

Анализ разрушения материала трубы поддува котельной, эксплуатируемой в экстремальных условиях Арктики

В.В. Лепов, В.С. Ачикасова, С.Н. Махарова, В.Е. Захаров, Н.В. Павлов

*Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия
wisecold@mail.ru*

Аннотация. В работе произведен анализ режима работы трубы поддува угольного котла КВм-2.5ЛБ котельной, эксплуатируемой в одном из арктических поселков Республики Саха (Якутия), а также методами оптической и электронной растровой микроскопии исследованы образцы разрушенного участка трубы. Определен состав металла, с помощью метода измерения микротвердости оценены его механические характеристики. Хотя вначале микроструктурный анализ указывал на то, что материал трубы подвергнут сильному перегреву, однако более чем двукратное утонение стенки трубы и наличие свищей, которые в дальнейшем неоднократно заваривались, доказывало коррозионный характер разрушения. Расчет показал гарантированное достижение точки росы и конденсацию влаги на трубе вследствие специфического низкотемпературного режима в большом диапазоне влажности воздуха при эксплуатации котла. Конструкция котла, или материал труб, таким образом, должны быть изменены вследствие того, что не удовлетворяют экстремальным условиям эксплуатации, поскольку низкие температуры окружающей среды вызывают интенсификацию теплообмена, понижение температуры выходных газов, конденсацию влаги и коррозию металла трубы.

Ключевые слова: трубная сталь, перегрев, микроструктура, электронная микроскопия, микротвердость, элементный анализ, коррозия, точка росы, разрушение.

Благодарности. Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект 18-48-140015) и Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук (проект III.28.1.1.) с использованием оборудования Центра коллективного пользования ФИЦ ЯНЦ СО РАН.

Введение

Основная доля тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) производится многочисленными котельными (около 68 % в 2019 г), работающими на угле, сырой нефти, газоконденсате, дровах и природном газе [1]. Эксплуатация в сложных климатических условиях и значительная рассредоточенность данных объектов теплоснабжения создает ряд ограничений для надежного и качественного обеспечения производственных и жилых зданий тепловой энергией. В данных условиях аварийная остановка котельных на протяжении всего отопительного периода приводит к тяжелым последствиям, вплоть до эвакуации населения.

Чаще всего аварийные остановки котлов вызываются повреждениями труб поверхностей нагрева, источниками которых могут быть, во-первых, технологические дефекты, свищи в сварных соединениях и разрывы труб, а также недостатки отдельных конструктивных решений и условий

эксплуатации, недостаточная изученность рабочих процессов, протекающих в котлах. Во-вторых, повреждения вызываются точечной коррозией, коррозией под напряжением, ползучестью металла, механической и термической усталостью, перегревом труб и др. [2–9].

Каждый год по всему миру фиксируется большое число аварий, вызванных повреждениями котловых труб [10, 11], несмотря на то что изготавливаться они могут из различных по качеству и физико-механическим свойствам материалов – низкоуглеродистых свариваемых сталей, чугуна, нержавеющей жаропрочных сталей и высокотемпературных сплавов. Поэтому актуальность исследования причин разрушения труб в каждом конкретном случае представляется немаловажной как с точки зрения предотвращения таких аварий для конкретного оборудования и условий эксплуатации, так и для внесения необходимых конструктивных изменений, обеспечивающих в дальнейшем целостность всей системы тепло-

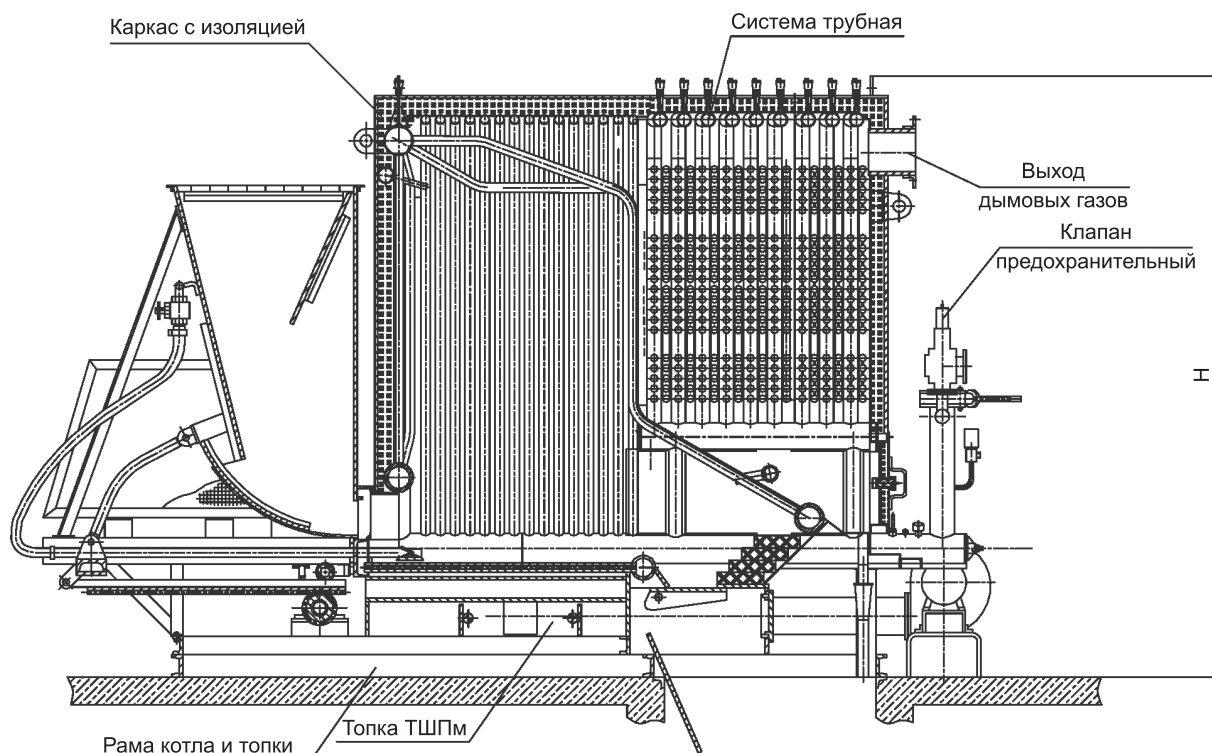


Рис. 1. Схема водогрейного угольного котла КВм-2.5КБ с механической топкой ТШП-2.5.

Fig. 1. The water boiler with coal furnace KVM-2.5KB with the mechanical stoker TShP-2.5.

снабжения. В институте имеется достаточный опыт исследования разрушения конструкций самыми современными методами [12–14].

Рассматриваемое разрушение трубы $\varnothing 159$ мм произошло в задней части топки котла КВм-2.5 с механической топкой ТШП-2.5 тепловой мощностью 2,5 МВт (рис. 1), изготовленного на заводе ООО «КотлоМаш», г. Барнаул, в 2016 г. До того как в трубе образовались трещины, котел заводского изготовления эксплуатировался всего год. Никаких изменений в конструкцию не вносили. Подвод воздуха к топке осуществляется принудительно при помощи дутьевого вентилятора, регулирование расхода воздуха проводится шибром.

Материалы, оборудование и методы исследования

Анализ разрушения трубы поддува котельной, эксплуатирующейся в арктическом районе Республики Саха (Якутия), проведен методами оптической и растровой электронной микроскопии, с применением портативного растрового микроскопа Hitachi TM-3030 (Япония), в режиме низкого вакуума с напряжением 15 кВ, а также для элементного анализа области вблизи дефекта использован встроенный энергодисперсионный микроанализатор Bruker XFlash MIN SVE. Химический состав металла трубы определен с помощью спектрометра Foundry-master UVR (см. таблицу).

Химический состав стали трубы поддува

Chemical content of the air-pipe steel

Номер образца	Содержание химических элементов, %								
	C	Si	Mn	Cr	Ni	P	S	Cu	Fe
1	0,09	0,25	0,40	0,02	0,02	–	–	0,03	ост
2	0,08	0,25	0,40	0,02	0,02	–	–	0,03	ост

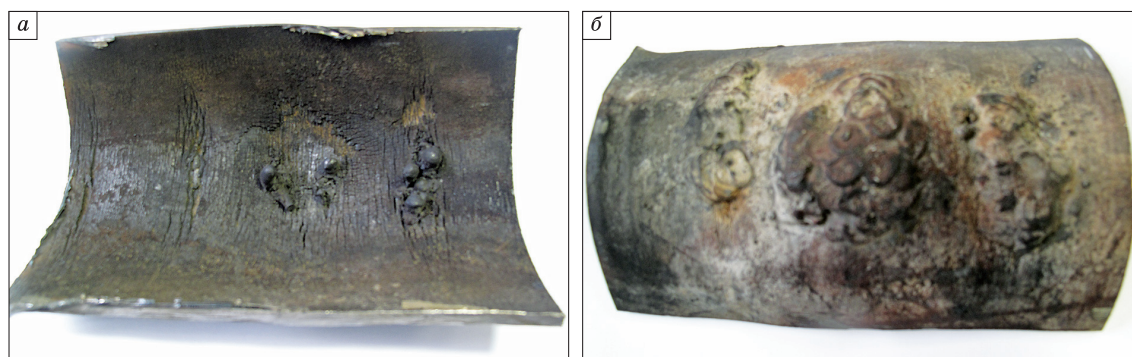


Рис. 2. Внешний вид образца трубы поддува после ремонтной сварки:
a – внутренняя сторона, *б* – внешняя сторона.

Fig. 2. External view of the faulty air-pipe sample with the repair welding spots:
a – inner wall, *б* – outer wall.

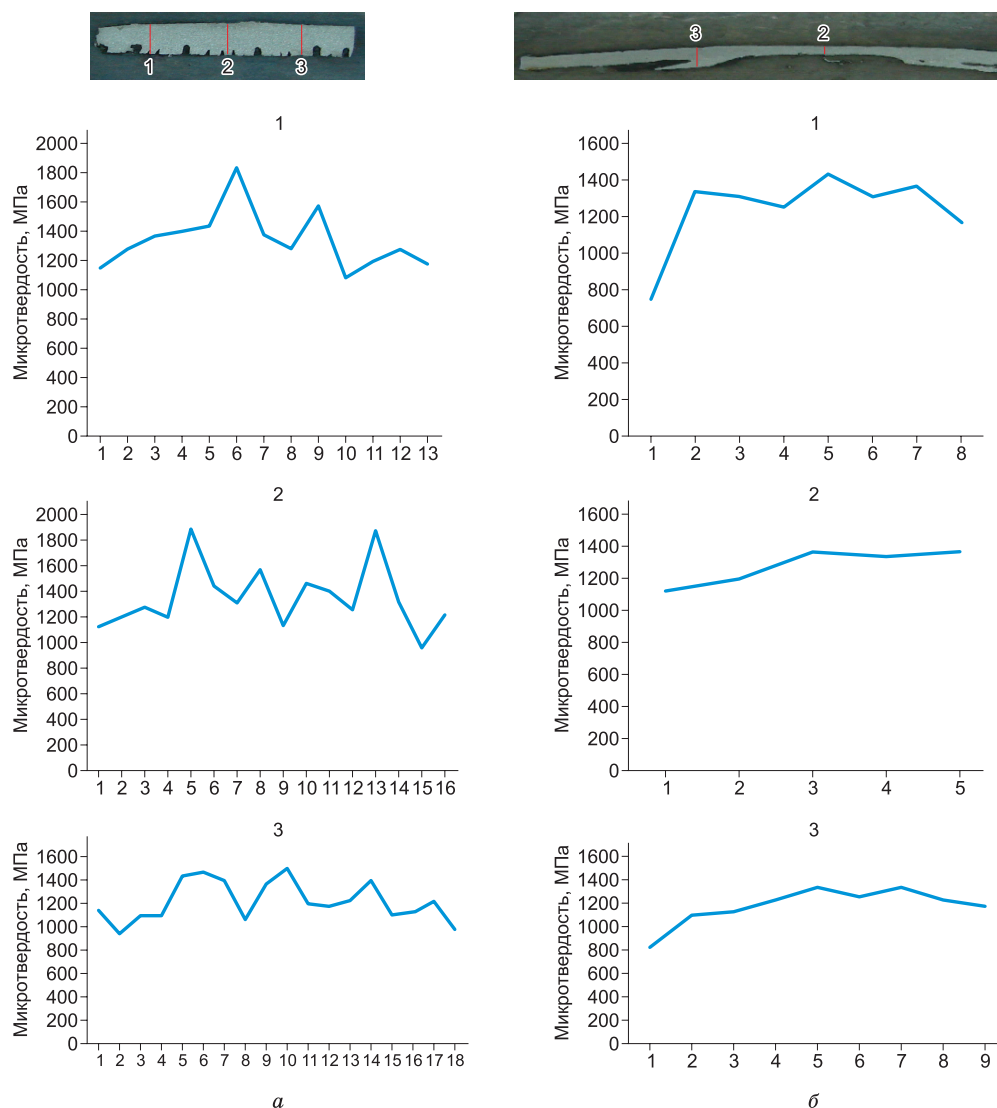


Рис. 3. Микротвердость участка трубы в продольном (*a*) и поперечном (*б*) сечениях (в направлении изнутри наружу).

Fig. 3. Microhardness of the pipe steel sample *a*) endwise and *б*) crosswise.

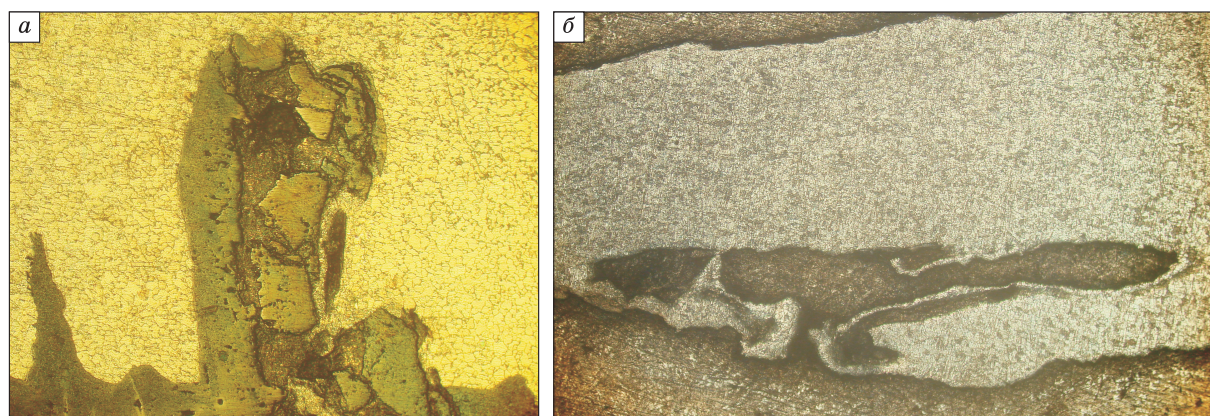


Рис. 4. Микроструктура корродированной зоны продольного (*а*) и поперечного (*б*) сечений участка трубы поддува.
Fig. 4. Microstructure of the pitting corrosion area of the endwise (*a*) and crosswise (*b*) of air-pipe steel sample.

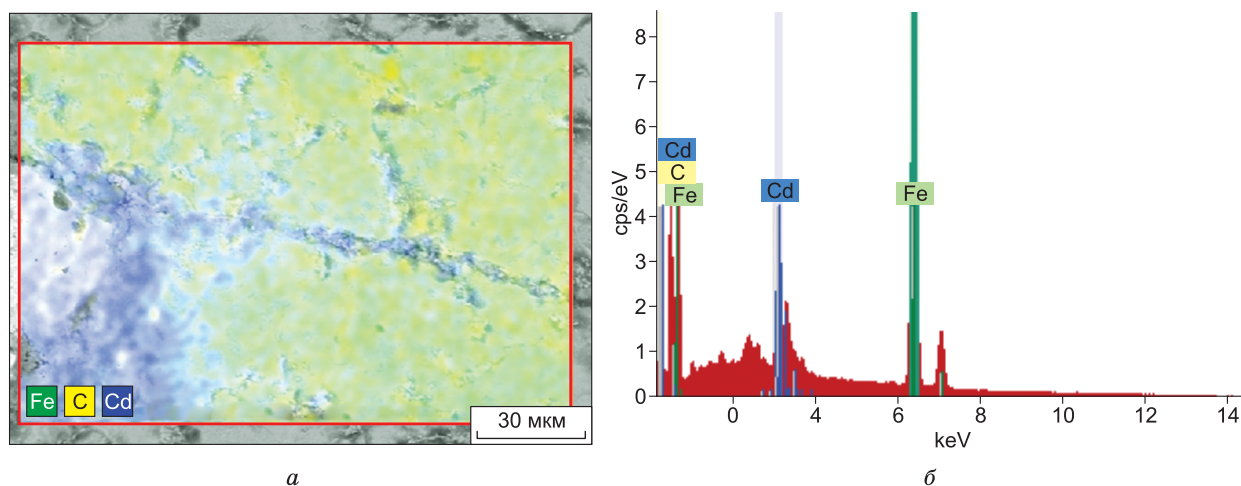


Рис. 5. Элементный состав участка поперечного сечения трубы вблизи корродированной зоны:
а – карта распределения элементов и *б* – энергетический спектр элементного состава.
Fig. 5. Elemental composition in air-pipe crosswise near the corrosion area:
a – elemental map and *b* – energy-dispersion spectrum.

На рис. 2 показан общий вид представленного образца трубы поддува. Сравнение данных химического анализа материала двух образцов данной трубы (см. таблицу) с составом по ГОСТ 380-2005 показало, что марка исследованных образцов соответствует марке стали Ст1сп.

На стандартном твердомере ПМТ-3 путем вдавливания алмазной пирамидки для участка трубы проведены измерения микротвердости в продольном (рис. 3, *а*) и поперечном (рис. 3, *б*) направлении. На подвергшихся коррозии участках твердость опускалась до 800 МПа и ниже, отличаясь пониженными значениями и около поверхности. Это также указывает на коррозионную природу повреждений.

Микроструктура поперечного и продольного срезов образцов из трубы поддува котельной исследована с помощью оптического микроскопа Neofot-32 (рис. 4). Подтверждается гипотеза о точечной коррозии (pitting corrosion), имеющей место при постоянном или периодическом контакте поверхности металла с водой или агрессивными углеводородами [3, 5, 9, 10].

На рис. 5 представлен результат количественного элементного анализа поврежденной зоны на внутренней поверхности поперечного сечения трубы. Обнаружение значительного содержания кадмия свидетельствует о конденсации влаги из загрязненного воздуха внутри трубы.

Результаты и обсуждение

Судя по схеме, труба поддува, содержащая нагретый выходящими газами воздух, обеспечивает процесс горения угля и нагрев в водогрейных трубах. Согласно характеристикам котельной, температура воды на входе в котел должна составлять не менее 50 °С, а допустимая температура уходящих газов – 180–200 °С. Однако эти условия могут не соблюдаться, особенно учитывая низкие наружные температуры воздуха.

Конденсация влаги на трубе происходит при достижении точки росы, которая определяется температурой и относительной влажностью воздуха. Для влажности 100 % точка росы совпадает с фактической температурой воздуха, однако чем она ниже, тем при более низкой температуре будет происходить конденсация влаги. Для того чтобы избежать коррозии поверхности, рекомендуют ограничивать температуру уходящих газов снизу, хотя это увеличивает потери теплоты и снижает эффективность котельного агрегата, поскольку в тепловом балансе котельного агрегата наибольшей является потеря теплоты с уходящими газами, составляющая 4–8 %. При росте температуры уходящих газов на 12–16° потери повышаются на 1 %. Однако увеличивается вероятность конденсации влаги на внутренней поверхности воздуховода.

Известна формула для приблизительного расчета точки росы T_d в градусах Цельсия (только для положительных температур) [15]:

$$T_d = \frac{b\gamma(T, R_h)}{a - \gamma(T, R_h)}, \quad (1)$$

где

$$\gamma(T, R_h) = \frac{aT}{b + T} + \ln T, \quad a = 17,27, \quad b = 237,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Здесь T — температура, °С, R_h — относительная влажность, об. доли. Формула обладает погрешностью $\pm 0,4$ °С в диапазоне значений: $0 \text{ } ^\circ\text{C} < T < 60 \text{ } ^\circ\text{C}$, $0,01 < R_h < 1,00$, $0 \text{ } ^\circ\text{C} < T_d < 50 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Для предотвращения коррозии металла (без специальных мер защиты), температура поверхности трубы, согласно рекомендациям, должна быть примерно на 10 °С выше температуры точки росы. С условием, что воздух в трубе будет прогреваться до температуры, по крайней мере еще на 10 °С ниже уходящих газов, — график зависимости температуры точки росы от влажности согласно (1) представлен на рис. 6 (кривые 1

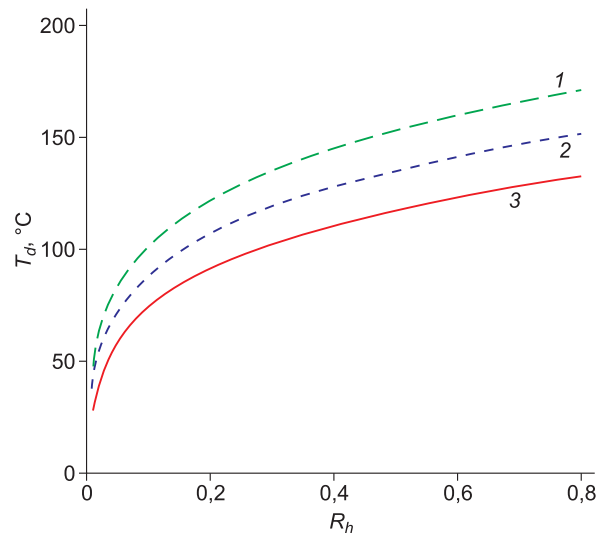


Рис. 6. Температура точки росы T_d в зависимости от относительной влажности воздуха R_h в трубе поддува котельной, при температуре уходящих газов, °С: 1 – 200, 2 – 180, 3 – 150.

Fig. 6. Dew point temperature T_d versus atmospheric moisture capacity R_h in the air-pipe of coal boiler at the stack effluent temperature, °С: 1 – 200, 2 – 180, 3 – 150.

и 2 соответствуют допустимым температурам уходящего газа 200 °С и 180 °С соответственно). Таким образом, точка росы будет достигаться на поверхности трубы уже в штатном режиме. Однако, предполагая, что в условиях эксплуатации при низких температурах, когда минимальные температуры в арктическом регионе на 30 °С ниже среднероссийских, точка росы может достигать 130 °С при влажности 80 % (см. рис. 6, кривая 3), что будет приводить к постоянной конденсации значительного количества влаги на внутренней поверхности трубы.

Выводы и заключение

Исследования поврежденных коррозией зон методами электронной сканирующей микроскопии с применением энергодисперсионного элементного анализа показали, кроме характерных для точечной коррозии дефектов, наличие не типичных для стали примесей кобальта в существенных концентрациях (см. рис. 5). Соединения кобальта содержатся в значительном количестве в угольной пыли и попадают в выходящие газы при сжигании бурых углей, при этом, кроме загрязнения окружающей среды, попадают также в воздухозаборную систему котельной. При кон-

денсации влаги на внутренних стенках трубы поддува в результате достижения температуры точки росы происходит концентрация этих примесей в областях активной коррозии.

Толщина стенок материала трубы на поврежденных участках оказалась утонена более чем в два раза – с 4 до 2–1,5 мм. Это не может быть объяснено перегревом или воздействием горячего воздуха. Структуры пережога, образовавшиеся на внешних стенках трубы поддува, вызваны многократным завариванием дефектов в виде трещин и свищей (см. рис. 2). Исследования микротвердости представленных образцов в поперечном и продольном направлениях (см. рис. 3, б) позволяют говорить о падении механических характеристик у поверхности, особенно значительном около поврежденных участков вблизи внутренней стенки трубы поддува.

Таким образом, в результате тщательного исследования режима функционирования трубы поддува, микроструктуры, механических свойств и элементного состава установлены предполагаемые причины аварии, что позволяет разработать рекомендации по предотвращению подобных случаев в дальнейшем. Коррозия обусловлена нарушением теплового режима эксплуатации воздухообменника, не рассчитанного на низкую температуру и высокую влажность наружного воздуха, а также трудностями, связанными с поддержанием высокой температуры выходящих газов.

Наличие как на внешней, так и на внутренней поверхности материала дефектов в виде многочисленных нарушений сплошности, вспученности материала, рванин, множественных надрывов, расслоения и трещин свидетельствует в первую очередь о термическом пережоге металла, возникшем из-за длительного нагревания до высоких температур, что может быть связано с неправильным выбором режима сварки, в том числе в условиях низких температур окружающего воздуха. Однако первичное повреждение металла трубы, ее утонение и образование свищей вызвано особенностями ее эксплуатации, в частности, коррозией из-за конденсации влаги на внутренней поверхности трубы.

Изготовителю рекомендуется пересмотреть режим работы котла, для сохранения его высокой эффективности при высокой температуре выходящих газов и низкой температуре наружного

воздуха, а также конструкцию трубы поддува, которая должна предусматривать снижение конденсации влаги, наличие коррозионно-защитного покрытия или использование нержавеющих материалов. Потребителям представляется целесообразным поддерживать крайне неэффективный режим высоких температур исходящих газов (желательно выше 200 °C), – это минимизирует конденсацию влаги за счет повышения температуры воздуха внутри трубы поддува.

Литература

1. Стенников В.А., Петров Н.А., Иванова И.Ю., Добровольская Т.В., Павлов Н.В. Проблемы и направления развития теплоснабжения Республики Саха (Якутия) в среднесрочной перспективе // Энергетическая политика. 2018. № 1. С. 64–74.
2. Доброхотов В.И., Жулев Г.В. Эксплуатация энергетических блоков. М.: Энергоатомиздат, 1987. 256 с.
3. Benac D.J. Failure avoidance brief: estimating heater tube life // J. Fail Anal. Prev. No. 9. 2009. P. 5–7.
4. Singh P.M., Mahmood J. Stress assisted corrosion of waterwall tubes in recovery boiler tubes: failure analysis // J. Fail Anal. Prev. 2007. No. 7. P. 361–370.
5. Perdomo J.J., Spry T.D. An overheat boiler tube failure // J. Fail Anal. Prev. 2005. No. 5. P. 25–28.
6. Lee N.H., Kim S., Choe B.H., Yoon K.B., Kwon D.I. Failure analysis of a boiler tube in USC coal power plant // Eng. Fail Anal. 2009. Vol. 16. P. 2031–2035.
7. Satyabrata C. Some aspects of metallurgical assessment of boiler tubes – basic principles and case studies // Mater. Sci. Eng. A. 2006. Vol. 432. P. 90–99.
8. Liu S.W., Wang W.Z., Liu C.J. Failure analysis of the boiler water-wall tube // Case Studies in Engineering Failure Analysis, 2017. No. 9. P. 35–39.
9. Duarte C.A., Espejo E., Martinez J.C. Failure analysis of the wall tubes of a water-tube boiler // Engineering Failure Analysis. 2017. Vol. 79. P. 704–713.
10. Dhua S.K. Metallurgical investigation of failed boiler water-wall tubes received from a thermal power station // Eng. Fail Anal. 2010. No. 17. P. 1572–1579.
11. Ahmad J., Purbolaksano J., Beng L.C., Rashid A.Z., Khinani A., Ali A.A. Failure investigation on rear water wall tube of boiler // Eng. Fail Anal. 2009. No. 16. P. 2325–2332.
12. Яковлева С.П., Махарова С.Н. Фрактодиагностика технических объектов, разрушившихся при эксплуатации на Севере // Заводская лаборатория. Диагностика материалов, 2020. Т. 86, № 6. С. 40–47.
13. Lepov V., Grigoriev A., Bisong M. et al. Microstructure Analyses and Multiscale Stochastic Modeling of Steel Structures Operated in Extreme Environment // Procedia Structural Integrity. 2018. No. 13. P. 1201–1208.

14. Lepov V.V., Ivanov A.M., Loginov B.A. The mechanism of nanostructured steel fracture at low temperatures // Nanotechnologies in Russia. 2008. No. 3(11). P. 734–742.

15. Бурцев С.И., Цветков Ю.Н. Влажный воздух. Состав и свойства. – СПб.: СПбГАХИТ, 1998. – 146 с.

Поступила в редакцию 02.07.2020

Принята к публикации 26.08.2020

Об авторах

ЛЕПОВ Валерий Валерьевич, доктор технических наук, директор, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, <https://orcid.org/0000-0003-2360-7983>, wisecold@mail.ru;

АЧИКАСОВА Валентина Семеновна, ведущий инженер, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, <https://orcid.org/0000-0002-7392-6571>, achikasova@iptpn.ysn.ru;

МАХАРОВА Сусанна Николаевна, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, snmachar@yandex.ru;

ЗАХАРОВ Василий Егорович, научный сотрудник, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, <https://orcid.org/0000-0003-2405-7426>, vasss@mail.ru;

ПАВЛОВ Никита Владимирович, зав. отделом, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия, <https://orcid.org/0000-0003-3936-9158>, pavlov_nv@iptpn.ysn.ru.

Информация для цитирования

Лепов В.В., Ачикасова В.С., Махарова С.Н., Захаров В.Е., Павлов Н.В. Анализ разрушения материала трубы поддува котельной, эксплуатируемой в экстремальных условиях Арктики // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. 2020, Т. 25, № 3. С. 143–151. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2020-25-3-14>

DOI 10.31242/2618-9712-2020-25-3-14

Failure analysis of the material of water boiler pipe operated in the Arctic zone of the Republic of Sakha (Yakutia)

V.V. Lepov, V.S. Achikasova, S.N. Makharova, V.E. Zakharov, N.V. Pavlov

*Larionov Institute of the physical-technical problems of the North SB RAS, Yakutsk
wisecold@mail.ru*

Abstract. *The failure of the air-introducing pipe of water boiler in an Arctic settlement of the Republic of Sakha (Yakutia) was studied. The operation mode was studied, and the samples of the destroyed pipe material were investigated by means of optical and electron scanning microscopy. Metal composition was determined, and mechanical characteristics were evaluated. Microstructure analysis initially pointed to a strong thermal overheating of the pipe material, however, more than twofold thinning of the pipe wall and the presence of flaws that were repaired by manual arc welding several times later on proved the corrosion nature of destruction. Calculation revealed that the dew point was reached and moisture was condensed on*

the pipe as a consequence of specific low-temperature regime within a large range of air humidity during the operation of the boiler. Thus, it is necessary to change the design of the boiler or the pipe material because the existing version does not suite the extremal performance conditions, since the low ambient temperature causes intensification of heat exchange, a decrease in the temperature of stack effluent, condensation of moisture and corrosion of the pipe metal.

Key words: pipe steel, thermal overheating, microstructure, electron microscopy, microhardness, spectral analysis, corrosion, dew point, fracture.

Acknowledgements. *The reported study was partially funded by RFBR, project number 18-48-140015, in theoretical and scanning microscopy research, and by Ministry of Science and Education of Russian Federation, Project III.28.1.1 in the frames of Program for Basic Research of the Siberian Branch of Russian Academy of sciences, in experimental spectral analysis, optical metallography and microhardness study. Also the research was done using equipment of the Shared core facilities of the Federal Research Center of the Yakutsk Science Center of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.*

References

1. Stennikov V.A., Petrov N.A., Ivanova I.Yu., Dobrovolskaya T.V., Pavlov N.V. Problemy i napravleniya razvitiya teplosnabzheniya Respubliki Sakha (Yakutiya) v srednesrochnoj perspektive // Energeticheskaja politika. 2018. No. 1. P. 64–74.
2. Dobrokhoto V.I., Zhgulev G.V. Eksploatatsia energeticheskikh blokov. Moscow: Energoatomizdat, 1987. 256 p.
3. Benac D.J. Failure avoidance brief: estimating heater tube life // J. Fail Anal. Prev. No. 9. 2009. P. 5–7.
4. Singh P.M., Mahmood J. Stress assisted corrosion of waterwall tubes in recovery boiler tubes: failure analysis // J. Fail Anal. Prev. 2007. No. 7. P. 361–370.
5. Perdomo J.J., Spry T.D. An overheat boiler tube failure // J. Fail Anal. Prev. 2005. No. 5. P. 25–28.
6. Lee N.H., Kim S., Choe B.H., Yoon K.B., Kwon D.I. Failure analysis of a boiler tube in USC coal power plant // Eng. Fail Anal. 2009. Vol. 16. P. 2031–2035.
7. Satyabrata C. Some aspects of metallurgical assessment of boiler tubes – basic principles and case studies // Mater. Sci. Eng. A. 2006. Vol. 432. P. 90–99.
8. Liu S.W., Wang W.Z., Liu C.J. Failure analysis of the boiler water-wall tube // Case Studies in Engineering Failure Analysis. 2017. No. 9. P. 35–39.
9. Duarte C.A., Espejo E., Martinez J.C. Failure analysis of the wall tubes of a water-tube boiler // Engineering Failure Analysis. 2017. Vol. 79. P. 704–713.
10. Dhua S.K. Metallurgical investigation of failed boiler water-wall tubes received from a thermal power station // Eng. Fail Anal. 2010. No. 17. P. 1572–1579.
11. Ahmad J., Purbolaksono J., Beng L.C., Rashid A.Z., Khinani A., Ali A.A. Failure investigation on rear water wall tube of boiler // Eng. Fail Anal. 2009. No. 16. P. 2325–2332.
12. Yakovleva S.P., Macharova S.N. Fracture diagnostics of the failure of engineering objects operated in the North // Industrial Laboratory. Diagnostics of Materials. 2020. No. 6 (86). P. 40–47.
13. Lepov V., Grigoriev A., Bisong M. et al. Microstructure Analyses and Multiscale Stochastic Modeling of Steel Structures Operated in Extreme Environment // Procedia Structural Integrity. 2018. No. 13. P. 1201–1208.
14. Lepov V.V., Ivanov A.M., Loginov B.A. The mechanism of nanostructured steel fracture at low temperatures // Nanotechnologies in Russia 3(11): P. 734–742.
15. Burtsev S.I., Tsvetkov Yu.N. Vlazhnii vozdukh. Sostav i svoistva. SPb.: SPb State Cold Academy, 1998. 146 p.

About the authors

LEPOV Valeriy Valerievich, doctor of technical sciences, director, Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North SB RAS, 1 Oktyabrskaya str., Yakutsk 677980, Russia, <https://orcid.org/0000-0003-2360-7983>, wisecold@mail.ru;

ACHIKASOVA Valentina Semenovna, engineer, Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North SB RAS, 1 Oktyabrskaya str., Yakutsk 677980, Russia, <https://orcid.org/0000-0002-7392-6571>, achikasova@iptpn.ysn.ru;

MAKHAROVA Susanna Nikolaevna, candidate of technical science, leading researcher, Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North SB RAS, 1 Oktyabrskaya str., Yakutsk 677980, Russia, snmachar@yandex.ru;

ZAKHAROV Vasilii Egorovich, researcher, Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North, SB RAS, 1 Oktyabrskaya str., Yakutsk 677980, Russia, <https://orcid.org/0000-0003-2405-7426>, vasss@mail.ru;

PAVLOV Nikita Vladimirovich, head of the department of energetics problems, Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North SB RAS, 1 Oktyabrskaya str., Yakutsk 677980, Russia, <https://orcid.org/0000-0003-3936-9158>, pavlov_nv@iptpn.ysn.ru.

Citation

Lepov V.V., Achikasova V.S., Makharova S.N., Zakharov V.E., Pavlov N.V. Failure analysis of the material of water boiler pipe operated in the Arctic zone of the Republic of Sakha (Yakutia) // Arctic and Subarctic Natural Resources. 2020, Vol. 25, No. 3. P. 143–151. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2020-25-3-14>