

Технические средства контроля внутренней коррозии трубопроводов

Отказы и аварии (в том числе с катастрофическими последствиями) теплоэнергетических систем чаще всего бывают вызваны неконтролируемым развитием коррозионных процессов. По этим причинам контроль внутренней коррозии энергетического оборудования является одной из наиболее острых проблем.

Известны различные подходы к организации контроля коррозионного состояния энергетического оборудования. Действовавший ранее (до 01.09.2003 г.) СНиП 2.04.07–86 «Тепловые сети» [1] устанавливал (п. 7.37) достаточно узкие требования к контролю коррозионного состояния теплопроводов — «на подающих и обратных трубопроводах водяных тепловых сетей для наблюдения за внутренней коррозией на концевых участках и в трех характерных промежуточных узлах следует предусматривать по два индикатора коррозии (шлифа) в каждой точке, один из которых служит для наблюдения за кислородной коррозией, другой — за общей коррозией трубопроводов». Таким образом, было регламентировано количество промежуточных точек контроля и число индикаторов, устанавливаемых в каждой точке.

Однако СНиП [1] не разъяснял, каким образом следует при анализе индикаторов коррозии отграничивать кислородную коррозию от общей. При этом следует отметить, что при значениях водородного показателя (рН) теплоносителя, регламентированных правилами [2–4], коррозия стали всегда протекает с катодным контролем и кислородной деполяризацией. Таким образом, требование установки двух индикаторов коррозии в каждой точке было излишним.

Эти противоречия в значительной мере устранены введением с 01.09.2003 г. взамен СНиП [1] нового СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» [5], которым (п. 13.3) предписано «для контроля за внутренней коррозией на подающих и обратных трубопроводах водяных тепловых сетей на выводах с источника теплоты и в наиболее характерных местах предусматривать установку индикаторов коррозии». Тем самым определены «наиболее характерных мест», а также количество и конструкция индикаторов коррозии отнесены к компетенции проектной организации.

Известные конструкции индикаторов коррозии и их недостатки

В настоящее время единственным практическим руководством по контролю коррозионного состояния энергетического оборудования являются методические указания [6], в которых приведено типовое конструктивное решение индикатора коррозии, рассмотрены требования к его монтажу, методике коррозионных испытаний и анализу результатов.

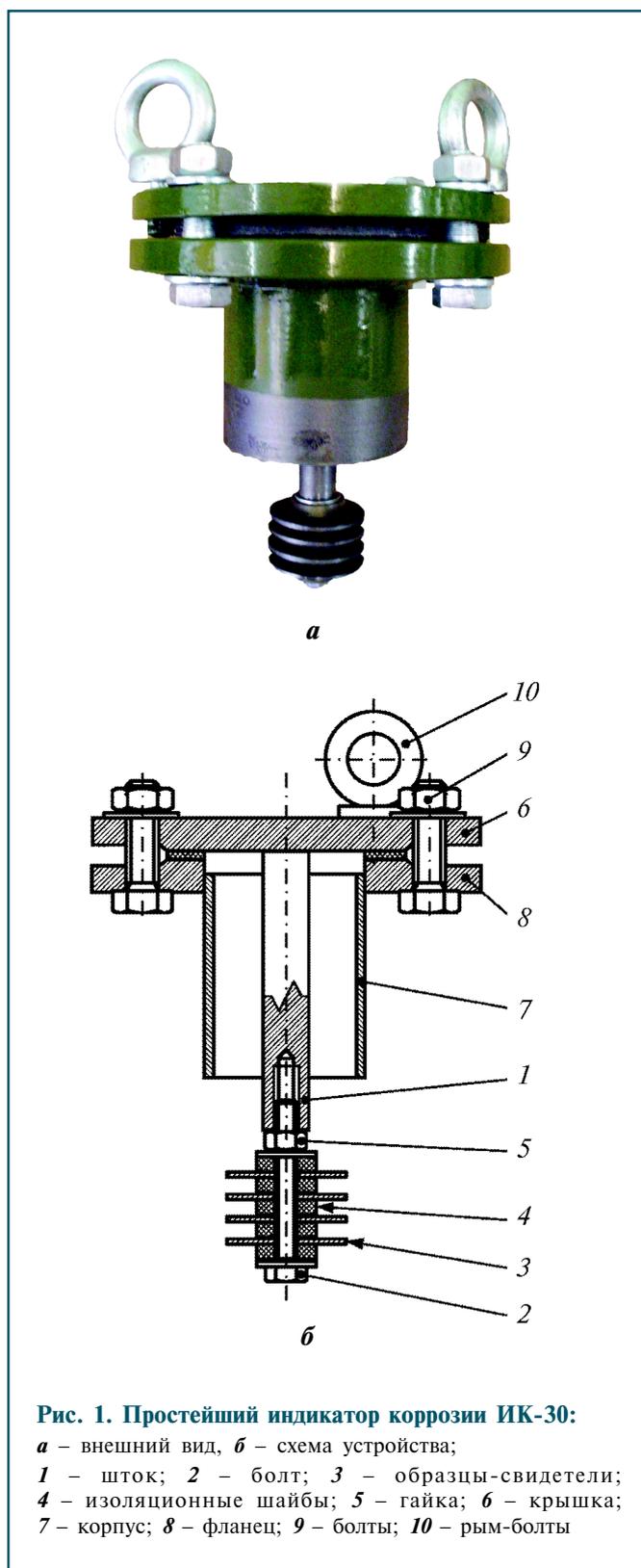


Рис. 1. Простейший индикатор коррозии ИК-30:

а – внешний вид, *б* – схема устройства;
1 – шток; 2 – болт; 3 – образцы-свидетели;
4 – изоляционные шайбы; 5 – гайка; 6 – крышка;
7 – корпус; 8 – фланец; 9 – болты; 10 – рым-болты

Конструкция простейшего индикатора коррозии, предложенного в методических указаниях [6] и выпускаемого Инженерно-химической лабораторией УдГУ под маркой ИК-30, приведена на **рис. 1**. Индикатор состоит из крышки 6, присоединенной к фланцу 8 корпуса 7 болтами 9. К крышке прикреплен шток 1, на котором болтом 2, изоляционными шайбами 4 и гайкой 5 закреплены образцы-свидетели 3. Для облегчения демонтажа крышки она снабжена рым-болтами 10. Корпус индикатора врезают в трубопровод. Основным недостатком индикатора — невозможность установки и изъятия образцов-свидетелей в процессе эксплуатации трубопровода, поскольку при этом давление внутри трубопровода отличается от атмосферного. На практике теплоэнергетические установки эксплуатируются либо сезонно, либо непрерывно за исключением коротких остановок на планово-предупредительный ремонт. Такая периодичность контроля внутренней коррозии является недостаточной для обоснованных выводов и своевременного проведения антикоррозионных мероприятий. Следовательно, систематический контроль скорости коррозии трубопровода при использовании индикаторов коррозии описанной конструкции невозможен.

К недостаткам индикаторов коррозии и методики проведения коррозионных испытаний, рекомендованных [6], следует отнести некорректность сопоставления скорости коррозии образцов-свидетелей (имеющих форму дисков и закрепленных на штоке, перпендикулярном потоку воды в трубопроводе) со скоростью коррозии внутренней стенки трубопровода, находящейся в иных гидродинамических условиях. Косвенным образом этот факт признают и сами разработчики методических указаний [6] (п. 6.3.3): «в том случае, если скорость коррозии пластин какой-либо сборки индикаторов в тепловой сети (районе) в течение нескольких сезонов резко отличается от средней по данной сети (району), то необходимо проанализировать причины отличий (скорость потока, местные гидродинамические возмущения потока, местные присосы сырой воды) и принять меры для исключения нарушений гидродинамики или присосов. В том случае, если изменить ситуацию невозможно, целесообразно перенести место установки сборки индикаторов». Таким образом, предложенная в работе [6] конструкция индикатора коррозии дает возможность за счет выбора гидродинамических условий и места установки индикаторов получить желательное значение скорости коррозии образцов-свидетелей. Однако при этом остается невыясненным, как полученный результат коррелирует со скоростью внутренней коррозии трубопровода. В отдельных пунктах методические указания противоречат действующему СНиП; так, согласно [6] (п. А.2), в некоторых случаях не рекомендуется устанавливать индикаторы коррозии в обратных трубопроводах, что прямо противоречит п. 13.3 СНиП [5].

В случае таких противоречий на практике следует руководствоваться действующим СНиП.

Недостатки, присущие конструкции индикаторов коррозии, предложенной в [6], в полной мере присущи и другой аналогичной конструкции, предложенной ООО «Инженерно-технологический центр «Оргхим» [7].

Более удобной с практической точки зрения является конструкция [8] индикатора коррозии ИК-31, также выпускаемого Инженерно-химической лабораторией УдГУ (чертеж ИК-31.00.00.000), показанная на **рис. 2**. Индикатор состоит из трубчатого корпуса 4, имеющего крышки 6 на фланцах 5, закрепленные болтами 7. Одна из крышек выполнена съемной и закреплена барашковыми гайками 8, к ней прикреплен шток 3. На штоке посредством изоляционных шайб 2

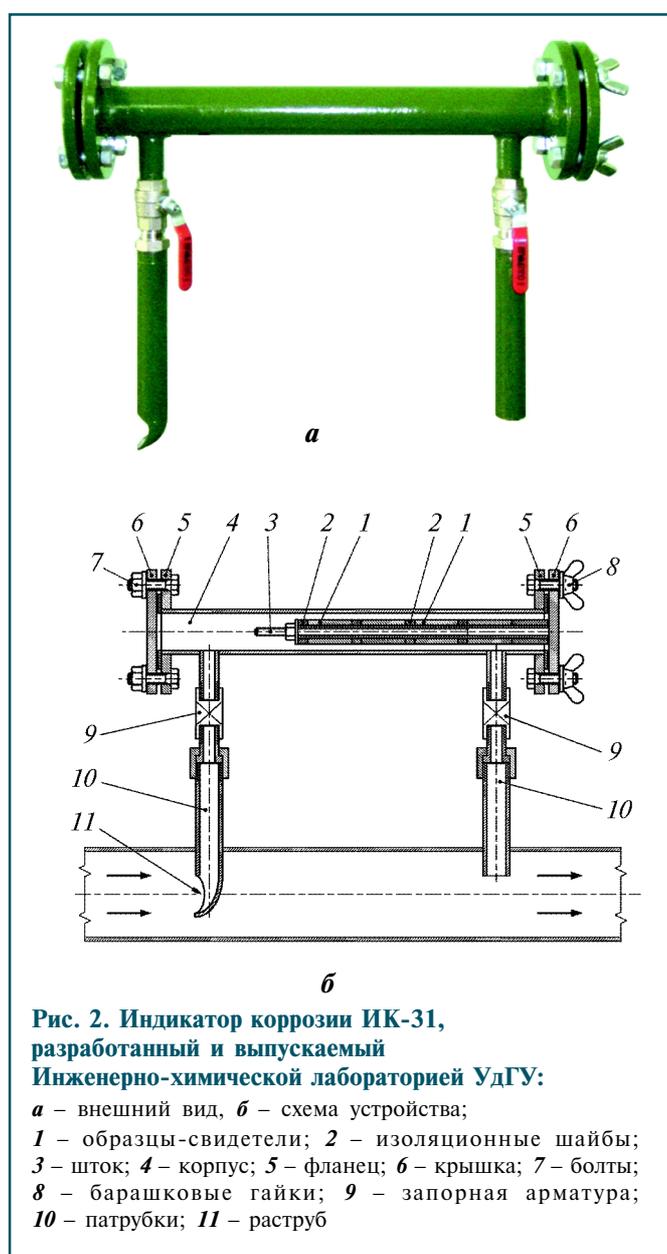


Рис. 2. Индикатор коррозии ИК-31, разработанный и выпускаемый Инженерно-химической лабораторией УдГУ:

- а** – внешний вид, **б** – схема устройства;
1 – образцы-свидетели; **2** – изоляционные шайбы;
3 – шток; **4** – корпус; **5** – фланец; **6** – крышка; **7** – болты;
8 – барашковые гайки; **9** – запорная арматура;
10 – патрубки; **11** – раструб

размещены образцы-свидетели 1. К корпусу посредством запорной арматуры 9 присоединены патрубки 10, врезаемые в трубопровод, причем один из патрубков имеет раструб 11. Сечение раструба выбрано так, чтобы скорость потока воды в корпусе индикатора была близка к скорости потока в периферийной зоне трубопровода (приблизительно 1/3–1/4 от максимальной скорости, достигаемой в центре трубопровода). Поток воды омывает образцы-свидетели (в форме цилиндра), которые установлены на центральном штоке. Гидродинамические условия обтекания образцов-свидетелей в данной конструкции значительно ближе к тем, в которых находится внутренняя стенка трубопровода. Кроме того, благодаря наличию запорной арматуры, образцы-свидетели можно устанавливать и извлекать в любое время, что позволяет вести систематический контроль скорости внутренней коррозии трубопроводов.

Общим недостатком известных конструкций индикаторов коррозии является **завоздушивание** и **загазовывание** — скопление в индикаторе (вблизи образцов-свидетелей) воздуха или иных газов. Основные причины попадания воздуха в трубопровод — достаточно высокая растворимость воздуха в воде при комнатной температуре и ее уменьшение при нагревании. Поэтому после заполнения трубопровода водой и по мере ее нагревания воздух выделяется из воды и скапливается в застойных зонах, возникающих в местах врезки вспомогательного оборудования, в том числе и индикаторов коррозии. В корпусах индикаторов могут скапливаться и другие газы, например, сероводород, выделяющийся в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий. Все это изменяет характер коррозионных процессов внутри контейнера, вследствие чего результаты измерений не соответствуют объективной оценке процесса внутренней коррозии трубопровода. Корпуса и крышки индикаторов коррозии не обеспечивают удаление скапливающегося воздуха и газов. Для удаления воздуха из контейнера возможно частично демонтировать глухой фланец, ослабив его крепление, однако из-за опасности для обслуживающего персонала и окружающей среды возможного выброса содержащейся внутри трубопровода жидкости такие манипуляции на трубопроводе, находящемся под давлением, запрещены правилами техники безопасности.

Невозможность избежать завоздушивания отмечена, в частности, в работе [6] (п. 3.6): «*Не рекомендуется устанавливать индикаторы на нижней образующей трубопроводов и в тех местах обратных трубопроводов, куда может попадать и постоянно находиться воздух (т.е. подвергаться завоздушиванию). Для уменьшения количества воздуха, остающегося в объеме штуцера, возможна установка штуцеров под углом к вертикальной (поперечной) оси трубопровода*». Таким образом, в известных конструкциях индикаторов можно



Рис. 3. Внешний вид индикатора коррозии ИК-31М с клапаном для воздухоудаления и поворотной крышкой, разработанного и выпускаемого Инженерно-химической лабораторией УдГУ

лишь уменьшить завоздушивание и загазовывание, но не исключить его полностью. В связи с этим актуальна разработка конструкции индикатора внутренней коррозии трубопровода, которая позволит полностью избежать завоздушивания при монтаже индикатора в любом положении по отношению к трубопроводу.

Индикаторы внутренней коррозии со средствами воздухоудаления

Задача предотвращения завоздушивания индикатора коррозии при произвольном пространственном положении его корпуса решается снабжением индикаторов внутренней коррозии ручными или автоматическими клапанами для удаления воздуха и газов.

Индикатор коррозии, аналогичный ранее известному ИК-30 и отличающийся от него наличием средств воздухоудаления, выпускается Инженерно-химической лабораторией УдГУ под маркой ИК-30М. На его крышке установлен клапан для выпуска воздуха, расстояние от центра крышки до клапана для выпуска воздуха равно внутреннему радиусу корпуса. Фланец и крышка имеют отверстия для крепежных болтов, равномерно расположенных по окружности, при этом отверстия для крепежных болтов в крышке выполнены по контуру, включающему участки двух concentрических дуг, центр которых совпадает с центром крышки, а клапан для выпуска воздуха установлен на угловом расстоянии от отверстия, равном 1/4 углового расстояния между центрами соседних отверстий.

В процессе заполнения трубопровода жидкостью и его последующего функционирования жидкость из трубопровода поступает в корпус, воздух из которого удаляют, открывая клапан. Это позволяет избежать влияния завоздушивания и скопления иных газов на показания индикатора коррозии и получить данные, соответствующие действительной скорости внутренней

коррозии трубопровода. Размещение клапана для выпуска воздуха в соответствующем положении относительно центра крышки позволяет при любом положении корпуса индикатора коррозии относительно трубопровода и горизонта поместить крышку в такое положение, при котором можно полностью выпустить воздух из корпуса индикатора коррозии.

Аналогичным образом решена проблема воздухоудаления в конструкции индикатора ИК-31М, который присоединяется к трубопроводу посредством патрубков с запорной арматурой. Внешний вид индикатора коррозии ИК-31М показан на рис. 3, на котором видны клапан для удаления воздуха и отверстия для крепежных болтов, выполненные по контуру, включающему участки двух концентрических дуг, центр которых совпадает с центром крышки. Это обеспечивает возможность ориентации крышки таким образом, чтобы клапан находился в верхней точке корпуса индикатора и обеспечивал полное удаление воздуха и газов. Использование индикатора ИК-31М дает возможность устанавливать и извлекать образцы-свидетели в любое время и вести систематический контроль скорости внутренней коррозии трубопроводов.

Предложенное техническое решение защищено патентом РФ на полезную модель [9].

Список литературы

1. **СНиП 2.04.07-86.** Тепловые сети. М.: ГП ЦПП, 1994. 128 с.
2. **РД 34.20.501-95.** Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: «Омега-Л», 2006. 256 с.
3. **ПБ 10-574-03.** Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. М.: ПИО ОБТ, 2003. 192 с.
4. **Правила** технической эксплуатации тепловых энергоустановок. М.: «Омега-Л», 2006. 212 с.
5. **СНиП 41-02-2003.** Тепловые сети. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 38 с.
6. **РД 153-34.1-17.465-00.** Методические указания по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях. М.: ВТИ, 2001. 12 с.
7. **Методические рекомендации** по применению ингибитора накипеобразования и коррозии «Композиция ККФ» для стабилизации подпиточной и сетевой воды систем теплоснабжения и горячего водоснабжения / Камалиев А.З., Зверев А.С., Косачев И.П. Казань: ООО «Инженерно-технологический центр ОРГХИМ», 2005. С. 59-60.
8. **Патент РФ** на полезную модель № 48026, МПК F17D 3/00 опубл. 10.09.2005 г. Устройство коррозионного мониторинга действующего трубопровода / Плетнев М.А., Чаусов Ф.Ф.
9. **Патент РФ** на полезную модель № 94309, МПК F17D 3/00 опубл. 20.05.2010 г. Индикатор коррозии для мониторинга действующего трубопровода / Чаусов Ф.Ф., Баранова Е.Е.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении или в редакции журнала с любого месяца и на любой срок

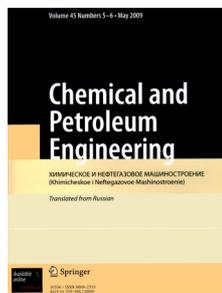
Индекс журнала:

71042 — по каталогу Агентства «Роспечать»

38589 — по объединенному каталогу «Пресса России»

Журнал переводится на английский язык и переиздается под названием **Chemical and Petroleum Engineering**

В редакции можно приобрести электронную версию журнала «Химическое и нефтегазовое машиностроение» за 2002—2010 годы в программе Acrobat®ReaderФ



Телефон редакции: (499)267-07-64, 8(915)339-37-61
E-mail: himnef@msuie.ru <http://himnef.ru>



Дистилляция
 Абсорбция
 Экстракция



SULZER
 Зульцер Хемтех

ООО «Зульцер Хемтех»
 г. Серпухов

Тел.: +7 4987 76 0600
 Факс: +7 4987 76 1121

info.russiachemtech@sulzer.com

г. Москва

Тел.: +7 499 271 3546
 Факс: +7 499 271 3547

www.sulzercorp.ru

г. Санкт-Петербург

Тел.: +7 812 449 0744
 Факс: +7 812 449 0743

www.sulzerchemtech.com