

Г.Н.Голубых, Л.Г.Тубольцев, Н.И.Падун

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИХ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА

Приведена методика технической диагностики и прогнозирования остаточного ресурса газопроводов, являющаяся составной частью экспертизы промышленной безопасности опасных металлургических объектов.

Современное состояние вопроса. При эксплуатации оборудования опасных производственных объектов металлургического производства все большее значение приобретают обследование и контроль их технического состояния, а также определение безопасного остаточного ресурса с учетом эксплуатационных повреждений. Это обусловлено как экономическими причинами (наличие объектов с большим поражающим потенциалом, старение парка оборудования с массовым выходом его элементов за проектные ресурсы, снижение производственной и технологической дисциплины, ухудшение ремонтной базы и т.п.), так и организационными (структурные изменения системы технического надзора, становление института независимой экспертизы промышленной безопасности).

Газопроводы применяются для транспортировки технологических газов (коксового, доменного, природного, сметанного и др.) и связывают поставщиков и потребителей в единый газотранспортный узел. Техническая диагностика технологических газопроводов металлургических предприятий направлена на определение их фактического состояния, условий дальнейшей эксплуатации, прогнозирование остаточного ресурса и является составной частью экспертизы промышленной безопасности, позволяющей оценить возможности предприятия по поддержанию эксплуатационной надежности и долговечности газопроводов в соответствии с требованиями нормативно-технической и проектно-конструкторской документации.

По газопроводам современного металлургического предприятия, достигающим в диаметре до 3000 мм, транспортируется до 4000 тыс.м³/ч газообразного топлива. Транспортировка газа по общезаводским межцеховым газопроводам, эксплуатируемым практически без замены от 30 до 50 и более лет, осуществляется без резервирования. Аварии на одном участке системы межцеховых газопроводов отражаются на работе всех установок входящих в систему [1].

Постановка задачи. Технологические газопроводы представляют двойную опасность с точки зрения их эксплуатации. С одной стороны,

они являются несущими конструкциями, в частности, для межцеховых технологических трубопроводов–спутников различного назначения и диаметров, которые за время эксплуатации потеряли часть несущей способности из-за отступлений от проекта при монтаже, механических повреждений, внутренней и внешней коррозии, увеличения нагрузок в связи с прокладкой новых технологических коммуникаций, скопления отложений на газопроводах и внутри них. С другой стороны, утечка транспортируемых газов, содержащих вредные агрессивные компоненты, к которым относятся главным образом сероводород, кислород и углекислый газ, может привести к взрывам, возгораниям и отравлениям людей [2,3].

Основными характеристиками горючих газов являются теплота сгорания, жаропроизводительность, токсичность, взрывоопасность, а также излучательная способность факела. Коксовый газ является сравнительно высококалорийным газом, его теплота сгорания 3600–4500 ккал/м³, жаропроизводительность 2060–2100⁰С; отличается большим содержанием водорода; образует с воздухом взрывоопасную смесь, если в смеси с ним находится в пределах 6–30% по объему; температура воспламенения 560⁰С. Доменный газ является низкокалорийным газом, его теплота сгорания 800–1000 ккал/м³, жаропроизводительность 1440⁰С, суммарное содержание СО₂ и N₂ составляет 70–73%, по сравнению с другими горючими газами более токсичен; образует с воздухом взрывоопасную смесь, если в смеси с ним находится в пределах 40–70%; температура воспламенения 680⁰С. Природный газ имеет теплоту сгорания до 8700 ккал/м³, чрезвычайно взрывоопасен; образует с воздухом взрывоопасную смесь, если он в смеси с ним находится в пределах 5–15% по объему; температура воспламенения 550⁰С.

Наиболее взрывоопасной является смесь газа с воздухом, образующаяся при вентиляции или продувке газовых коммуникаций в период их отключений или пусков, а также газо–воздушная смесь образующаяся в трубопроводах отсасывающей вентиляции. При эксплуатации системы газоочистки доменного газа возможны такие аварийные ситуации, сопровождаемые выделением доменного газа: нарушение режима водоснабжения или прекращение подачи воды на газоочистку; выбивание гидрозатворов газоочистки при резких толчках газа или снижении давления; нарушение плотности газовых коммуникаций; забивание конуса скруббера и гидрозатворов шламом; выход из строя или потухание сбросной свечи газоочистки для сжигания избытка газа; выход из строя автоматики регулирования смеси доменного и коксового газа [4]. В этой связи концепция технической диагностики и оценки прогнозируемого остаточного ресурса технологических газопроводов предусматривает разработку методики их обследования.

Методика исследования.

Предлагаемая методика предусматривает комплексное обследование, включающее анализ эксплуатационной документации; наружный визуальный осмотр; оценку воздействия технологических факторов; дефектоскопический контроль сварных соединений и основного металла; неразрушающий контроль толщины стенок; измерение твердости металла неразрушающими методами; испытание на прочность, плотность и герметичность; расчет остаточного ресурса и пр., с применением средств измерительной техники и испытательного оборудования [5,6,7].

Наружный осмотр технологических газопроводов проводится с целью визуального выявления дефектов и повреждений в основном металле и сварных соединениях. При измерительном контроле уточняют размеры механических повреждений и деформированных участков; овальность сгибов газопроводов; глубину язв, раковин и размеры зон коррозионного повреждения. Ультразвуковая толщинометрия определяет утонение стенок газопровода в процессе его эксплуатации. По результатам ультразвуковой толщинометрии определяется скорость коррозионного износа стенок газопровода, выполняется расчет газопровода на прочность, а также прогнозируется остаточный ресурс.

Для определения скорости коррозии стенок газопровода используется статистическая обработка результатов измерений. Определяются среднее

значение толщины стенки S_{cp} , мм: $S_{cp} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N S_i$, где N – число

измерений; S_i – значения толщины, измеренной при диагностировании,

мм ($i = 1, 2, 3, \dots, N$); ошибка D одного измерения: $D = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (S_i - S_{cp})^2}{N - 1}}$,

мм; среднее квадратическое отклонение D_{cp} величины S_{cp} :

$D_{cp} = \frac{D}{\sqrt{N}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (S_i - S_{cp})^2}{N \cdot (N - 1)}}$, мм; вероятное минимальное среднее

значение измеренной толщины стенки S_0 , мм: $S_0 = S_{cp} - K_c \cdot D_{cp}$, где

K_c – коэффициент, определяемый с помощью распределения Стьюдента в зависимости от числа измерений N и заданной доверительной вероятности W ; вероятное минимальное значение толщины S^V :

$S^V = S_{cp} - K_c \cdot D$, мм. Скорость коррозии V в миллиметрах в год

вычисляется по формуле: $V = \frac{S_N + \delta - S^V}{\tau_0}$, где S_N – толщина стенки по

паспорту или минимальное среднее значение толщины, определенное по результатам ранее проведенных замеров, мм; δ – плюсовой допуск на толщину стенки газопровода, мм; τ_0 – расчетный или назначенный предыдущим диагностированием срок службы, годы. Значение толщины стенки S_τ в миллиметрах, прогнозируемое на τ лет, определяется по формуле: $S_\tau = S^V - V \cdot \tau$.

Механические свойства металла определяются по результатам измерения твердости основного металла и сварных соединений газопроводов. Твердость измеряется в местах замера толщины металла, отмеченных по результатам визуального контроля. Для выявления дефектов в основном металле и сварных соединениях применяют методы неразрушающего контроля: ультразвуковой (УК); радиационный (РК); капиллярный (КК); магнитный (МК); акустической эмиссии (АЭ). УК металла трубопровода и швов сварных соединений проводят с целью выявления внутренних дефектов; РК радиографическим методом проводится с целью выявления непроваров, шлаковых и неметаллических включений, трещин в шве сварного соединения и околошовной зоне; КК цветным или люминесцентным методами выполняется для обнаружения невидимых невооруженным глазом дефектов типа несплошностей металла, выходящих на поверхность; МК магнитопорошковым методом проводят для выявления поверхностных и подповерхностных нарушений сплошности металла; АЭ – акустико–эмиссионный метод контроля применяют для выявления местоположения дефектов и определения степени их опасности.

Целью металлографического анализа является изучение макро– и микроструктуры металла газопроводов. Макроструктурные исследования проводятся при необходимости установления причины возникновения дефекта, обнаруженного методами неразрушающего контроля. Исследования микроструктуры металла проводят в случаях неудовлетворительных результатов измерения твердости металла; допустимых изменениях структуры основного металла или металла сварных соединений; определения причин возникновения коррозионных разрушений и других повреждений; термического воздействия на трубопровод в результате происшедшей аварии или пожара. Фрактографический анализ металла проводится при обнаружении дефектов в виде трещин неизвестного происхождения.

Расчет на прочность производится с целью определения максимально допустимого давления, которое может выдержать трубопровод. Исходными данными для расчета являются минимальные значения толщины стенок контролируемых участков; геометрические параметры контролируемых участков; паспортные значения давления, температуры; табличные значения допустимых напряжений материала трубопровода. После проведения обследования и устранения дефектов газопроводы

подвергаются испытанию на прочность и плотность гидравлическим или пневматическим способом.

По истечении периода нормативного ресурса эксплуатации технологических газопроводов токсичных и взрывоопасных горючих газов, применяемых в металлургии, требуется проведение полного диагностирования их технического состояния и установление остаточного ресурса до достижения предельного состояния. За предельное состояние технологических газопроводов при поражении их металлических стенок коррозией принимается такое, когда расчетная толщина стенки достигается на площади поверхности, составляющей не менее 5% общей контролируемой площади газопровода.

В качестве основного показателя остаточного ресурса газопроводов выступает время наработки их на отказ и выраженная в процентах доверительная вероятность γ того, что в течение этой наработки предельное состояние опасного объекта не будет достигнуто (так называемый гамма–процентный ресурс). В каждой точке поверхности технологических газопроводов происходит случайный процесс изменения толщины металла во времени, подчиняющийся нормальному распределению Гауса [8]. Доверительная вероятность γ задается высокой (90–95%), а допустимая относительная погрешность расчета δ – минимальной. В совокупности эти две величины определяют число измерений, которые следует выполнить при диагностировании. Значения γ выбираются из ряда: 0,8; 0,9; 0,99, а δ – 0,15; 0,1; 0,05.

Выбирается приблизительный коэффициент вариации ϑ глубин проникновения коррозии h , характеризующий степень неравномерности коррозионного повреждения поверхности технологического газопровода. При очень слабой неравномерности коррозионного повреждения (от 0 до 10% номинальной толщины стенки) $\vartheta=0,1$; слабой (от 0 до 20%) $\vartheta=0,2$; умеренной (от 0 до 30%) $\vartheta=0,3$; средней (от 0 до 40%) $\vartheta=0,4$; сильной (от 0 до 50%) $\vartheta=0,5$; очень сильной (от 0 до 60% и более) $\vartheta=0,6$ и более. По заданным параметрам γ , δ и ϑ из табл.1 выбирается минимальное число измерений N толщины стенки газопровода. По полученным при диагностировании данным определяется глубина коррозионного разрушения во всех замеренных точках: $h_i = H_{исх} - h_{изм}$, где $H_{исх}$ и $h_{изм}$

– толщина стенки соответственно исходная (номинальная) и в i -той точке, мм. Вычисляются средняя глубина коррозионных разрушений:

$$\bar{h} = \sum_{i=1}^N \frac{h_i}{N},$$

среднеквадратическое отклонение глубин разрушения:

$$\sigma_h = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (h_i - \bar{h})^2}{N-1}}, \quad \text{расчетный коэффициент вариации глубин}$$

разрушения: $\vartheta_h = \frac{\sigma_h}{\bar{h}}$. Оценивается критерий резкого выделения значения максимальной глубины коррозионного разрушения h_{max} из выборки: $h_{max} < \bar{h}[\ln 20N]^{\vartheta_h}$. Если данный критерий не выполняется, то участок исследованной поверхности газопровода с резко выделенным h_{max} должен быть подвергнут дополнительному контролю с последующим принятием соответствующих решений.

Таблица 1. Число измерений N толщины стенки газопровода при заданных значениях γ , δ и ϑ .

γ	δ	Число измерений N при ϑ_h									
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,99	0,05	25	100	200	315	550	800	900	1000	1000	1000
	0,10	8	25	50	100	150	200	300	400	560	650
	0,15	5	13	25	40	70	100	150	200	270	315
0,90	0,05	8	13	25	50	75	100	150	200	260	315
	0,10	3	8	15	32	48	65	95	125	165	200
	0,15	3	4	8	15	23	32	48	65	73	80
0,80	0,05	4	13	25	50	75	100	150	200	260	315
	0,10	3	5	10	13	25	32	41	50	75	100
	0,15	3	3	5	6	10	15	20	25	32	40

Сравниваются значения ориентировочно выбранного и вычисленного коэффициентов вариации глубин проникновения коррозии ϑ и ϑ_h . Если $\vartheta > \vartheta_h$, то значит коэффициент был выбран правильно и дальнейший расчет выполнен верно; если $\vartheta < \vartheta_h$, то надо уточнить число проведенных измерений N и при необходимости выполнить дополнительные.

Далее определяются параметры распределения a и b для функции Вейбулла $F(h)$ (функциональная зависимость, описывающая характер

коррозионного износа): $F(h) = 1 - e^{-\left(\frac{h}{a}\right)^b}$, где a и b – параметры соответственно масштаба и формы; параметр масштаба по средней

глубине разрушения: $a = \frac{\bar{h}}{K_b}$, где K_b – коэффициент, зависящий от ϑ_n , берется из табл.2. Параметр формы b находится также из табл.2 по коэффициенту вариации ϑ_n .

Определяется вероятностная максимальная глубина разрушения на всей обследуемой поверхности газопровода: $h_{max} = a \left[-\ln \left(-\frac{\ln \gamma}{M} \right) \right]^{\frac{1}{b}}$,

где $M = \frac{S}{S_0}$ – показатель масштаба; S – площадь поверхности,

подлежащей обследованию; S_0 – площадь поверхности, контролируемой при одном измерении, равная площади поверхности шупа ультразвукового толщиномера. Определяется вероятностная глубина разрушения на контролируемой поверхности площадью β , равной 5% площади обследуемой поверхности: $h_{\beta} = a[-\ln \beta]^{\frac{1}{b}}$.

Таблица 2. Значения K_b ($K_{b\vartheta}$) и b (b_{ϑ}) в зависимости от ϑ_n .

b (b_{ϑ})	K_b ($K_{b\vartheta}$)	ϑ_n
1,0	1,000	1,000
2,0	0,886	0,523
3,0	0,893	0,363
4,0	0,906	0,281
5,0	0,918	0,230
6,0	0,929	0,194
7,0	0,935	0,168
8,0	0,942	0,148
9,0	0,947	0,133
10,0	0,951	0,120
11,0	0,958	0,101
12,0	0,964	0,087
16,0	0,969	0,077
20,0	0,974	0,063
25,0	0,978	0,051

Вычисляется первоначальный показатель долговечности – средний ресурс с момента ввода в эксплуатацию $T_{дср}$ до достижения предельного состояния (расчетной толщины стенки на площади β):

$$T_{Дср} = \frac{h_{пред} \cdot K_{bt}}{c \cdot (-\ln \beta)^{1/bt}}, \text{ где } h_{пред} - \text{ предельно допустимая глубина}$$

разрушения стенки газопровода до достижения расчетной толщины; K_{bt} , b_t – параметры распределения Вейбулла, определяемые из табл.2 в

зависимости от $\vartheta_{ht} = \sqrt{\frac{h_{\beta}}{h_{пред}}} \cdot \vartheta_h$ – коэффициента вариации глубин

разрушения, соответствующего моменту наступления предельного состояния на поверхности площадью β ; $c = \bar{h}/t$ – средняя скорость коррозии (по результатам измерений во всех точках); t – время эксплуатации технологического газопровода.

Определяется первоначальный показатель долговечности – гамма-процентный ресурс $T_{Д\gamma}$ с момента ввода в эксплуатацию до достижения предельного состояния объекта: $T_{Д\gamma} = T_{Дср} \cdot (1 - U_{\gamma} \cdot \vartheta_T)$, где U_{γ} – квантиль нормального распределения, который выбирается в зависимости от доверительной вероятности γ из табл.3; $\vartheta_T = \vartheta_h / \sqrt{N}$ – коэффициент вариации ресурса.

Таблица 3. Значения U_{γ} в зависимости от доверительной вероятности γ .

γ	0,500	0,800	0,900	0,950	0,975	0,990	0,995	0,999
U_{γ}	0	0,842	1,282	1,645	1,960	2,326	2,576	3,090

Рассчитывается конечный показатель долговечности – остаточный средний ресурс $T_{ост.ср}$ с момента проведения последнего контроля до достижения предельного состояния объекта: $T_{ост.ср} = T_{Дср} - T_{эксп.}$, где $T_{эксп.} = t$ – время нахождения технологического газопровода в эксплуатации (с момента ввода в эксплуатацию до момента проведения последнего контроля). Вычисляется конечный показатель долговечности – остаточный гамма-процентный ресурс $T_{ост.\gamma}$ с момента проведения последнего контроля до достижения отказа (образование в технологическом газопроводе сквозного отверстия – свища): $T_{ост.\gamma} = T_{Д.\gamma} - T_{эксп.}$. Расчет остаточного ресурса газопроводов при характере коррозионного воздействия, близкого к равномерному или к неравномерному локальному износу, обеспечивает получение более точных прогнозных результатов при незначительной вариации глубин коррозионных разрушений [9,10].

Выводы.

Предлагаемая методика обследования технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса дает основу для разработки мероприятий по повышению промышленной безопасности технологических газопроводов металлургических предприятий, определения сроков их эксплуатации, реконструкций, оценки риска аварий и экономического ущерба.

1. *Старицкий В.И.* Газовое хозяйство заводов черной металлургии. – М.: Металлургия, 1973.
2. *Гоник А.А.* Сероводородная коррозия и меры ее предупреждения. – М.: Недра, 1966.
3. *Берукич Г.К., Кларк Г.Б.* Коррозионная устойчивость металлов и металлических покрытий в атмосферных условиях. – М.: Наука, 1971.
4. *Правила безопасности в газовом хозяйстве металлургических и коксохимических предприятий и производств.* – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно–технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». – Госгортехнадзор России, 2001.
5. *Методические рекомендации по проведению экспертизы промышленной безопасности технологических трубопроводов опасных производственных объектов металлургических и коксохимических производств.* – М.: НО «Ассоциация Металлургэксперт», 2002.
6. *Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов.* РД 03–421–01. Серия 03. Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр. Выпуск 17. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно–технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002.
7. *Приборы для неразрушающего контроля материалов и изделий.* Справочник в 2–х книгах. / Под ред. В.В.Клюева. – М.: Машиностроение, 1986.
8. *Вентцель Е.С.* Теория вероятностей. – М.: Гос. изд–во физ.–мат. лит, 1958.
9. *Митрофанов А.В., Киченко С.Б.* Расчет остаточного ресурса сосудов, работающих под давлением // Безопасность труда в промышленности. – 1999. – №12. – С.26–28.
10. *Митрофанов А.В., Киченко С.Б.* Расчет гамма–процентного ресурса сосудов и резервуаров // Безопасность труда в промышленности. – 2000. – №9. – С.28–33.

*Статья рекомендована к печати чл.-корр. НАН Украины
В.И. Большаковым.*