

Белан Б. Р., Богданова Н. А., Жилин С. Г., Комаров О. Н.
B. R. Belan, N. A. Bogdanova, S. G. Zhilin, O. N. Komarov

НОВЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ОКСИДНОГО СЛОЯ ПРОТЯЖЁННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБНЫХ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЕЙ

NEW METHODS FOR DAMAGE DIAGNOSTICS OF OXIDE LAYER OF PIPE STEAM HEATER EXTENDED ELEMENTS

Белан Богдан Романович – аспирант Хабаровского Федерального исследовательского центра ДВО РАН (Россия, Комсомольск-на-Амуре); 681005, Россия, Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Metallургов, 1; тел. +7(4217)54-95-39. E-mail: ace.97@mail.ru.

Bogdan R. Belan – Post-Graduate Student, Khabarovsk Federal Research Center of the FEB RAS (Russia, Komsomolsk-on-Amur); 681005, Khabarovsk region, Komsomolsk-on-Amur, 1 Metallurgists' str.; tel. +7(4217)54-95-39. E-mail: ace.97@mail.ru.

Богданова Нина Анатольевна – младший научный сотрудник Хабаровского Федерального исследовательского центра ДВО РАН (Россия, Комсомольск-на-Амуре); 681005, Россия, Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Metallургов, 1; тел. +7(4217)54-95-39. E-mail: joyful289@inbox.ru.

Nina A. Bogdanova – Junior Researcher, Khabarovsk Federal Research Center of the FEB RAS (Russia, Komsomolsk-on-Amur); 681005, Khabarovsk region, Komsomolsk-on-Amur, 1 Metallurgists' str.; tel. +7(4217)54-95-39. E-mail: joyful289@inbox.ru.

Жилин Сергей Геннадьевич – кандидат технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник Хабаровского Федерального исследовательского центра ДВО РАН (Россия, Комсомольск-на-Амуре); 681005, Россия, Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Metallургов, 1; тел. +7(4217)54-95-39. E-mail: sergeyzhilin1@rambler.ru.

Sergey G. Zhilin – PhD in Engineering, Associate Professor, Leading Researcher, Khabarovsk Federal Research Center of the FEB RAS (Russia, Komsomolsk-on-Amur); 681005, Khabarovsk region, Komsomolsk-on-Amur, 1 Metallurgists' str.; tel. +7(4217)54-95-39. E-mail: sergeyzhilin1@rambler.ru.

Комаров Олег Николаевич – кандидат технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник Хабаровского Федерального исследовательского центра ДВО РАН (Россия, Комсомольск-на-Амуре); 681005, Россия, Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Metallургов, 1; тел. +7(4217)54-95-39. E-mail: olegnikolaevitsch@rambler.ru

Oleg N. Komarov – PhD in Engineering, Associate Professor, Leading Researcher, Khabarovsk Federal Research Center of the FEB RAS (Russia, Komsomolsk-on-Amur); 681005, Khabarovsk region, Komsomolsk-on-Amur, 1 Metallurgists' str.; tel. +7(4217)54-95-39. E-mail: olegnikolaevitsch@rambler.ru.

Аннотация. Паропроводы и коллекторы изготавливают из конструкционных коррозионностойких жаропрочных сталей. Температурные колебания при эксплуатации паропроводов влияют на появление структурных и поверхностных дефектов, связанных с образованием оксидного слоя. По мере роста толщины оксидный слой становится защитным барьером между перегретым паром и телом трубы. Эксплуатационные теплосмены определяют появление эффекта бездеформационного разрушения защитного слоя, что приводит к выводу агрегата из строя и определяет актуальность точной диагностики деформационной стойкости. При диагностике образцы труб сплющивают и наблюдают стадии разрушения оксидного слоя. Такой подход не обеспечивает учёт деформации оксидного слоя в условиях рабочих температур, а точность регистрации разрушения слоя зависит от расположения образца в тестовой машине. Это влияет на качество прогноза остаточного ресурса конструкции. Предложен подход к регистрации деформации оксидного слоя, учитывающий отмеченные факторы.

Summary. Steam lines and manifolds are made of constructional corrosion-resistant heat-resistant steels. Temperature fluctuations during the operation of steam pipelines affect the appearance of structural and surface defects associated with the formation of an oxide layer. As the thickness increases, the oxide layer becomes a protective barrier between the overheated steam and the pipe body. Operational thermal cycles determine the appearance of the

effect of deformation-free destruction of the protective layer, which leads to the failure of the unit and determines the relevance of an accurate diagnosis of deformation resistance. During diagnostics, pipe samples are flattened and the stages of destruction of the oxide layer are observed. This approach does not provide taking into account the deformation of the oxide layer under operating temperatures, and the accuracy of the layer destruction recording depends on the location of the sample in the testing machine. This affects the quality of the forecast of the residual life of the structure. An approach to registering the deformation of the oxide layer is proposed, taking into account the above factors.

Ключевые слова: деформационная стойкость, оксидный слой, пароперегреватель, температура, эксплуатация, диагностика.

Key words: deformation resistance, oxide layer, superheater, temperature, operation, diagnostics.

УДК 621.9:519.8

Работа выполнена в рамках государственного задания ХФИЦ ДВО РАН.

На выбор материалов, используемых в конструкциях установок, имеющих в своём составе элементы пароперегревателей высокого давления, превалирующее влияние оказывают факторы, связанные с возможностью длительного сохранения их эксплуатационных характеристик в условиях переменных температур.

В качестве основных материалов таких конструкций используют теплоустойчивые и коррозионностойкие жаропрочные стали марок 12Х1МФ и 12Х18Н12Т, позволяющие обеспечить долговременную эксплуатацию объектов при давлении перегретого пара более 4 МПа, а также в интервале температур +196...+600 °С. В условиях кратковременного критического повышения температур до +800 °С в результате контакта теплоносителя с рабочей поверхностью паропровода происходит интенсивное образование магнетита [1]. Со временем замедляется рост толщины этого оксидного слоя, он становится защитным барьером между теплоносителем и основным металлом конструкции, предотвращая последний от коррозии и снижая напряжения, возникающие при теплосменах [2; 3]. Разрушению защитного оксидного слоя в ходе длительной эксплуатации способствует рост упругих напряжений, значения которых при остывании могут превышать предел текучести основного материала до 2 раз [4].

С целью продления срока эксплуатации паропровода проводят мероприятия, направленные на предотвращение коррозионного образования водородных соединений в структуре основного металла, способных в значительной мере снижать пластичность последнего [5].

В ряду мероприятий по диагностике элементов конструкций пароперегревателей используются методы неразрушающего контроля, основанные на регистрации изменений физических параметров материалов [6; 7]. Наиболее точными методами оценки деформационной способности оксидного слоя всё же остаются методы разрушающего контроля [8]. Разработка методов повышения точности диагностики повреждений оксидного слоя элементов трубных пароперегревателей представляется актуальной задачей и определяет цель настоящего исследования.

В настоящее время используют различные варианты определения деформационной способности оксидного слоя методами разрушающего контроля. Так, согласно авторскому свидетельству [11], эквивалентную температуру эксплуатации и остаточную долговечность металла определяют по специальным номограммам, которые не позволяют учесть сплошность оксидной плёнки. А точность метода, реализуемого по патенту РФ [2], согласно которому образцы из труб подвергают испытанию на сплющивание со скоростью деформирования ~ 5 мм/мин и регистрируют стадии осыпания слоёв оксидов, представляется невысокой. В обоих случаях испытания, проводимые в нормальных температурных условиях, не позволяют сделать вывод о физико-механических свойствах исследуемого материала, характерных для температур длительного эксплуатации, соответствующих интервалу значений +400...+700 °С (т.к. при увеличении температуры прочность оксидного слоя снижается).

Для достижения цели исследования реализован эксперимент, в ходе которого фрагмент участка паропровода с оксидным слоем (см. рис. 1), выполненного из стали 12Х1МФ, сплющивали согласно методике, представленной в [9; 10] и на рис. 2. Из анализа рис. 1, б видно, что в структуре оксидного слоя присутствуют нарушения сплошности, что может привести к его отслоению и, следовательно, снижению его защитной функции. Габаритные размеры фрагментов трубы следующие: наружный диаметр 32 мм, толщина стенки 4 мм, высота 32 мм. Оксидный слой образован в результате эксплуатации при температуре +567 °С в течение 180 тыс. ч при давлении теплоносителя 14,2 МПа. Испытания проводили на универсальной тестовой машине Shimadzu AG-X plus 250кН.

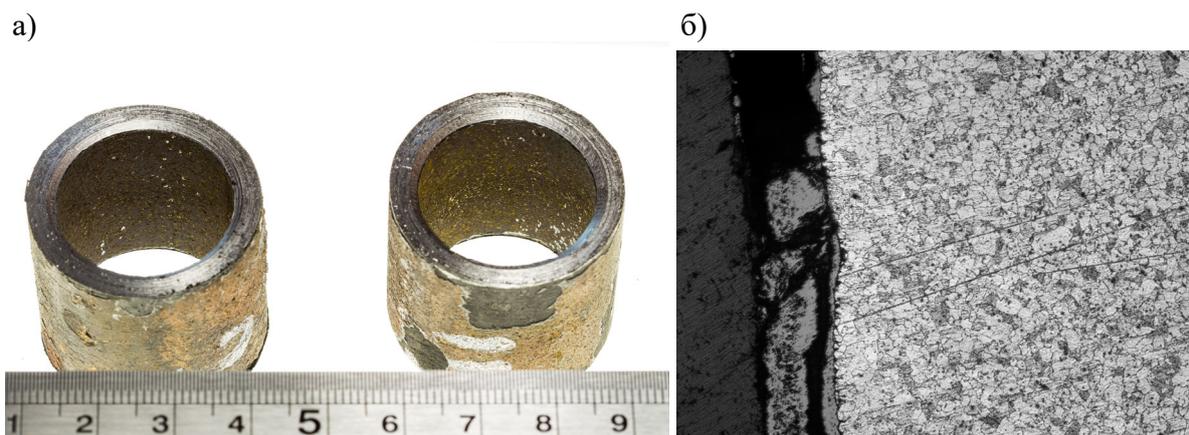


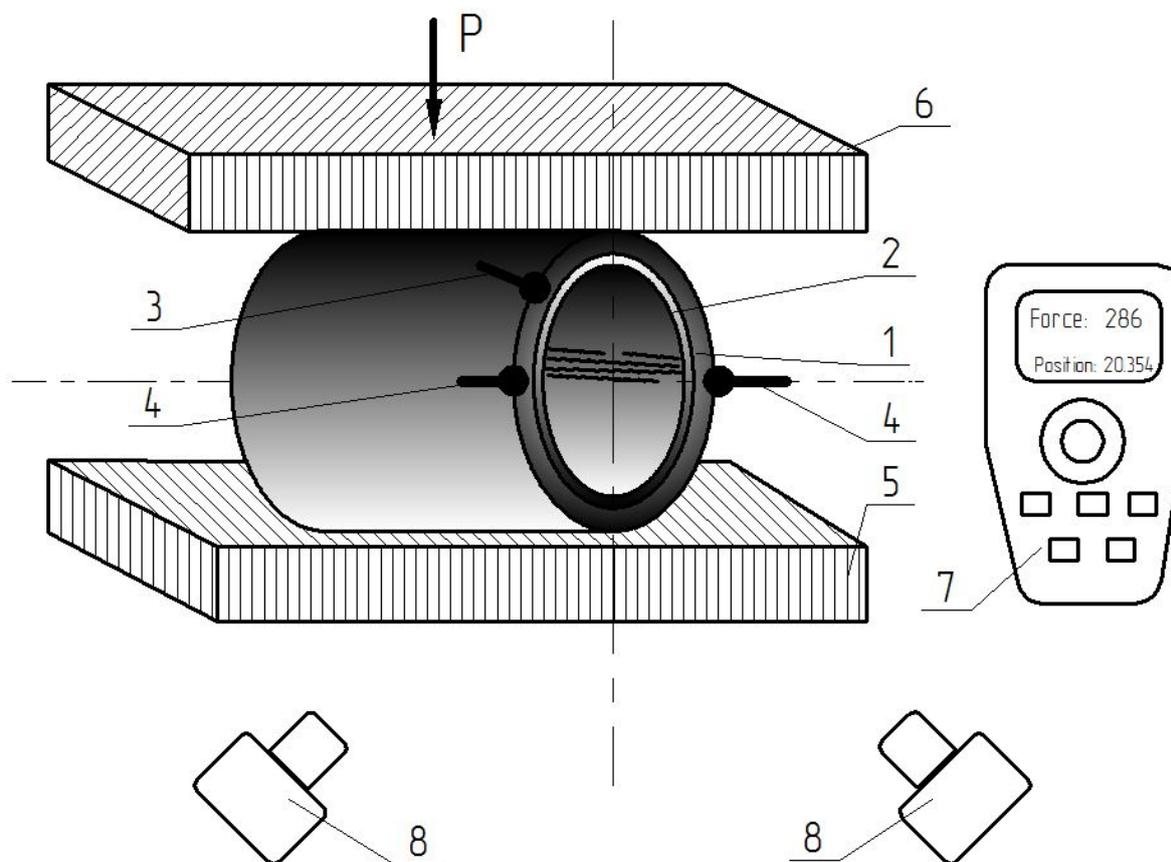
Рис. 1. Фрагменты труб из стали 12Х1МФ: а – внешний вид с оксидным слоем, б – оксидный слой на внутренней стенке трубы (x200)

Согласно рис. 2, на поверхность фрагмента трубы 1 с оксидным слоем 2 устанавливается термопара 3 (ТХА типа К) и электроконтакты 4, обеспечивающие нагрев образца до температуры эксплуатации. Образец 1 размещают между неподвижной 5 и подвижной 6 опорами испытательного стенда на сжатие. Стенд дополнительно снабжён блоком управления 7 с индикатором для отображения параметров: времени (с), перемещения подвижной опоры (мм), силы (кН). Регистрация параметров испытания осуществляется двумя видеокамерами 8, установленными так, чтобы внутренняя стенка образца и индикатор попадали в кадр каждой из камер. Задачей такого расположения камер является регистрация начала появления дефектов в оксидном слое.

В результате перемещения подвижной опоры испытательного стенда фрагмент трубы сплющивают до образования полос металла, свободных от оксидного слоя, который осыпается в результате деформации. Анализом данных видеозаписи, синхронизированных с данными индикатора, регистрируют моменты точечного отслоения частиц оксидного слоя и появления сплошных трещин в нём. В результате сплющивания внутренний диаметр фрагмента трубы увеличивается, что определяет появление $\Delta D_{\text{вн}} = D_{\text{вн}i} - D_{\text{вн}j}$, где $D_{\text{вн}i}$ и $D_{\text{вн}j}$ представляют собой значения внутреннего диаметра до и после силового воздействия соответственно. По величине $\Delta D_{\text{вн}}$ и деформации ε в зоне сжатия с помощью экспериментальных зависимостей, представленных в [8], определяют значения деформаций ε_1 , ε_2 , ε_3 , характерных для стадий появления дефектов в оксидном слое в виде отслоения отдельных его чешуек, появлений цепочек таких образований и начала осыпания оксидного слоя соответственно. Согласно [8; 9], труба признаётся работоспособной при следующих значениях относительной деформации ε : $\varepsilon_1 \leq 1,3 \%$; $\varepsilon_2 > 1,3 \%$, но $\varepsilon_2 - \varepsilon_1 \leq 0,5 \%$.

В результате серии экспериментов, направленных на выявление применимости усовершенствованной методики определения работоспособности труб пароперегревателей, установлено, что исследуемые фрагменты труб из стали 12Х1МФ, эксплуатировавшихся при повышенных температурах, отвечают условиям $\varepsilon_2 > 1,3 \%$ и $\varepsilon_2 - \varepsilon_1 > 0,5 \%$, а значит, пригодны для дальнейшей эксплуатации. Дальнейшими механическими испытаниями установлены значения временного сопротив-

ления разрыву $\sigma_B = 511,7$ МПа; предела текучести $\sigma_T = 338,5$ МПа; относительного удлинения $\delta_s = 22,7$ %, в целом отвечающие требованиям ТУ 14-3Р-55-2001.



1 – фрагмент трубы; 2 – оксидная плёнка; 3 – термопара; 4 – электроконтакт;
5 – неподвижная опора испытательного стенда; 6 – подвижная опора испытательного стенда;
7 – блок управления; 8 – видеокамера

Рис. 2. Схема испытания

Таким образом, в ходе эксперимента подтверждена работоспособность усовершенствованной методики оценки работоспособности труб пароперегревателей, обеспечивающих проведение исследований в температурных условиях эксплуатации трубы, что совместно с повышением точности регистрации момента появления первой трещины в оксидной плёнке внутренней поверхности испытуемых образцов позволяет повысить точность прогноза последующей эксплуатации труб парогенераторов, котлов и т.д.

ЛИТЕРАТУРА

1. Беляков, И. И. Анализ причин эрозионных повреждений элементов испарительных контуров низкого давления котлов-утилизаторов парогазовых энергетических установок / И. И. Беляков, В. И. Бреус, М. С. Попов // Тяжёлое машиностроение. – 2018. – № 1-2. – С. 21-25.
2. Смирнов, А. Н. Исследование микроструктуры и фазового состава стали 12Х1МФ после длительной эксплуатации / А. Н. Смирнов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2004. – № 2 (39). – С. 67-72.
3. Protecting Steam Cycle Components During Low-Load Operation of Combined Cycle Gas Turbine Plants. Dave Moelling, Peter Jackson, and Jim Malloy. Tetra Engineering Group. Power magazine, 03.01.2015.
4. Vainman A. B., Martynova O. I., Ens V. A. Failures of steam lines at thermal power stations due to corrosion surroundings // Thermal Engineering. 1999. Т. 46. № 5. P. 376-386.

5. Lyubimova A. A., Makeev A. A., Tashlykov A. S., Zavorin R. N. Steel in Translation. 2014. V. 44. № 2. P. 117.
6. Дубов, А. А. Диагностика аустенитных труб пароперегревателей паровых котлов по магнитным полям рассеяния / А. А. Дубов // Теплоэнергетика. – 1999. – № 5. – С. 29-31.
7. Диагностика защитных свойств оксидных плёнок на внутренних поверхностях паропроводных труб на основе электрохимических методов исследования / Т. В. Липкина, С. М. Липкин, Т. В. Козлова [и др.] // Контроль. Диагностика. – 2015. – № 12. – С. 34-40.
8. СТО 17230282.27.100.005-2008. Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования. – Москва, 2008. – С. 442-444.
9. Патент № 2726260 Российская Федерация, МПК G01N 17/00 (2006.01). Способ определения работоспособности труб пароперегревателя: № 2020101165: заявлено 10.01.2020; опубликовано 10.07.2020 / Богданова Н. А., Жилин С. Г., Комаров О. Н., Попов А. В., Фирсов С. В. – 11 с.
10. Zhilin S. G., Komarov O. N and Bogdanova N. A. The diagnosis of damage of the oxide layer of the steam superheater pipes // Mechanics, Resource and Diagnostics of Materials and Structures (MRDMS-2020) AIP Conf. Proc. 2315 (2020) 040050-1–040050-5.
11. Авторское свидетельство № 1012131 СССР, МПК G01N 33/20. Способ определения остаточной долговечности труб пароперегревателя котла электростанции: № 3372278: заявлен 29.12.1981: опубликован 15.04.1983 / Школьников Б. Э., Шешенев М. Ф., Злепко В. Ф., Пронина Г. Г. – 2 с.
12. Патент № 2036466 Российская Федерация, МПК G01N 17/00(2006.01). Способ определения работоспособности труб пароперегревателя: № 5062285/28: заявлено 17.09.1992: опубликовано 27.05.1995 / Школьников Б. Э., Шешенев М. Ф., Урусова Г. А., Белов В. В. – 7 с.