

УДК 697.34

DOI: 10.24160/1993-6982-2017-4-50-54

Наружная коррозия как основная причина повреждаемости тепловых сетей и способы защиты от нее

С.В. Чичерин

Обоснована актуальность проблемы теоретико-методологического анализа вопроса, что одной из главных причин выхода из строя оборудования систем централизованного теплоснабжения на объектах производства, транспорта, хранения и использования тепловой энергии является коррозионное повреждение. Настоящее исследование показало, что характер типичного повреждения отличается от представленного в существующих работах. Это, в числе прочего, не позволяет добиться более точного определения величины критического давления. Для увеличения срока службы оборудования необходимо знать характеристики материалов труб, получивших наибольшее распространение для использования в магистральных тепловых сетях.

Выполнен анализ нормативной и научно-технической информации, определяющей требования к трубам марочного и размерного сортамента, используемых в тепловых сетях. Основное внимание уделено исследованию причин высокой повреждаемости и характера выявляемых дефектов. Приведен порядок расчета и применения активно используемого конструктивного способа защиты от коррозии, предполагающего введение прибавки к расчетной толщине стенки трубы. Однако указанный способ не является панацеей: необходимы также активный и пассивный способы защиты от коррозии. В частности, разновидностью последнего является применение предизолированных труб полной заводской готовности.

Ключевые слова: централизованное теплоснабжение, тепловые сети, трубопровод, дефект, повреждение, коррозия, нормативный документ, надежность.

Для цитирования: Чичерин С.В. Наружная коррозия как основная причина повреждаемости тепловых сетей и способы защиты от нее // Вестник МЭИ. 2017. № 4. С. 50—54. DOI: 10.24160/1993-6982-2017-4-50-54.

External Corrosion as the Main Factor Causing Damage to Heat Supply Networks and Methods to Protect from It

S.V. Chicherin

The article substantiates the importance of performing theoretical and methodological analysis of the statement that corrosion damage is one of the main factors causing failure of district heating system equipment of thermal power production, transportation, storage, and utilization facilities. The performed investigation has shown that the typical damage differs in its nature from that presented in the existing publications on this subject. As a result, the protection measures taken on the basis of incorrect assumptions do not allow the critical pressure values to be evaluated in a more accurate way. In order to increase the equipment service life, it is necessary to know the characteristics of pipe materials that are most widely used in trunk heat supply networks.

The regulatory and scientific-technical information determining the requirements for the standard types and sizes of pipes used in heat networks was analyzed with placing focus on clarifying the causes of high damageability and the nature of revealed defects. The article presents the procedure for carrying out calculation and applying the extensively used design corrosion protection method, according to which a certain margin is added to the calculated pipe thickness value. This approach, however, removes the problem only partially. Therefore, both active and passive corrosion protection methods should be used. The use of fully prefabricated preinsulated pipes can serve as an example of a passive corrosion protection method.

Key words: district heating, heat supply networks, pipeline, defect, damage, corrosion, regulatory document, reliability.

For citation: Chicherin S.V. External Corrosion as the Main Factor Causing Damage to Heat Supply Networks and Methods to Protect from It. MPEI Vestnik. 2017; 4: 50—54. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2017-4-50-54.

Введение

Состояние и качество исполнения трубопроводов тепловых сетей, вспомогательных конструкций и оборудования, автоматизация и диспетчеризация, принципы построения и технология эксплуатации систем централизованного теплоснабжения населенных пунктов России значительно уступают уровню европейских

стран. Интенсивность отказов достигает пяти единиц на километр в год. Часто эти значения в десятки раз превышают характерные для этих же систем средние показатели отказов 1980-х гг. [1]. В таких условиях ключевым фактором обеспечения надежности системы централизованного теплоснабжения является способность металла трубы сохранить требуемую для работы под заданным давлением толщину стенки в течение всего срока службы.

Применяемые трубы

Согласно [2], трубы, арматуру и изделия из стали и чугуна для тепловых сетей с температурой теплоносителя выше 115 °С следовало принимать в соответствии с [3]. С отменой данных правил порядок изменился. Интересен также факт, что в предыдущей редакции документа [4] не оговаривался нижний предел температуры теплоносителя, на который распространялось данное положение.

До 2014 г. в соответствии с [3] и его преемниками нормировалось наименование материала (марка стали) и пределы его применения. Действующими в настоящее время документами [5, 6] регламентируются лишь свойства применяемых материалов.

В тепловых сетях населенных пунктов России [7] и ведомственных источников, находящихся за их пределами [8], применяются в основном бесшовные горячекатаные и электросварные трубы. Бесшовные горячекатаные трубы по [9, 10] выпускаются с наружными диаметрами 32...426 мм из стали марки 20. Трубы из Ст3сп [11] имеют ограниченное применение в распределительных сетях и системах транспортировки теплоты от местных источников [3].

Для проката большего диаметра сложилась следующая практика применения: для тепловых сетей диаметром до 400 мм включительно — бесшовные горячекатаные трубы, выше 400 мм — электросварные с продольным и электросварные со спиральным швами [12]. Электросварные прямошовные трубы изготавливаются из сталей марок 10, 20 по [13, 14], 17Г1С по ТУ и [14].

Для труб различного сортамента нормативными документами определены предельные параметры температуры и давления, состав обязательных механических и технологических испытаний и методы их контроля. В рамках каждого стандарта [10, 14] предусмотрено несколько типов, механические свойства которых могут значительно различаться.

Существующие исследования в данной области

Исследования [15] показали, что наиболее частой причиной повреждения участков тепловых сетей является наружная коррозия. На основе статистических данных разработаны математические модели [16, 17], описывающие процесс разрушения стенки трубы. Они позволяют успешно решать проблему определения критической величины давления, необходимой для появления сквозного повреждения на корродированном трубопроводе.

Процесс определения начинается с анализа допустимого давления согласно предписаниям нормативного документа. Давление разрыва вычисляется по построенным диаграммам. Для верификации полученных результатов применяются методы численного моделирования с последующей визуализацией.

К сожалению, в настоящей работе рассматриваются лишь дефекты, имеющие одинаковую глубину, чья протяженность вдоль трубы намного больше второго линейного размера («ширины») [17], либо даже при сохранении соразмерности обеих координат вид дефекта упрощается до прямоугольного [16]. Возможно, причина отличия — отечественная специфика эксплуатации трубопроводов и проведения строительно-монтажных работ. Кроме того, свои сложности накладывает и используемый математический аппарат.

Имеющиеся практические рекомендации в публикациях научной направленности ограничиваются деталями применения отдельных средств диагностики тепловых сетей [18, 19] или использованием схемных решений для бесперебойного обеспечения теплотой потребителей в условиях, когда появление и увеличение количества повреждений стало нормой [20, 21].

Причины высокой повреждаемости и характер выявляемых дефектов

Визуальный осмотр повреждений показывает, что в подавляющем большинстве случаев наружная коррозия имеет характер отдельных сравнительно небольших по площади очагов при наличии на остальных вскрытых участках сплошной, равномерной и сравнительно небольшой коррозии. Как правило, очаги отмечаются в нижних боковых частях окружности труб.

Работа с актами расследования причин аварий показывает, что совместное развитие коррозионных процессов на наружной и внутренней поверхностях металла раз за разом приводит к утонению стенки трубопровода до величины меньше расчетной минимально допустимой и последующему исчерпанию кратковременной прочности. Так, в одном из случаев повреждения на участке тепловой сети диаметром 530 мм утонение дошло до величины 0,4 мм при расчетной минимально допустимой 3,5 мм, после чего последовало раскрытие трубы (рис. 1).



Рис. 1. Повреждение, выявленное во время отопительного периода 2016 г. в верхней части окружности трубопровода канальной прокладки магистральной тепловой сети г. Омска

Причиной показанного дефекта стало интенсивное развитие коррозионного процесса, вызванное просыпанием грунта между перекрытиями канала. В большинстве случаев величина коррозионного очага не превосходит 0,5 м по длине и охватывает не более 25...35 % сечения трубы, что позволяет устанавливать заплату при больших диаметрах поврежденных труб (рис. 2).



Рис. 2. Результат ликвидации локального коррозионного повреждения путем установки заплаты на подающем трубопроводе диаметром 800 мм

Наружная коррозия вызвана намоканием изоляции. Практика показала, что защитные покрытия, выполненные из стеклопластика, гидроизола, полимерных пленок, цементной штукатурки, а также гидрофобизация минеральной ваты не защищают ее от увлажнения в период длительной эксплуатации. Внутренняя коррозия обусловлена, как правило, некачественной водоподготовкой. В настоящее время существуют три способа борьбы с коррозией: активный, пассивный и конструктивный [22].

Способы защиты от коррозии

Активный способ состоит в ведении специальных добавок, снижающих коррозионную активность транспортируемой среды, и применим только при борьбе с внутренней коррозией. Пассивный способ предусматривает использование материалов, химически стойких к коррозии (эмали, пластмассы, нержавеющие стали и т. п.). Конструктивный способ основан на применении металла с увеличенной толщиной стенки, т. е. вводится прибавка к расчетной толщине стенки трубы или детали, которая со временем будет «съедена» коррозией. Второй и третий способы одинаково пригодны как для наружного, так и для внутреннего типа коррозии. Наиболее простым и широко применяемым в отечественной практике является конструктивный способ [22], который прописан в нормах расчета на прочность [23].

Расчетная толщина стенки зависит от следующих параметров:

- расчетного давления;
- наружного диаметра;

- коэффициента снижения прочности сварного соединения;
- номинального допускаемого напряжения при расчетной температуре стенки.

Коэффициент снижения прочности сварного соединения принимается в соответствии с [24, пп. 4.2.1.1, 4.2.1.1.]. Номинальное допускаемое напряжение определяется материалом, из которого изготовлен трубопровод.

Считается, что в тепловых сетях внутренняя коррозия должна отсутствовать за счет надлежащего качества водоподготовки, поэтому в официальных нормативных документах по тепловым сетям интенсивность внутренней коррозии нигде не упоминается. Допустимая же скорость наружной коррозии трубопроводов любого типа прокладки приводится в строительных нормах [4, п. 11.9] и составляет 0,03 мм/год. Примечательна ситуация, что в актуализированной редакции документа аналогичное положение сохранилось лишь касательно теплопроводов бесканальной прокладки [2, п. 11.11]. При нормативном сроке службы не менее 30 лет соответствующей прибавкой на коррозию будет 0,9 мм [2].

Кроме того, суммарная прибавка к толщине стенки должна учитывать допуск на возможное утонение стенки — так называемый минусовый допуск. Его значения приведены в стандартах на трубы и изделия из листа. Такая технологическая прибавка является ощутимой величиной.

Приведем пример для «ходовой» трубы наружным диаметром 325 мм с толщиной стенки 9 мм. В случае электросварной прямошовной трубы, изготовленной из стали марки 17Г1С, согласно [25, табл. 3], минусовое отклонение толщины металла при максимальной ширине листа и толщине проката 9 мм составляет почти сантиметр (0,8 мм).

Не участвующая в расчетах величина прибавки на внутреннюю коррозию также была определена автором. Она может достигать 1,5 мм, это значение определено согласно РД [24] исходя из скорости утонения 0,05 мм/год (среднее значение второй группы интенсивности) и срока службы теплопровода 30 лет.

Заключение

Повреждаемость трубопроводов тепловых сетей чрезвычайно высока, что определяет актуальность данного исследования, в том числе анализа нормативно-технической документации, регламентирующей наименование материала (марку стали) и пределы его применения. Характер выявленных дефектов указывает на ярко выраженную локальную сосредоточенность процессов разрушения металла трубы, причиной которых становится интенсивный и постоянный доступ влаги к металлической стенке.

Настоящее исследование показало, что характер типичного повреждения отличается от представленного в существующих работах. Это, в числе прочего, не по-

звляет добиться более точного определения величины критического давления. Выявление причины высокой повреждаемости и характера выявляемых дефектов позволяет уточнить математическую модель, описывающую процесс разрушения стенки трубы, внести поправки в имеющиеся методические документы.

Наиболее распространенным в настоящее время является конструктивный способ защиты от коррозии, предполагающий введение прибавки к расчетной толщине стенки трубы. Изучена практика его применения. Показана необходимость введения прибавки на внутреннюю коррозию и внесено предложение о нормативном закреплении этого процесса. Однако должно быть понятно, что конструктивный способ не является панацеей: необходимо распространять как активный, так и пассивный способ защиты от коррозии. В частности, разновидностью последнего является применение предизолированных труб полной заводской готовности.

Применение данных практических рекомендаций позволило совместно с другими мерами снизить риск возникновения повреждения на участках тепловых сетей [26]. Перспектива использования различных способов защиты от коррозии учитывалась и при разработке труб повышенной коррозионной стойкости [27, 28].

Литература

1. Стенников В.А. Проблемы развития теплового хозяйства России и пути их решения // Экономические проблемы энергетического комплекса: открытый семинар. М.: РАН, Институт народнохозяйственного прогнозирования, 2008.
2. СП 124.13330.2012. Тепловые сети.
3. ПБ 10-573—03. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.
4. СНиП 41-02—2003. Тепловые сети.
5. Приказ Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г. «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».
6. ТР ТС 032/2013. «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (Решение Совета Евразийской экономической комиссии от 02.07.2013 г. № 41).
7. Козин В.Е. и др. Теплоснабжение. М.: Высшая школа, 1980.
8. Глухов С.В., Коваленко А.В., Чичерин С.В. Развитие систем теплоснабжения структурных подразделений ОАО РЖД // Вестник ВНИИЖТ. 2016. № 3. С. 183—188.
9. ГОСТ 8732—78. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.
10. ГОСТ 8731—74. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.
11. ГОСТ 10706—93. Трубы стальные электросварные прямошовные.
12. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: Изд-во МЭИ, 1999.
13. ГОСТ 10705—80. Трубы стальные электросварные. Технические условия.
14. ГОСТ 20295—85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.
15. Глухов С.В., Чичерин С.В. Причины развития коррозионных процессов на магистральных тепловых сетях г. Омска // Инструменты и механизмы современного инновационного развития: сб. статей Междунар. науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во Аэтерна, 2016.
16. Kozak D., Ivandić Z., Konjatić P. Determination of the Critical Pressure for a Hot-Water Pipe with a Corrosion Defect // Materials and Technology. 2010. V. 44. No. 6. Pp. 385—390.
17. Cronin D. S., Pick R. J. Prediction of the Failure Pressure for Complex Corrosion Defects // Intern. J. Pressure Vessels and Piping. 2002. V. 79. No. 4. Pp. 279—287.
18. Чичерин С.В. Методика планирования и организации работ по тепловой инфракрасной аэросъемке тепловых сетей // Энергобезопасность и энергосбережение. 2016. № 6. С. 32—36.
19. Friman O. et al. Methods for Large-Scale Monitoring of District Heating Systems Using Airborne Thermography // Proc. IEEE Geoscience and Remote Sensing. 2014. V. 52. No. 8. Pp. 75—82.
20. Дмитриев В.З. Совершенствование систем теплоснабжения: Автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Красноярск, 2013.
21. Горбунова Т.Г. Надежность тепловых сетей различных схем при развитии систем теплоснабжения: Автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Казань, 2014.
22. Магалиф В.Я., Ковылянский В.Я. Теоретические основы конструирования трубопроводов тепловых сетей. М.: ВНИПИЭнергопром, 2005.
23. РД 10-400—01. Нормы расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей.
24. РД 10-249—98. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды.
25. ГОСТ 19903—74. Прокат листовой горячекатаный. Сортамент.
26. Чичерин С. В. Повышение надежности и сокращение тепловых потерь путем устройства продольного дренажа на магистральных тепловых сетях г. Омска // Изв. вузов. Северо-кавказский регион. Технические науки. 2016. № 4. С. 61—66.
27. Митрофанов А.В. и др. Факторы, влияющие на коррозионную стойкость труб ЖКХ // Металлург. 2016. № 1. С. 71—74.
28. Чичерин С.В. Повышение надежности тепловой сети путем применения труб повышенной коррозионной стойкости // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2016. № 6 (58). С. 34—36.

References

1. **Stennikov V.A.** Problemy Razvitiia Teplovogo Khoziaistva Rossii i Puti ikh Resheniia // Ekonomicheskie Problemy Energeticheskogo Kompleksa: Otkryti Seminar. M.: RAN, Institut Narodnokhoziaistvennogo Prognozirovaniia, 2008. (in Russian).
2. **SP 124.13330.2012.** Teplovye Seti. (in Russian).
3. **PB 10-573—03.** Pravila Ustroistva i Bezopasnoi Eksploatatsii Truboprovodov Para i Goriachei Vody. (in Russian).
4. **SNiP 41-02—2003.** Teplovye Seti. (in Russian).
5. **Prikaz Rostekhnadzora № 116 ot 25.03.2014 g.** Federalnye Normy i Pravila v Oblasti Promyshlennoi Bezopasnosti «Pravila Promyshlennoi Bezopasnosti Opasnykh Proizvodstvennykh Obiektov, na Kotorykh Ispolzuetsia Oborudovanie, Rabotaiushchee pod Izbytochnym Davleniem». (in Russian).
6. **TR TS 032/2013.** «O Bezopasnosti Oborudovaniia, Rabotaiushchego pod Izbytochnym Davleniem» (Reshenie Soveta Evraziiskoi Ekonomicheskoi Komissii ot 02.07.2013 № 41). (in Russian).
7. **Kozin V.E. i dr.** Teplosnabzhenie. M.: Vysshiaia Shkola, 1980. (in Russian).
8. **Glukhov S.V., Kovalenko A.V., Chicherin S.V.** Razvitie Sistem Teplosnabzheniia Strukturnykh Podrazdelenii OAO RZhD. Vestnik VNIIZhT. 2016;3:183—188. (in Russian).
9. **GOST 8732—78.** Truby Stalnye Besshovnye Goriachedeformirovannye. Sortiment. (in Russian).
10. **GOST 8731—74.** Truby Stalnye Besshovnye Goriachedeformirovannye. Tekhnicheskie Trebovaniia. (in Russian).
11. **GOST 10706—93.** Truby Stalnye Elektrosvarnyye Priamoshovnye. (in Russian).
12. **Sokolov E.Ia.** Teplofikatsiia i Teplovye Seti. M.: Izd-vo MPEI, 1999. (in Russian).
13. **GOST 10705—80.** Truby Stalnye Elektrosvarnyye. Tekhnicheskie Usloviia. (in Russian).
14. **GOST 20295—85.** Truby Stalnye Svarnyye Dlia Magistralnykh Gazonefteprovodov. Tekhnicheskie Usloviia. (in Russian).
15. **Glukhov S.V., Chicherin S.V.** Prichiny Razvitiia Korroziionnykh Protsesov na Magistralnykh Teplovykh Setiakh g. Omska. Instrumenty i Mekhanizmy Sovremennogo Innovatsionnogo Razvitiia: Sb. Statei Mezhdunar. Nauch.-prakt. Konf. Ufa: Izd-vo Aeterna, 2016. (in Russian).
16. **Kozak D., Ivandić Z., Konjatić P.** Determination of the Critical Pressure for a Hot-Water Pipe with a Corrosion Defect. Materials and Technology. 2010;44;6:385—390.
17. **Cronin D. S., Pick R. J.** Prediction of the Failure Pressure for Complex Corrosion Defects. Intern. J. Pressure Vessels and Piping. 2002;79;4:279—287.
18. **Chicherin S.V.** Metodika Planirovaniia i Organizatsii Rabot po Teplovoi Infrakrasnoi Aerosieemke Teplovykh Setei. Energobezopasnost i Energoberezhenie. 2016;6:32—36. (in Russian).
19. **Friman O. et al.** Methods for Large-Scale Monitoring of District Heating Systems Using Airborne Thermography. Proc. IEEE Geoscience and Remote Sensing. 2014;52;8:75—82.
20. **Dmitriev V.Z.** Sovershenstvovanie Sistem Teplosnabzheniia: Avtoref. Diss. ... Kand. Tekhn. Nauk. Krasnoarsk, 2013. (in Russian).
21. **Gorbunova T.G.** Nadezhnost Teplovykh Setei Razlichnykh Skhem pri Razvitiu Sistem Teplosnabzheniia: Avtoref. . Diss. ... Kand. Tekhn. Nauk. Kazan, 2014. (in Russian).
22. **Magalif V.Ia., Kovylianskii V.Ia.** Teoreticheskie Osnovy Konstruirovaniia Truboprovodov Teplovykh Setei. M.: VNIPIEnergoprom, 2005. (in Russian).
23. **RD 10-400—01.** Normy Rascheta na Prochnost Truboprovodov Teplovykh Setei. (in Russian).
24. **RD 10-249—98.** Normy Rascheta na Prochnost Statsionarnykh Kotlov i Truboprovodov Para i Goriachei Vody. (in Russian).
25. **GOST 19903—74.** Prokat Listovoi Goriachekatanyi. Sortiment. (in Russian).
26. **Chicherin S.V.** Povyshenie Nadezhnosti i Sokrashchenie Teplovykh Poter Putem Ustroistva Prodolnogo Drenazha na Magistralnykh Teplovykh Setiakh g. Omska. Izv. Vuzov. Severo-kavkazskii Region. Tekhnicheskie Nauki. 2016;4:61—66. (in Russian).
27. **Mitrofanov A.V. i dr.** Faktory, Vliiaushchie na Korroziinuiu Stoikost Trub ZhKKh. Metallurg. 2016;1:71—74. (in Russian).
28. **Chicherin S.V.** Povyshenie Nadezhnosti Teplovoi Seti Putem Primeneniia Trub Povyshennoi Korroziionnoi Stoikosti. Truboprovodnyi Transport: Teoria i Praktika. 2016;6 (58):34—36. (in Russian).

Сведения об авторе

Чичерин Станислав Викторович — аспирант Омского государственного университета путей сообщения, e-mail: man_csv@hotmail.com

Information about author

Chicherin Stanislav V. — Ph.D.-student of Omsk State Transport University, e-mail: man_csv@hotmail.com

Статья поступила в редакцию 04.08.2016