнергетики концентрации кислорода в потоке теплоносителя. Для удобства расчетов авторами выполнена аппроксимация опытных данных C_{Fe} из [5] в диапазоне $40^\circ\text{C} \leq t \leq 300^\circ\text{C}$ и $8 \leq pH \leq 10$ и получено уравнение поверхности $C_{Fe}(t, pH)$:

а) при $pH \leq 9,25$, кг/м³:

$$C_{Fe} = \rho(m t^2 - n t + p)10^{-9}, \quad (2)$$

где m, n, p — коэффициенты, определяемые по формулам:

— при $40^\circ\text{C} \leq t \leq 150^\circ\text{C}$:

$$m = 0,00823 pH^2 - 0,157 pH + 0,748,$$

$$n = 1,129 pH^2 - 21,53 pH + 102,5,$$

$$p = 140,4 pH^2 - 2675 pH + 12730;$$

— при $150^\circ\text{C} \leq t \leq 300^\circ\text{C}$:

$$m = 0,004253 pH^2 - 0,0806 pH + 0,3815,$$

$$n = 2,8672 pH^2 - 54,495 pH + 258,68,$$

$$p = 477,38 pH^2 - 9101,6 pH + 43344;$$

б) при $pH > 9,25$, кг/м³

$$C_{Fe} = \rho(0,0099 pH \cdot t - 0,103t - 8,357 pH + 84,84)10^{-9}. \quad (3)$$

3. Определяется пористость пленки магнетита, в долях:

$$\theta = \begin{cases} 0,03, & \text{при } t < 150^\circ\text{C}, \\ 0,15 - 0,8 \cdot 10^{-3} t, & \text{при } 150^\circ\text{C} \leq t \leq 175^\circ\text{C}, \\ 0,01, & \text{при } t > 175^\circ\text{C}. \end{cases} \quad (4)$$

4. Скорость реакции коррозии k на границе «металл — оксид» определяется по формуле Аррениуса, м/с:

$$k = A \exp\left(-\frac{E_a}{R(273+t)}\right) = 8,45 \cdot 10^{17} \exp\left(-\frac{17861}{273+t}\right), \quad (5)$$

где A — предэкспоненциальный множитель, м/с; E_a — энергия активации реакции коррозии, Дж/моль; R — универсальная газовая постоянная, равная 8,3145 Дж/(моль·К). В расчете рассматривается углеродистая сталь; в работе [4] для случая ее коррозии в потоке теплоносителя предложены значения $A = 8,45 \cdot 10^{17}$ м/с; $E_a = 148\,500$ Дж/моль.

5. Рассчитывается коэффициент диффузии D продуктов коррозии в порах оксида с границы «металл — оксид» на границу «оксид — теплоноситель», м²/с:

$$D = 1 \cdot 10^{-15} \frac{273+t}{\mu}. \quad (6)$$

6. Определяются число Рейнольдса Re , характеризующее режим течения теплоносителя в трубе, и число Шмидта Sc , характеризующее относительную роль молекулярных процессов переноса количества движения и переноса массы примеси диффузией:

$$Re = v(d_n - 2S) \cdot 10^{-3} \cdot \rho / \mu; \quad Sc = \mu / (\rho D), \quad (7)$$

где v — скорость потока, м/с.

7. Эмпирические коэффициенты a , b :

$$a = 0,86 - 10,0 / (4,7 - Sc)^3; \quad b = 0,0165 - 0,011 Sc \exp(-Sc). \quad (8)$$

8. Коэффициент массопереноса h_D продуктов коррозии с границы «оксид — теплоноситель» в однофазный поток теплоносителя при турбулентном течении, м/с:

$$h_D = \omega \cdot \frac{D}{(d_n - 2S) \cdot 10^{-3}} \left(2,0 + a Re^b Sc^{\frac{1}{3}} \right), \quad (9)$$

где ω — коэффициент, учитывающий местное усиление значения h_D при изменении геометрии потока теплоносителя (повороты и пр.); рекомендуется принимать равным единице для прямолинейных участков и трем — для поворотов потока.

9. Рассчитывается глубинный показатель внутреннего равномерного коррозионного износа Π , мм/год:

$$\Pi = (756(d_n - 2S) + 5,04) \cdot 10^6 \cdot \frac{\tau_p}{\rho_m} \cdot \frac{\theta C_{Fe}}{\frac{1}{k} + (1-\chi) \left(\frac{h}{D} + \frac{1}{h_D} \right)}, \quad (10)$$

где χ — доля магнетита в продуктах коррозии (для нормируемой концентрации кислорода в теплоносителе обычно $\chi = 0,5$); h — толщина плотного слоя магнетита, м (в среднем $h = 1 \cdot 10^{-5}$ м).

10. Определяется минимально допустимая по прочностным характеристикам толщина стенки трубы $S_{пр}$ по СНиП 2.04.12-86. После подстановки в расчетные

зависимости соответствующих значений коэффициентов надежности и условий работы теплопроводов энергетических систем получаем, мм:

$$S_{np} = \frac{1,15 p_{раб} d_n}{0,83 \sigma_m + 1,15 p_{раб}}. \quad (11)$$

11. Срок службы герметично изолированного с наружной стороны теплопровода, в годах:

$$\tau_c = \frac{S - S_{np}}{w_y \Pi}, \quad (12)$$

где w_y — язвенный фактор, учитывающий локальное увеличение глубинного показателя Π . Для ряда частных случаев теплопроводов, выполненных из углеродистой стали типа сталь 20, значение w_y равно девяти при $8,5 < pH < 9,0$ [10]. При $pH > 9,5$ роста коррозионных язв на внутренней поверхности теплопроводов не наблюдается, коррозия носит равномерный характер [2]; в этом случае $w_y = 1$. Для труб из различных материалов значение w_y различно. Например, для теплопроводов из кремнемарганцовистых сталей $w_y = 1$, что связано с частым относительно равномерным распределением включений MnS в материале трубы (следовательно, наличием мелких частых коррозионных язвочек на поверхности) [8].

Предложенная методика не учитывает влияние сульфат- и хлорид-ионов, находящихся в теплоносителе, справедлива только для углеродистой стали. Кроме того, предполагается нормативная концентрация кислорода в теплоносителе, когда на внутренней поверхности трубы в результате коррозии образуется пленка твердого пористого магнетита. Также необходимо расширение базы данных по значениям w_y , определяемым эмпирически.

Результаты расчета и их обсуждение

1. Глубинный показатель равномерного коррозионного износа Π

Значения $\Pi(t, pH)$ рассчитаны для следующих исходных данных: $\tau_p = 8760$ часов (один год); $d_n \times S = 57 \times 3,5$ мм; $\rho_m = 7800$ кг/м³; $G = 2 \cdot 10^4$ кг/час; $\omega = 1$ (прямолинейный участок трубопровода). Результаты расчета для характерных в системе теплообеспечения значений pH представлены на рис. 1.

Расчеты показывают, что зависимость относительного глубинного показателя износа Π/Π_{max} (относительно максимального Π_{max} при 150 °С) от температуры t для диапазона 40-300 °С при значениях pH от 8,0 до 9,2 можно записать с приемлемой для практических расчетов точностью следующей функцией [7]:

$$\frac{\Pi}{\Pi_{max}} = \begin{cases} 0,12 e^{0,014t}, & \text{при } 40^\circ\text{C} < t \leq 150^\circ\text{C}, \\ 1 \cdot 10^{15} t^{-6,918}, & \text{при } 150^\circ\text{C} < t \leq 180^\circ\text{C}, \\ 0,61 - 0,0018t, & \text{при } 180^\circ\text{C} < t < 300^\circ\text{C}. \end{cases} \quad (13)$$

Согласно (13), в диапазоне $t = 40 \div 150$ °С наблюдается экспоненциальный характер зависимости $\Pi(t)$. Скорость износа в этом диапазоне температур определяется скоростью реакции коррозии на границе «металл — оксид», расчи-

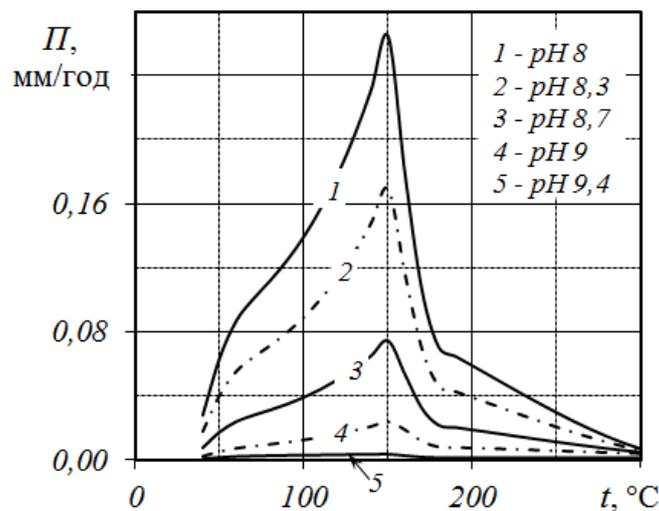


Рис. 1. Глубинный показатель

Fig. 1. Deep index

тываемой по формуле Аррениуса (5). Резкое снижение значения P при дальнейшем повышении температуры до 180 °C (степенная зависимость) связано со сменой знака температурного коэффициента растворимости C_{Fe} и усилением диффузионного контроля. При увеличении температуры выше 180 °C процесс коррозии протекает с диффузионным контролем. При $pH > 9,4$ скорость коррозионного износа минимальна и почти не зависит от температуры.

Кроме того, рис. 1 с точки зрения коррозионного износа показывает целесообразность применения в городских системах теплоснабжения теплоносителя с температурой не более 100 °C, что также является предпочтительным и с эксергетической точки зрения [1].

2. Влияние диаметра теплопровода и скорости потока на интенсивность коррозионного износа

Расчеты по предложенной методике показывают, что интенсивность коррозионного износа почти не зависит от диаметра трубопровода, а увеличение значения глубинного показателя износа при повышении скорости потока не превышает 5%-й точности инженерных расчетов.

3. Срок службы труб с учетом внутреннего коррозионного износа

Расчет выполнялся для теплопроводов из углеродистой стали 20, скорости потока 3 м/с, температур от 60 °C (среднегодовая в большинстве городских систем теплоснабжения) до 150 °C (максимальная в этих же системах), значений pH от 8 до 9, при следующих исходных данных: $\tau_p = 8760$ часов; $\rho_m = 7800$ кг/м³; $\omega = 1$, $w_{\gamma} = 9$ (т. е. с учетом локальной коррозии), $p_{раб} = 1,6$ МПа, $\sigma_m = 280$ МПа.

Наибольший интерес представляют не столько значения срока службы τ_c ряда стандартных диаметров труб, сколько зависимость τ_c от водородного показателя pH теплоносителя при различных значениях его температур t . Эти

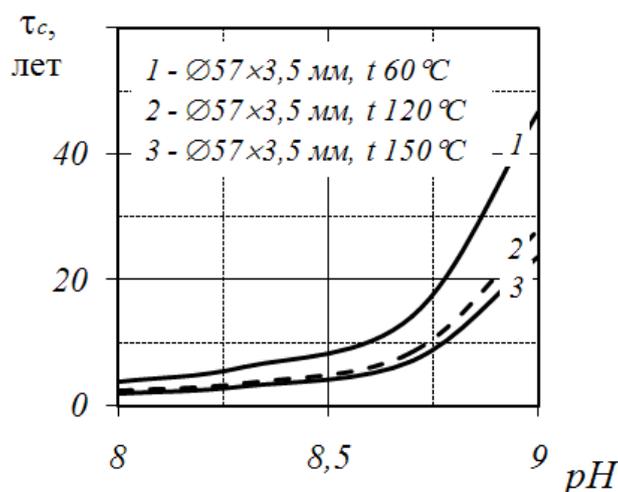


Рис. 2. Срок службы теплопровода $\text{Ø}57 \times 3,5$ мм

Fig. 2. Service life of heat pipe $\text{Ø}57 \times 3.5$ mm

данные представлены на рис. 2 для трубы диаметром $\text{Ø}57 \times 3,5$ мм, температур 60°C , 150°C .

Из рис. 2 видно, что при значениях pH от 8 до 8,6-8,75 срок службы по причине локальной внутренней коррозии составляет не более 10 лет, резко увеличиваясь при бóльших значениях pH . При этом чем ниже температура теплоносителя, тем срок службы заметно больше.

В некоторых системах теплоутилизации (например, в системах гарнисажного охлаждения металлургических агрегатов) температуры теплоносителя достигают максимума в районе $120\text{-}130^\circ\text{C}$ [6, 11, 12]. Из рис. 2 видно, что срок службы трубопроводов при постоянном в течение года воздействии таких температур теплоносителя не сильно отличается от аналогичного показателя при 150°C .

Значения глубинного показателя коррозионного износа и срока службы теплопроводов из углеродистой стали, рассчитанные по предложенной методике, вполне согласуются с данными, полученными в ходе обследования действующих городских теплопроводов [10].

Заключение

Предложена методика расчета, основанная на модели внутреннего коррозионного износа теплопроводов, транспортирующих высокотемпературную воду. Анализ расчетных зависимостей, представленных в статье, показывает, что основными факторами, влияющими на интенсивность внутреннего коррозионного износа и срок службы герметично изолированного с наружной стороны теплопровода, являются температура теплоносителя, его водородный показатель, геометрия потока, качество металла трубы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баймачев Е. Э. Оптимизация температурного графика централизованного теплоснабжения по критерию минимума затрат эксергии / Е. Э. Баймачев, Л. М. Манзарханова, М. В. Туфанова, А. И. Левицкий // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 6. С. 68-72.
2. Балабан-Ирменин Ю. В. Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей / Ю. В. Балабан-Ирменин, В. М. Липовских, А. М. Рубашов. М.: Новости теплоснабжения, 2008. 288 с.
3. Басин А. С. Методика расчета внутреннего коррозионного износа теплопроводов / А. С. Басин, Д. Б. Чапаев // Известия вузов. Строительство. 2004. № 2. С. 83-87.
4. Кек Р. Г. Расчет эрозионно-коррозионного износа трубопроводов из малоуглеродистой стали, транспортирующих воду и влажный пар / Р. Г. Кек, П. Гриффит // Современное машиностроение. Серия А. 1991. № 5. С. 41-48.
5. Кристенсен О. Новые датские стандарты водоподготовки / О. Кристенсен, С. Андерсен // Водоочистка. 2008. № 6. С. 56-60.
6. Оленников А. А. О проблеме глубокого использования энергии исходного топлива металлургических агрегатов / А. А. Оленников, В. П. Цымбал // Творческое наследие В. Е. Грум-Гржимайло: история, современное состояние, будущее: сборник докладов международной научно-практической конф., посвященной 150-летию со дня рождения великого русского ученого-металлурга Владимира Ефимовича Грум-Гржимайло. Екатеринбург, 2014. С. 349-354.
7. Оленников А. А. Учет внутренней коррозии при прогнозировании плановых ремонтов в системах транспорта тепла / А. А. Оленников, Д. Б. Чапаев // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы региональной науч.-практич. конф. студ., аспирантов, молодых ученых и специалистов; ТюмГНГУ. Тюмень, 2012. С. 89-93.
8. Чапаев Д. Б. Коррозия стали 20 и стали 17ГС в теплосетевой воде / Д. Б. Чапаев // Известия вузов. Черная металлургия. 2007. № 4. С. 49-51.
9. Чапаев Д. Б. Расчет скорости внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей из углеродистых сталей / Д. Б. Чапаев, А. А. Оленников // Известия вузов. Черная металлургия. 2012. № 4. С. 33-36.
10. Чапаев Д. Б. Характеристики внутренней коррозии и надежности тепловых сетей крупного города: дис. ... канд. техн. наук: 05.23.03: защищена 16.02.04: утв. 09.07.04 / Д. Б. Чапаев. Новосибирск, 2004. 178 с.
11. Olennikov A. A. Document Using Secondary Energy Sources in Liquid-Phase Reduction / A. A. Olennikov, V. P. Tsymbal // Steel in Translation. 2008. No 38 (6). Pp. 439-443.
12. Tsymbal V. P. Energy-Metallurgical Complex Based on the Spray-Emulsion Reactor / V. P. Tsymbal, S. P. Mochalov, A. A. Olennikov, A. M. Ognev // CIS iron & steel review. 2012. No 1. Pp. 13-15.

Denis B. CHAPAEV¹
Aleksey A. OLENNIKOV²
Evgeniy A. OLENNIKOV³
Aleksandr A. ZAHAROV⁴

**ACCOUNTING INTERNAL CORROSION WEAR
OF THERMAL PIPELINES TRANSPORTING
ONE-PHASE HEAT MEDIUM (WATER)
IN THE EVALUATION OF THEIR SERVICE LIFE**

¹ Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Heat Supply and Ventilation Department,
Novosibirsk State University of Architecture and Civil Engineering
chapaev-d@mail.ru

² Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Information Security Department,
University of Tyumen
oaa@cirkul-m.ru

³ Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Information Security Department,
University of Tyumen
olennikov@utmn.ru

⁴ Dr. Sci. (Tech.),
Head of the Information Security Department,
University of Tyumen
azaharov@utmn.ru

Abstract

The main reason for the destruction of the linear part of the thermal energy systems is the corrosion wear of metal pipes. Lately, in connection with the application of hermetic heat-insulating constructions of pipelines (from the outdoor side of the tube), their residual resource

Citation: Chapaev D. B., Olennikov A. A., Olennikov E. A., Zaharov A. A. 2017. "Accounting Internal Corrosion Wear of Thermal Pipelines Transporting One-Phase Heat Medium (Water) in the Evaluation of Their Service Life". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 3, pp. 99-109.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-99-109

is often determined by the corrosion wear on the “unprotected” indoor side of the tube, and estimating its rate is critical for predicting the emergency situations and planning repairs of the linear part of the system.

This article considers the method of calculating the service life of thermal pipelines transporting high-temperature water accounting for the intensity of internal corrosion wear, as well as provides results of the calculation on it. The method is applicable to pipes made of carbon structural steel, and to the case of normative oxygen concentration in the heat medium. The authors present dependencies of deep indicator of internal corrosion wear of the pipe and its service life on pH and temperature of the heat medium. Furthermore, they provide the calculated dependencies of the solubility of magnetite in the thermal grid water.

Keywords

Corrosion of pipelines, corrosion wear, reliability of thermal energy system, service life of pipelines.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-99-109

REFERENCES

1. Baymachev E. E., Manzarhanova L. M., Tufanova M. V., Levitsky A. I. 2015. “Optimizatsiya temperaturnogo grafika tsentralizovannogo teplosnabzheniya po kriteriyu minimuma zatrat eksnergii” [Optimization of District Heating Temperature Chart on the Criterion of Minimum Cost of Exergy]. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, no 6, pp. 68-72.
2. Balaban-Irmenin Yu. V., Lipovskii V. M., Rubashov A. M. 2008. *Zashchita ot vnutrenney korrozii truboprovodov vodyanykh teplovykh setey* [Protection Against Internal Corrosion of Piping Water Heating Networks]. Moscow: *Novosti teplosnabzheniya*.
3. Basin A. S., Chapaev D. B. 2004. “Metodika rascheta vnutrennego korroziionnogo iznosa teploprovodov” [Method of Calculation of Internal Corrosion Wear of Thermal Pipelines]. *Izvestiya vuzov. Stroitel'stvo*, no 2, pp. 83-87.
4. Keck R. G., Griffit P. 1991. “Raschet erozionno-korroziionnogo iznosa truboprovodov iz malouglerodistoy stali, transportiruyushchikh vodu i vlazhnyy par” [Prediction of Erosive-Corrosive Wear in Low-Carbon Steel Piping Conveying Water or Wet Steam]. *Sovremennoe mashinostroenie. Seriya A*, no 5, pp. 41-48.
5. Christensen O., Andersen S. 2008. “Novye datskie standarty vodopodgotovki” [New Danish Standards of Water Treatment]. *Vodoochistka*, no 6, pp. 56-60.
6. Olennikov A. A., Tsymbal V. P. 2014. “O probleme glubokogo ispol'zovaniya energii iskhodnogo topliva metallurgicheskikh agregatov” [On the Problem of the Deep Use of Energy from Original Fuel of Metallurgical Units]. *Proceedings of the Research Conference dedicated to 150th anniversary of V. E. Grum-Grzhimailo “Tvorcheskoe nasledie V. E. Grum-Grzhimaylo: istoriya, sovremennoe sostoyanie, budushchee”* [The Creative Heritage of V. E. Grum-Grzhimailo: History, Current Status and Future], pp. 349-354. Yekaterinburg.
7. Olennikov A. A., Chapaev D. B. 2012. “Uchet vnutrenney korrozii pri prognozirovanii planovykh remontov v sistemakh transporta tepla” [Accounting Internal Corrosion

- at Forecasting of Planned Repairs in the Heat Transport System]. Proceedings of the Regional Research Conference for students, Young Researchers and Specialists “Energoberezhenie i innovatsionnye tekhnologii v toplivno-energeticheskom komplekse” [Energy Saving and Innovative Technologies in the Energy Sector], pp. 89-93. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University.
8. Chapaev D. B. 2007. “Korroziya stali 20 i stali 17GS v teplosetevoy vode” [Corrosion of Steel 20 and Steel 17GS in the Thermal Grid Water]. *Izvestiya vuzov. Chernaya metallurgiya*, no 4, pp. 49-51.
 9. Chapaev D.B., Olennikov A.A. 2012. “Raschet skorosti vnutrenney korrozii truboprovodov vodyanykh teplovykh setey iz uglerodistykh staley” [Calculating the Rate of Internal Corrosion of Water Heating Network from Carbonaceous Steel]. *Izvestiya vuzov. Chernaya metallurgiya*, no 4, pp. 33-36.
 10. Chapaev D. B. 2004. “Kharakteristiki vnutrenney korrozii i nadezhnosti teplovykh setey krupnogo goroda” [Characteristics of Internal Corrosion and Reliability of Heat Networks of a Large City]. Cand. Sci. (Tech.) diss. Novosibirsk.
 11. Olennikov, A. A., Tsymbal, V. P. 2008. “Document Using Secondary Energy Sources in Liquid-Phase Reduction”. *Steel in Translation*, no 38(6), pp. 439-443.
 12. Tsymbal V. P., Mochalov S. P., Olennikov A. A., Ognev A. M. 2012. “Energy-Metallurgical Complex Based on the Spray-Emulsion Reactor”. *CIS Iron & Steel Review*, no 1, pp. 13-15.