

**ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГАЗОВ
КОКСОХИМИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**
© С.В. Нестеренко¹*Харьковский национальный университет городского хозяйства им. А.Н. Бекетова, 61002, г. Харьков, ул. Маршала Бажанова, 17, Украина*В.В. Зеленский², М.В. Шаповалов³,*ЧАО «ЗАПОРОЖКОКС», 69600, г. Запорожье, ул. Диагональная, 4, Украина*Л.П. Банников⁴*Государственное предприятие «Украинский государственный научно-исследовательский углехимический институт (УХИИ)» 61023, г. Харьков, ул. Веснина, 7, Украина*¹ *Нестеренко Сергей Викторович, канд. техн. наук, доц., доцент кафедры химии, e-mail: nest-er.hnamg@gmail.com*² *Зеленский Виталий Владимирович, ведущий инженер технического отдела, e-mail: y.v.zelenskiy@metinvestholding.com*³ *Шаповалов Максим Владимирович, начальник цеха улавливания, e-mail: Maksim.Shapovalov@metinvestholding.com*⁴ *Банников Леонид Петрович, канд. техн. наук, зав. химическим отделом, e-mail: ukhinbannikov@gmail.com*

Рассмотрены характер и причины возникновения коррозионных процессов, протекающих при движении коксового газа по газовому тракту химического крыла коксохимического предприятия. Приведены данные по ультразвуковому измерению толщины материала газопровода в совокупности с температурой внешней поверхности. При гидролизе хлористого аммония происходит резкий рост скорости коррозии, особенно при повышении температуры выше 60 °С, что подтверждено термодинамическими расчетами. Введение пиридиновых оснований в газопровод тормозит коррозионную активность конденсата коксового газа, причем защитное действие ингибитора достигает 85 %

Ключевые слова: коксовый газ, газопровод, отложения, коррозионные процессы, ингибирование.

Технологические трубопроводы коксохимических предприятий относятся к категории опасных, отказ которых ведет, как правило, к значительным эксплуатационным и экологическим потерям. Большинство трубопроводов технологических газов коксохимических предприятий, к которым относятся трубопроводы больших диаметров (более 1400 мм), эксплуатируются для перекачки коксового газа. Одной из основных причин преждевременного выхода из строя металлических конструкций трубопроводов является коррозия металлов. Причины коррозии трубопроводов оценивал ряд исследователей [1, 2]. Так, в работе [1] причины коррозии трубопроводов связываются с увеличением количества кислорода в коксовом газе в результате нарушений ПТЭ при обслуживании коксовых батарей, в том числе при инъекции в процессе загрузки печных камер, что приводит к повышению скорости коррозии газовой сети. Кроме того, отсасываемые при бездымной загрузке угольной шихты продукты горения из подсводного пространства печей, в том числе сернистый ангидрид, поступают в коксовый газ, увеличивая его коррозионную активность и количество связанных солей в надсмольной воде. Согласно опыту эксплуатации на коксохимическом производстве, в общем случае, причиной коррозии газопроводов коксового газа могут быть [2]:

- наличие конденсата;
- присутствие летучих кислот: угольной, соляной и сероводородной;
- наличие гидроокиси железа, являющейся поглотителем H₂S и HCN, которые впоследствии выделяются в результате реакций гидролиза и, тем самым, могут инициировать местное увеличение концентрации коррозионно-активных веществ;
- наличие твердых осадков, хлопьев гидрата оксидов железа, сульфидов, гидроксидов металлов, песка, грязи, кокса, угля.

Кроме того, следует иметь в виду, что большинство трубопроводов коксохимических предприятий работают за пределами проектного ресурса. По мере старения основных конструктивных элементов возрастает опасность возникновения аварийной ситуации. Анализ причин аварий подтверждает, что они происходят, как правило, от неблагоприятного сочетания нескольких факторов [3].

Борьба с коррозией является одной из актуальных проблем, как за рубежом, так и в нашей стране. На

коксахимических предприятиях Украины определенная нами скорость коррозии трубопроводов составляет от 0,06 до 4-5 мм/год, в отдельных случаях наблюдались сквозные поражения стенки газопровода толщиной 10-12 мм (табл. 1). Коксовый газ содержит коррозионно-агрессивные компоненты, такие как влага, цианистый водород, сероводород, оксид и диоксид углерода. Так как газ не содержит в достаточном количестве кислорода, коррозия внутренней поверхности газопроводов протекает по электрохимическому механизму.

Таблица 1

Усредненные результаты толщинометрии трубопроводов

Наименование трубопроводов технологических газов	Диаметр трубопровода, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Минимальная измеренная толщина стенки, мм	Срок службы, лет
Коксового газа	1820-2020	12	2-7,2	16
Обратного коксового газа	2020-3600	12	3-4,2	25

Ввиду загрязненности атмосферного воздуха агрессивными компонентами (например, H_2S и HCN), а также угольной пылью, коррозионным разрушениям подвержена как внешняя, так и внутренняя сторона трубопроводов. Защита внешней стороны конструкций осуществляется химически стойкими лакокрасочными материалами [4]. Внутренняя коррозия трубопроводов зависит от температуры газа, а также от наличия конденсата. Наиболее уязвимыми являются верхняя и боковые стороны обечайки конструкции, т.к. в нижней части скапливаются отложения смол и нафталина, препятствующие активному развитию коррозионных процессов. Увеличивает скорость коррозии и агрессивность среды также и осуществление периодической или постоянной пропарки. При этом пары воды взаимодействуют с агрессивными агентами коксового газа с образованием кислоты, которая вызывает резкое увеличение скорости протекания коррозионных процессов, особен-

но при повышенных температурах (до 60-80 °С). Разрушения металла носят локальный (язвенный) характер вплоть до сквозного повреждения, что можно выявить при проведении визуального контроля оборудования. Так, на одном из коксохимических предприятий, на участке трубопровода от машинного зала до сульфатного отделения наблюдался быстрый износ металла, причем срок службы этого участка трубопровода составил всего 2-3 года.

Задачей настоящего исследования являлось установление причин отказа трубопроводов коксового газа и разработка мероприятий для повышения их срока службы. Толщину стенки трубопроводов определяли с помощью ультразвукового толщиномера УТ-850 (табл. 2). Температуру стенок трубопроводов определяли с помощью тепловизора модели SAT D500 (разрешение 640×480, температурный диапазон от -20 до +250 °С).

Таблица 2

Рабочие параметры ультразвукового толщиномера УТ-850

Наименование	Значение
Диапазон измерений, мм	1,2-225,0 (сталь)
Тип датчика	выносной
Возможный диапазон звуковой скорости, м/с	1-9999
Точность, %	1
Рабочая частота, МГц	5

Коррозионную активность конденсатов определяли потенциометрическим методом с использованием потенциостата EP-20A, автоматически управляемого программой с помощью компьютера (табл. 3). Прибор состоит из блока питания, платы с микроконтроллером EFM8LB12F64 (Silicon Labs) с интегрированным 14-

разрядным аналого-цифровым преобразователем (ADC), который обеспечивает измерение напряжения и токов, 16-разрядным цифроаналоговым преобразователем (DAC8581), операционными усилителями согласования уровней, а также адаптера COM-USB для обмена данными с компьютером.

Таблица 3

Основные технические характеристики потенциостата EP-20A для измерения коррозионной активности водных растворов

Параметр	Значение
Диапазон выходных напряжений для задатчика потенциала, В	± 4
Диапазоны исходных напряжений:	
– вход измерения потенциала, В	± 4
– вход измерения тока, А	± 1
Исходное сопротивление, Ом	10 ⁷
Ошибка установки измерения напряжений, %	≤ 0,1
Дискретность установки измерения напряжений мВ/мВ	~ 0,125/0,1
Скорость линейной развертки потенциала, мВ/с	1-100

Измерения проводили в стеклянной трехэлектродной ячейке с разделенными электродами при свободном доступе кислорода в ячейку. Электродные потенциалы измеряли относительно насыщенного хлорид-серебряного электрода. Плотность коррозионного тока пропорциональна скорости коррозии металла в исследуемой среде, которую определяли экстраполяцией Тафелевских участков на полученных поляризационных кривых до значения потенциала свободной коррозии. Скорость коррозии металла в исследуемом растворе определяли по формуле:

$$K_{\text{ш}}[\text{г/м}^2 \times \text{ч}] = \frac{i_{\text{A}}}{n \cdot 2,68 \cdot 10^{-2}}, \quad (1)$$

где A – атомная масса железа; n – число электронов, которые принимают участие в электрохимической реакции; i – плотность тока коррозии, A/см^2 . Образцом для испытания является электрод, изготовленный из конструкционной стали, применяемой для изготовления трубопровода ВСт.3.

Результаты обследования линии газопровода перед сульфатным отделением

Участок газопровода от машинного зала к сульфатному отделению на одном из коксохимических предприятий (общее расстояние ≈ 135 м) состоит из прямого участка (≈ 90 м) и двух участков после поворотов на 90°. На прямом участке следы коррозии при визуальном внешнем осмотре не обнаруживались. После первого поворота газопровода наблюдалось утонение трубы по верхней и нижней образующей трубопровода до 4-6 мм при наличии сквозных разрушений. На рис. 1 приведены результаты замера толщины стенки газопровода, а на рис.2 – температура внешней поверхности стенки газопровода.

Как видно из диаграмм, прослеживаются две выраженных температурных аномалии на нижней поверхности газопровода на участках после первого (90-110 м) и второго (90-110 м) поворотов. В этих зонах, вероятно, происходит инициирование процесса конденсации водяных паров и слияние уносимых капель в результате резкого изменения направления движения газового

потока. С другой стороны, микронные частицы пыли из коксовых камер, частицы сублимированного нафталина и аэрозоли смолистых веществ могут выделяться и образовывать осадки на участке газопровода 90-130 м. Сравнивая приведенные диаграммы, становится очевидным, что утонение стенки газопровода связано с падением температуры поверхности нижней образующей газопровода. Наиболее вероятным является падение температуры стенки в связи с наличием твердых отложений в нижней части, которые, задерживаясь на поверхности металла, ускоряют коррозию.

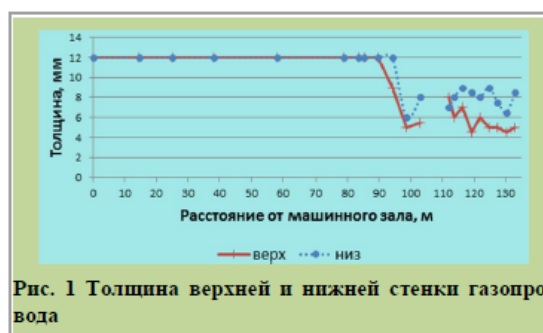


Рис. 1 Толщина верхней и нижней стенки газопровода

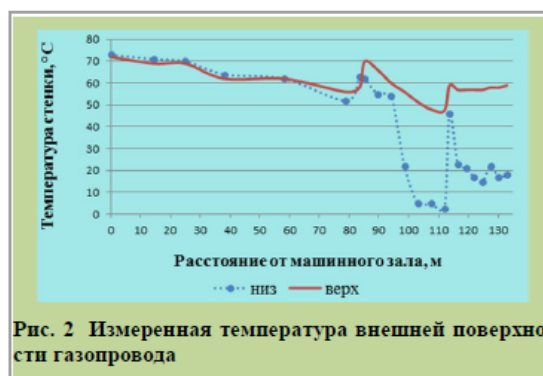


Рис. 2 Измеренная температура внешней поверхности газопровода

Присутствие водного конденсата в газопроводе не может быть постоянным из-за колебаний температуры нагрева газа после эксгаустера, в связи с чем может происходить или испарение или конденсация водяных паров с изменениями влажности газа. Контрольная

проба при открытии пробки из нижней части коллектора напорной линии газопровода показала присутствие небольшого количества конденсата (примерно 10-20 дм^3). В этой точке отобран конденсат, качество которого приведено в табл. 4

Таблица 4

Характеристика конденсата из напорного коллектора газопровода после машинного зала

рН	Содержание в конденсате, г/дм^3		
	Cl^-	NH_3 лет.	NH_3 св.
8,7	4,8	1,09	3,62
10,0	0,8	4,3	

По нормам проектирования, расчетная температура газа до эксгаустеров составляет 35 $^{\circ}\text{C}$. В среднем, при нормальном режиме сжатия, газ нагревается на 10-18 $^{\circ}\text{C}$.

В январе 2015 г. средняя температура газа до эксгаустера составила 34,7 $^{\circ}\text{C}$, а после – 84,3 $^{\circ}\text{C}$. Влажность газа составляет (по справочным данным для насыщенного газа) соответственно, 39 г/м^3 и 344,7 г/м^3 . Таким образом, при перегреве газа может происходить

испарение в коксовый газ брызг конденсата, уносимых из первичных холодильников в эксгаустер. По всей видимости, по причине неполноценного отвода конденсата после машинного зала, брызги уносятся с коксовым газом в газопровод, где происходит их дальнейшее испарение с возможным образованием твердой соли (NH_4Cl). Качество конденсата в конденсатоотводчике перед сульфатным отделением приведено в табл. 5

Таблица 5

Характеристика конденсата коксового газа перед сульфатным отделением

рН	Содержание в конденсате, г/дм^3		
	Cl^-	NH_3 летучий	NH_3 связанный
8,9	0,480	-	4,4

Процесс испарения воды из брызг на рассматриваемом участке газопровода с образованием соли, вероятно, происходит под влиянием двух факторов:

– недостаточный отвод брызг конденсата после эксгаустера;

– высокий потенциал по влагоемкости газа (чем выше температура, тем больше влаги может испариться в газ).

В результате испарения образуется концентрированный раствор хлористого аммония или даже кристаллы, которые периодически обнаруживались при осмотре.

В концентрированном растворе с повышением температуры, по данным [5], водный раствор приобретает кислотные свойства вследствие разложения соли по следующей реакции:



По данным [2], температура от 38 до 60 $^{\circ}\text{C}$ благоприятна для такого гидролиза и возникновения явления разъедания металла. Основными факторами, определяющими интенсивность коррозии в воде, являются концентрация ионов водорода и концентрация хлоридов. Если бы конденсат можно было дополнительно подщелочить аммиаком или менее летучими пиридиновыми

основаниями, то среда конденсата потеряла бы свою агрессивность.

С целью подтверждения вышесказанного, выполнили расчет рН растворов хлорида аммония в воде при различном содержании свободного аммиака, пользуясь основными уравнениями ионного равновесия. На рис. 3 приведены результаты расчета изменения рН среды в стехиометрическом соотношении ($\text{NH}_3/\text{HCl} = 1:1$), и при наличии 50 %-ного избытка аммиака к хлориду аммония ($\text{NH}_3/\text{HCl} = 1,5:1$).

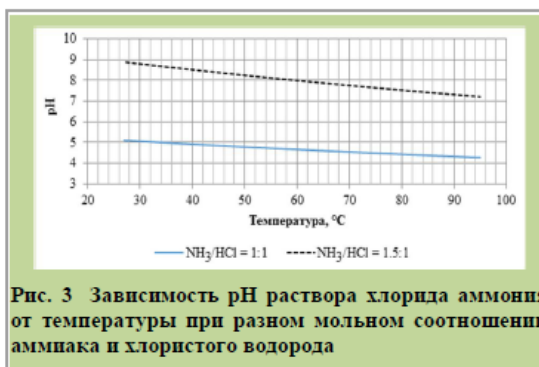


Рис. 3 Зависимость рН раствора хлорида аммония от температуры при разном мольном соотношении аммиака и хлористого водорода

Как показывают результаты расчета, в отсутствие избытка аммиака в интервале температур 40-85 °С, рН раствора составляет 4,2-5,0 единиц. В концентрированном растворе, при температуре газа ≈85 °С, большая часть свободного аммиака отдувается в коксовый газ. Таким образом, наличие конденсата с кислой средой вполне вероятно.

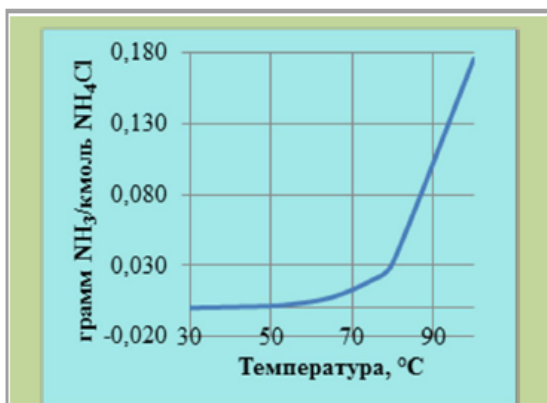


Рис. 4 Количество выделившегося аммиака, г, из одного киломоля NH₄Cl

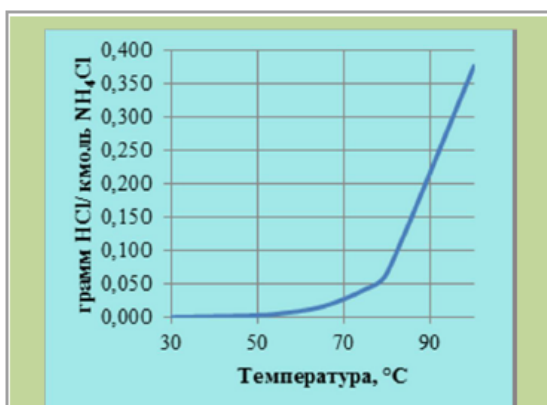


Рис. 5 Количество выделившейся соляной кислоты, г, из одного киломоля NH₄Cl в зависимости от температуры

Вероятность образования твердого хлорида аммония подтверждается отдельными фактами наличия белого налета в форме «сталактитов», свисающих из образовавшихся при коррозии отверстий газопровода, состоящего практически полностью из хлоридов. Известно [5], что кристаллический хлорид аммония при

нагреве разлагается с выделением паров аммиака и соляной кислоты при 220-230 °С. Для определения температурного интервала разложения хлорида аммония были выполнены термодинамические расчеты состава реакции (2) с использованием методики [6]. Результаты приведены на рис. 4, 5.

Как следует из приведенных данных, при температуре выше 60 °С резко увеличивается количество разложившегося хлорида аммония, причем, масса выделяющейся соляной кислоты примерно вдвое больше массы аммиака. Кроме того, соляная кислота обладает очень высокой летучестью, что подтверждается расчетной величиной давления паров по уравнению Антуана (рис. 6).

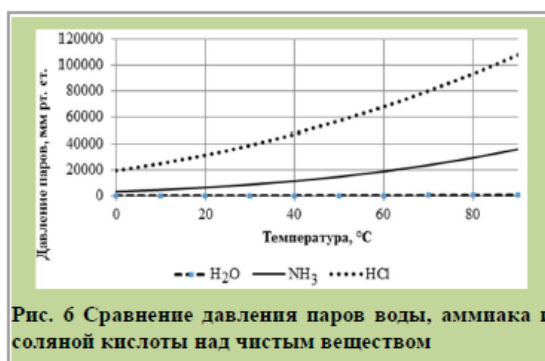


Рис. 6 Сравнение давления паров воды, аммиака и соляной кислоты над чистым веществом

Обычно содержание хлоридов в надсмольных и аммиачных водах составляет соответственно 5,0-8,0 и 0,2-0,4 г/дм³. Соляная кислота конденсируется преимущественно в воде газосборникового цикла и является следствием наличия соединений хлора в коксующей шихте. В коксовом газе, даже после сатуратора, присутствуют пары соляной кислоты, а само разрушение свинцовой футеровки сатураторов приписывалось влиянию паров соляной кислоты и высокой температуре [7].

Образование отложений (прежде всего нафталина) при транспортировке коксового газа способствует разрушению материала стенок. При выработке высокопиролизированной смолы, а также при коксовании шихты с высоким содержанием летучих веществ, основная часть смолы конденсируется в газосборнике, а при конденсации смолы в ППХ ощущается ее дефицит для вымывания нафталина. Для борьбы с отложениями нафталина по тракту на практике предусматривается ввод пара в различные места газопровода, особенно у поворотов, что приводит к вероятности образования конденсата, растворяющего в себе агрессивные кислоты и аммиак.

Унос тонких классов пыли из камеры коксования может привести к наличию в коксовом газе несмачиваемых частичек пыли, причем даже в обратном коксовом газе обнаруживаются микронные фракции пыли, которые полностью не смачиваются водой конечного охлаждения и поглотительным маслом. Повышенное содержание смолистых веществ в коксовом газе

и образование отложений может иметь несколько объяснений. Например, подача воды, содержащей повышенные концентрации смолистых веществ, на орошение газосборников, приводит к повышению содержания аэрозолей смолы в коксовом газе.

Ввод воды газосборникового цикла для промывки газового пространства ПГХ имеет место на практике. Так, для промывки ПГХ запатентовано решение подачи горячей надсмольной воды на его нижние секции [8]. Однако при таком способе имеется вероятность увеличения содержания хлоридов в уносимых газом брызгах хлоридсодержащей надсмольной воды цикла газосборника. Для снижения содержания хлоридов рекомендуется объединение циклов вод конденсации и поддержание концентрации хлористого аммония не выше 5 г/дм³ [9].

Поляризационные кривые углеродистой стали в конденсате с добавками ингибитора коррозии на основе пиридиновых оснований, отобранном из конденсатоотводчика на участке трубопровода от машинного зала к сульфатному отделению, приведены на рис. 7.

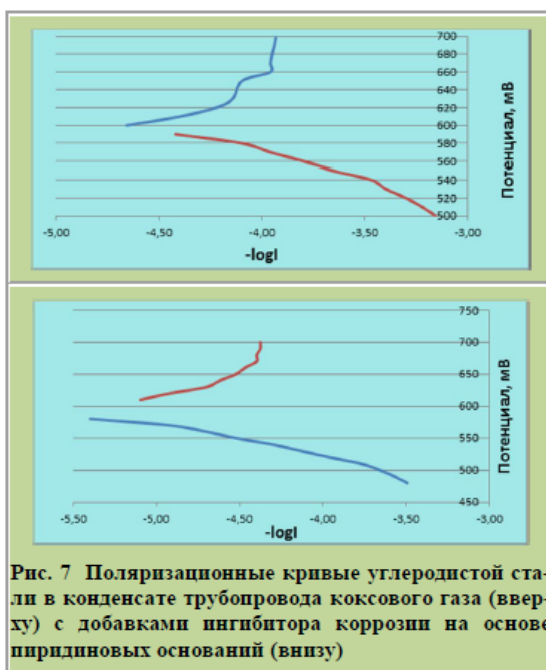


Рис. 7 Поляризационные кривые углеродистой стали в конденсате трубопровода коксового газа (вверху) с добавками ингибитора коррозии на основе пиридиновых оснований (внизу)

Анализ приведенных кривых показывает, что анодный процесс растворения стали в данных растворах протекает беспрепятственно ввиду комплексообразования железа с цианид-ионами. Защитные пленки при этом не образуются. Введение летучего ингибитора (широкой пиридиновой фракции предприятия «ИНКОР и К⁰») в небольших количествах (10-20 мг/дм³) резко тормозит коррозионную активность конденсата.

Потенциал свободной коррозии при этом незначительно сдвигается в анодную область, что подтверждает смешанный характер действия ингибитора коррозии (одновременное торможения анодного и катодного процессов).

Оценка с помощью электрохимических исследований показала высокую коррозионную активность конденсатов. Скорость коррозии углеродистой стали в конденсате, отобранном из трубопровода до сульфатного отделения, составляет 0,7 мм/год при температуре 50 °С. Отмечено также резкое повышение коррозионной активности конденсата при повышении температуры до 70-75 °С – до 5,6 мм/год. Наличие в растворе комплексных циано- и железо-содержащих соединений является результатом разрушения защитных пленок и неравномерного разрушения металла в этих зонах. Введение пиридиновых оснований в небольших количествах (10-20 мг/дм³) резко тормозит коррозионную активность конденсата (0,119 мм/год). Защитное действие ингибитора в этих условиях достигает 85 %. Таким образом, использование летучих ингибиторов на базе широкой фракции пиридиновых оснований предприятия «ИНКОР и К⁰» эффективно тормозит коррозионные процессы на поверхности металла трубопровода.

На основе проведенных обследований, для уменьшения коррозии участка трубопровода было рекомендовано провести мероприятия по уменьшению температуры коксового газа после эксгаустера до регламентных показателей, используя большой и малый байпас. Кроме того, необходимо произвести мероприятия по улучшению схода конденсата после эксгаустера и по улучшению работы первичного охлаждения коксового газа.

Выводы

1. На коксохимических предприятиях Украины скорость коррозии трубопроводов составляет от 0,06 мм/год до 4-5 мм/год, на трубопроводах транспортирующих коксовый газ с повышенной температурой (60-70 °С) наблюдались сквозные поражения стенки газопровода толщиной 10-12 мм.
2. Присутствие водного конденсата в газопроводе приводит к ускорению коррозионных процессов, в отдельных случаях из-за образования на поверхности кислого конденсата с рН = 4,0-5,5 ед.
3. Проведенные термодинамические расчеты подтверждают возможность образования соляной кислоты на поверхности трубопроводов в результате гидролиза хлористого аммония при температурах выше 55 °С.
4. Установлена высокая скорость коррозии углеродистой стали в конденсате, отобранном из трубопровода до сульфатного отделения. Отмечено также резкое повышение коррозионной активности конденсата при повышении температуры до 70-75 °С с увеличением скорости коррозии углеродистой стали до 5,6 мм/год. Наличие в растворе комплексных циано- и железо-содержащих соединений является результатом разрушения защитных пленок и неравномерного разрушения металла в этих зонах.
5. Показано, что использование летучих ингибиторов на базе широкой фракции пиридиновых оснований, производи-

мых предприятием «ИНКОР и К⁰», эффективно тормозит коррозионные процессы на поверхности металла трубопровода.

Библиографический список

1. Стеценко Е.Я. Коррозия в цехах улавливания химических продуктов коксования. Опыт и рекомендации по ее предупреждению / Е.Я. Стеценко // Кокс и химия. – 1992. – № 4. – С. 40-43.
2. Тюптонников Г.Н. О борьбе с коррозией труб / Г.Н. Тюптонников // Кокс и химия. – 1933. – № 8. – С. 14-17.
3. Овчинников И.И. Механика конструкций с поврежденными: нелинейные модели и методы определения долговечности конструкций, работающих в агрессивных средах / И.И. Овчинников, И.Г. Овчинников // Вестник центрального регионального отделения РААСН: Тамбов-Воронеж. – 2012. – С. 120-127.
4. Строительные нормы и правила: СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии. – Москва: ФГУП ЦПП, 2006. – 56 с.

5. Антышко И.Г. Подготовка каменноугольной смолы к переработке / И.Г. Антышко // Кокс и химия. – 1956. – № 1. – С. 56-59.

6. Миндин В.Ю. К термодинамике очистки газов от циклического водорода / В.Ю. Миндин, Ц.З. Гикитавицки // Известия Академии наук Грузинской ССР. Серия химическая. – 1981. – Т. 7. – № 4. – С. 350-353.

7. Кукушкин С.И. Об улавливании аммиака, бензола и сероводорода / С.И. Кукушкин // Кокс и химия. – 1937. – № 4-5. – С. 23-27.

8. Пат. CN103589440 A Kimai, МКИ C10K1/04. Hot ammonia wash COG method beginning of cooler / Cui Bo, Liu Yandong, Yang Fengjun. (Kimai); заявитель и патентообладатель Xilin Iron and Steel Group Co., Ltd. – № CN 201210291641; заявл. 16.08.12; опубл. 19.02.14 / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.google.com/patents/CN103589440A>.

9. Чулицев В.М. Исследование эффективности работы смоляного механизированного отстойника / В.М. Чулицев, З.Г. Селиванова, Л.В. Палянская // Кокс и химия. – 1979. – № 1. – С. 24-27.

Рукопись поступила в редакцию 22.02.2018

THE MAIN CAUSES OF PIPELINES CORROSION OF PROCESS GASES OF THE COKE PLANT

© S.V. Nesterenko, PhD in technical sciences (NUUE in Kharkiv), V.V. Zelensky, M.V. Shapovalov (PJSC "ZAPORIZHKOKS"), L.P. Bannikov, PhD in technical sciences (SE"UKHIN")

There are considered the nature and causes of the occurrence of corrosion processes, that take place in pipeline of coke oven gas treatment units. Data on the ultrasonic measurement of the thickness of the material of the gas pipeline in relating with the temperature of the external surface are given. The hydrolysis of ammonium chloride leads to a severe increase in the corrosion rate, especially when the temperature rises above 60 °C, which is confirmed by thermodynamic calculations. The sprinkling of pyridine bases in the gas pipeline inhibits the corrosive activity of the condensate of coke oven gas, with the protective action of the inhibitor (up to 85 %).

Keywords: coke oven processing gas, gas pipeline, deposits, corrosion processes, inhibition.

ОСНОВНІ ПРИЧИНИ КОРОЗІЇ ТРУБОВОДІВ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ГАЗІВ КОКСОХІМІЧНОГО ПІДПРИЄМСТВА

© С.В. Нестеренко, к.т.н. (ХНУМГ), В.В. Зеленський, М.В. Шаповалов (ПрАТ «ЗАПОРІЖКОКС»), Л.П. Банніков, к.т.н. (ДП «УХІН»)

Розглянуто характер і причини виникнення корозійних процесів, що протікають при русі коксового газу по газовому тракту хімічного крила коксохімічного підприємства. Наведено дані щодо ультразвукового вимірювання товщини матеріалу газопроводу в сукупності з температурою зовнішньої поверхні. При гідролізі хлористого амонію відбувається різке зростання швидкості корозії, особливо при підвищенні температури > 60 °C, що підтверджено термодинамічними розрахунками. Введення піридинових основ у газопровід гальмує корозійну активність конденсату коксового газу, причому захисна дія інгібітору досягає 85 %.

Ключові слова: коксовий газ, газопровід, відкладення, корозійні процеси, інгібування