

УДК 622.4.076:620.197

DOI: 10.31675/1607-1859-2018-20-5-128-139

*В.И. ХИЖНЯКОВ, А.В. НЕГОДИН, В.С. КАЛИНИЧЕНКО,
Томский государственный архитектурно-строительный университет*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПАСНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ И РОСТА КОРРОЗИОННЫХ И СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА РЕЖИМОВ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

На основе длительных коррозионных испытаний образцов из трубной стали 17ГС, установленных в различных грунтах таежно-болотного региона центральной части Западной Сибири (торф, глина, песок), установлено, что в отсутствии катодной защиты скорость коррозии находится в пределах от 0,11 до 0,06 мм/г. (0,085 мм/г. в среднем). Остаточная скорость коррозии образцов, находящихся под катодной защитой, когда плотность предельного тока по кислороду превышает плотность предельного тока по кислороду в 3–7 раз, находится в пределах от 0,01 до 0,004 мм/г. (в среднем 0,007 мм/г.). Дальнейшее увеличение плотности защитного тока приводит к интенсивному выделению водорода. Реально измеренные значения плотности тока катодной защиты при потенциалах катодной защиты (с омической составляющей) от минус 1,79 до 3,5 В по м.э.с. превышают плотность предельного тока по кислороду в 30–50 и более раз. Экспериментально установлено, что при плотности катодного тока, превышающей плотность предельного тока по кислороду в 54,43 раза, скорость набора давления водорода в замкнутой полости при вакуумном давлении 20 мм вод. ст. достигает $P_{H_2} = 0,007$ МПа/сут. Показано, что набор давления водорода в микро- и макрополостях приповерхностного слоя стенки трубы не является определяющим. Преимущественное охрупчивающее действие катодного водорода состоит в уменьшении когезионной прочности приповерхностного слоя стенки трубы.

Ключевые слова: магистральные газонефтепроводы; режимы катодной защиты; величина защитного потенциала; плотность тока катодной защиты; плотность предельного тока по кислороду; катодно-защищаемая поверхность; коррозионные язвы; стресс-коррозионные трещины.

Для цитирования: Хижняков В.И., Негодин А.В., Калиниченко В.С. Определение опасности образования и роста коррозионных и стресс-коррозионных дефектов на основе анализа режимов катодной защиты магистральных газонефтепроводов // Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. 2018. Т. 20. № 5. С. 128–139.

*V.I. KHIZHNYAKOV, A.V. NEGODIN, V.S. KALINICHENKO,
Tomsk State University of Architecture and Building*

PIPELINE CATHODE PROTECTION ANALYSIS FOR IDENTIFICATION OF CORROSION AND STRESS-CORROSION FORMATION

Based on long-term corrosion tests of 17GS steel samples of the pipeline installed in various soils of the taiga-marsh region in the central part of Western Siberia, it is shown that in the absence of cathode protection, the corrosion rate ranges from 0.11 to 0.06 mm per year, i.e. 0.085 mm per year averagely. The residual corrosion rate of samples under the cathode protection ranges from 0.01 to 0.004 mm per year or the 0.007 mm per year averagely, when the air

limiting current density exceeds the oxygen limiting current density by a factor of 3-7. A further increase in the current of cathode protection leads to the intensive hydrogen release. The actual measured values of the cathode protection current density at its potentials (with the resistive component) from -1.79 V to 3.5 V exceed the oxygen limiting current density by 30–50 or more times. It is experimentally shown that at a cathode current density exceeding the density of oxygen limiting current by 54.43 times, the acceleration of hydrogen pressure reaches 0.007 MPa per day in a closed cavity at a 20 mm vacuum pressure. It is shown that the acceleration of hydrogen pressure in micro- and macro-cavities of the near-surface layer of the pipeline is not determinant. The advantageous embrittlement of cathode hydrogen is the reduction of cohesive strength of the near-surface layer of the pipe wall.

Keywords: main pipeline; cathode protection; protection potential; cathode protection current density; oxygen limit current density; corrosion spot; stress corrosion cracks.

For citation: Khizhnyakov V.I., Negodin A.V., Kalinichenko V.S. Opredelenie opasnosti obrazovaniya i rosta korrozionnykh i stress-korrozionnykh defektov na osnove analiza rezhimov katodnoi zash-chity magistral'nykh gazonefteprovodov [Pipeline cathode protection analysis for identification of corrosion and stress-corrosion formation]. Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo arkhitekturno-stroitel'nogo universiteta – Journal of Construction and Architecture. 2018. V. 20. No. 5. Pp. 128–139.

В условиях стареющего трубопроводного парка страны проблема повышения эксплуатационной надежности магистральных газонефтепроводов обостряется с каждым годом, в основном из-за постоянно накапливающихся коррозионных и стресс-коррозионных дефектов на внешней поверхности труб. За последние 15 лет доля коррозионных и стресс-коррозионных дефектов в общем объеме выявленных и устраненных дефектов на магистральных газонефтепроводах, несмотря на принимаемые меры, возросла с 36,67 % в 2000 г. до 56,4 % в 2015 г. В статье рассмотрены условия образования коррозионных и стресс-коррозионных дефектов на внешней поверхности труб магистральных газонефтепроводов, предложены пути сведения образования коррозионных и стресс-коррозионных дефектов на внешней поверхности длительно эксплуатирующихся газонефтепроводов к контролируемому минимуму.

Анализ коррозионного состояния внешней катодно-защищаемой поверхности магистральных газонефтепроводов и результатов полевых электрохимических измерений свидетельствует о том, что образование коррозионных дефектов связано с перебоями в работе средств электрохимической защиты и периодом, когда плотность тока катодной защиты $j_{к.з}$ была недостаточна для подавления почвенной коррозии с кислородной деполяризацией, не достигала значений предельного тока по кислороду $j_{пр}$. Образование стресс-коррозионных трещин обусловлено неконтролируемо высокой плотностью защитного тока, значительно (в десятки раз) превышающей плотность предельного тока по кислороду [1].

На основе длительных коррозионных испытаний образцов из трубной стали 17ГС, установленных в различных грунтах таежно-болотного региона центральной части Западной Сибири (торф, глина, песок), на различных участках трассы проложенных здесь магистральных газонефтепроводов выявлено, что скорость коррозии образцов по глубине проникновения практически не зависит от типа грунтов, а определяется степенью их аэрированности

(условиями доставки кислорода к корродирующей поверхности) и в отсутствие катодной защиты практически повсеместно находится в пределах от 0,11 до 0,06 мм/г., в среднем 0,085 мм/г. Остаточная скорость коррозии образцов, находящихся под катодной защитой, когда $3 \leq j_{к.з}/j_{пр} \leq 10$, не превышает 0,01–0,004 мм/г., в среднем 0,007 мм/г. [2, 3].

Обследование коррозионного состояния и электрохимические измерения были проведены в 2012–2013 гг. На момент коррозионного обследования магистральные газонефтепроводы находились в эксплуатации в течение 36–40 лет. Защищенность по времени определяли на основе результатов внутритрубной диагностики и результатов дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) на выявленных участках газонефтепроводов с коррозионными дефектами с максимальной глубиной проникновения коррозии (табл. 1). Скорость движения дефектоскопа «Ультраскан» при внутритрубной диагностике стенки нефтепровода составляла 1,2–1,5 м/с. Сопоставление результатов ДДК и внутритрубной диагностики свидетельствует об удовлетворительной сходимости результатов измерений. Относительная погрешность не превышает 20 %.

Таблица 1

Анализ коррозионного состояния магистрального нефтепровода Ду1220 мм по результатам дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) и результатов пропуска дефектоскопа «Ультраскан»

Участок нефтепровода, км	Максимальная глубина проникновения коррозии по результатам внутритрубной диагностики, мм	Глубина проникновения коррозии по результатам ДДК, мм	Защищенность нефтепровода от почвенной коррозии по времени, %
373–390	1,6	1,5	70,5
402–409	1,5	1,6	70,9
418–456	0,7	0,5	90,9
472–502	1,3	1,2	77,3
523–536	0,8	1,0	88,6
585–612	0,5	0,5	95,4
649–669	0,8	0,5	88,6
670–690	1,0	0,8	84,0
695–710	0,4	0,5	97,7
723–749	0,6	0,5	93,2
763–802	0,5	0,5	95,4

Появление и рост коррозионных дефектов на внешней катодно-защищаемой поверхности происходит, прежде всего, при перерывах в работе установок катодной защиты (УКЗ). Перерывы связаны, в основном, с отказами на вдоль-трассовых высоковольтных линиях (ВЛ), которые своевременно устраняются энергетическими службами эксплуатирующих подразделений. Тем не менее коррозионное состояние стенки трубы свидетельствует о недостаточной степе-

ни защищенности магистрального нефтепровода по времени, что, по-видимому, связано с неконтролируемым до настоящего времени параметром электрохимической защиты – плотностью тока катодной защиты. Когда $3 \leq j_{к.з}/j_{пр} \leq 10$, концентрация основного окислителя – кислорода C_O на катодно-защищаемой поверхности $C_O = 0$. При этом остаточная скорость коррозии не превышает в среднем 0,007 мм/г. [4]. При такой остаточной скорости за 40 лет эксплуатации нефтепровода глубина проникновения коррозии $h_{корр}$ не превысила бы 0,2–0,3 мм. На практике эта величина достигает 1,6 мм. Отсюда длительность простоя средств катодной защиты за 40 лет составит 11,8 лет. Соответственно, защищенность по времени составит 70,5 %. Когда $j_{к.з} < j_{пр}$, часть кислорода, диффундирующего из околотрубного грунта к защищаемой поверхности трубопровода, восстанавливается не за счет тока катодной защиты (электронов, поступающих от УКЗ), а за счет тока коррозии (электронов, поступающих из кристаллической решетки стенки трубы), что приводит к недопустимо высокой остаточной скорости коррозии, т. е. к недозащите.

Когда плотность тока катодной защиты $j_{к.з}$ достигает значений плотности предельного тока по кислороду $j_{пр}$, равной 0,1 А/м², остаточная скорость коррозии не превышает 0,01 мм/г., что для магистральных газонефтепроводов допустимо. Превышение плотности тока катодной защиты над плотностью предельного тока по кислороду $\Delta j_{к.з} = j_{пр} - j_{к.з}$ не приводит к заметному снижению скорости коррозии, но сопровождается увеличением интенсивности выделения водорода на катодно-защищаемой поверхности (рис. 1) [5].



Рис. 1. Зависимость остаточной скорости коррозии и объема выделившегося водорода от степени превышения тока катодной защиты над предельным током по кислороду $j_{к.з}/j_{пр}$

Результаты коррозионных испытаний, приведенные на рис. 1, свидетельствуют, что остаточная скорость коррозии образцов из трубной стали 17ГС заметно уменьшается, когда плотность тока катодной защиты $j_{к.з}$ увеличивается до $j_{к.з} = 7j_{пр}$, дальнейшее увеличение плотности защитного тока бесполезно: остаточная скорость остается на уровне 0,007 мм/г., а отделение единичных пузырьков водорода от катодно-защищаемой поверхности переходит

в струйное отделение с резким возрастанием объема отделившегося водорода. Для надежного снижения скорости коррозии до допустимых величин необходимо, чтобы соблюдалось соотношение $3j_{\text{пр}} \leq j_{\text{к.з}} \leq 7j_{\text{пр}}$ (рис. 1). В связи с этим представляет интерес, во сколько раз плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока по кислороду при реальных защитных потенциалах на трассе действующих магистральных газонефтепроводов.

Плотность тока катодной защиты и плотность предельного тока по кислороду на трассе обследуемых магистральных газонефтепроводов измеряли с помощью специально разработанного аппаратно-программного комплекса «Магистраль» (рис. 2) [5].



Рис. 2. Измерение плотности тока катодной защиты и плотности предельного тока по кислороду при различных потенциалах катодной защиты на трассе магистрального нефтепровода (фото А.В. Жилина)

Измерения плотности тока катодной защиты и плотности предельного тока по кислороду производили на трассе магистрального газопровода Ду1020 мм и трассе магистрального нефтепровода Ду1220 мм. Значение предельного тока по кислороду $I_{\text{пр}}$ в торфяном грунте на уровне верхней образующей магистрального нефтепровода Ду1220 мм равно $I_{\text{пр}} = 15$ мкА, что соответствует плотности предельного тока по кислороду $j_{\text{пр}}$, равной $j_{\text{пр}} = 0,21 \text{ А/м}^2$. Плотность тока катодной защиты при измеренном потенциале с омической составляющей минус 1,79 В по м.э.с. составила $6,42 \text{ А/м}^2$, что превышает плотность предельного тока по кислороду в 30,6 раза.

Плотность тока катодной защиты при потенциале с омической составляющей минус 2,24 В по м.э.с. превышала плотность предельного тока по кислороду в 54,43 раза. При значении измеренного защитного потенциала минус 3,5 В по м.э.с. с омической составляющей плотность тока катодной защиты превышала плотность предельного тока по кислороду в различных грунтах на трассе магистральных газонефтепроводов в 93–116 раз. Для подавления скорости коррозии до значений, не превышающих 0,007 мм/г., достаточно, чтобы плотность предельного тока катодной защиты превышала плотность предельного тока по кислороду в 3–7 раз (см. рис. 1). Закономерно возникает

вопрос, что происходит с приповерхностным слоем стенки трубы при существенном, в десятки раз, превышении тока катодной защиты над предельным током по кислороду. В качестве примера рассмотрим ситуацию, когда плотность тока катодной защиты достигает значения $11,43 \text{ А/м}^2$, превышающего плотность предельного тока по кислороду в 54,43 раза.

Равновесное содержание металлургического водорода в доэвтектоидной трубной стали 17ГС, используемой в коррозионных испытаниях, невелико, не более 1,6–1,8 ppm ($1,8\text{--}2,0 \text{ см}^3/100 \text{ г}$). Образцы $35 \times 15 \times 1,5 \text{ мм}$ вырезали из трубы Ду1220 мм с толщиной стенки 12 мм ножовкой по металлу. После вырезки образцы шлифовали наждачной бумагой разной зернистости. После шлифовки образцы подвергали катодному наводороживанию в 0,05%-м NaCl в течение 3 сут при плотности тока катодной защиты, превышающей плотность предельного тока по кислороду в 54,43 раза. После включения катодной перезащиты на ребрах стальных образцов практически сразу появлялись гроздья растущих пузырьков водорода, которые струйками выделялись из электролита. При наличии в электролите кислорода и отсутствии стимуляторов наводороживания стальные образцы практически не подвергались электролитическому наводороживанию. Кислород удаляли из электролита кипячением, а в качестве стимулятора наводороживания использовали тиомочевину, которая под действием тока катодной перезащиты гидролизуетсся с выделением сероводорода: $(\text{NH}_2)_2\text{CS} + 6\text{e} + 8\text{H}^+ = \text{H}_2\text{S} + \text{CH}_3\text{NH}_3^+ + \text{NH}_4^+$. Сероводород катализирует поглощение водорода стальной поверхностью, он затормаживает стадию рекомбинации водорода и затрудняет отделение адсорбированных атомов от катодно-защищаемой поверхности. Происходит повышение поверхностной концентрации адатомов водорода, что способствует его проникновению в кристаллическую решетку трубной стали. После катодного наводороживания содержание водорода в стали определяли вакуум-экстракцией на анализаторе ДН603 при 300°C . Объем выделившегося водорода составил $0,1 \text{ см}^3$, что с учетом начальной равновесной концентрации составляет 3,82 ppm. Анализ экстракционных кривых позволяет заключить, что выход водорода прекращается по истечении 50–60 мин экстракции. Дальнейшее наблюдение не имеет смысла, т. к. водород больше не выделяется. То есть избыточная концентрация водорода в стали, превышающая равновесную концентрацию, поддерживается длительным непрерывным режимом катодной перезащиты, когда плотность тока катодной защиты в десятки раз превышает плотность предельного тока по кислороду. С одной стороны, перерывы в работе средств катодной защиты приводят к образованию и росту на внешней поверхности труб коррозионных дефектов, что недопустимо. С другой – длительная непрерывная перезащита в обескислороженном электролите и присутствии стимуляторов наводороживания приводит к электролитическому насыщению и накоплению протонного диффузионно-подвижного водорода в приповерхностном слое стенки трубы, вызывая растрескивание и охрупчивание приповерхностного слоя, что также недопустимо.

Межионное расстояние ОЦК-решетки трубной стали составляет $2,88 \text{ \AA}$. Диаметр атома водорода – $1,0 \text{ \AA}$. Поэтому приповерхностный слой стенки трубы при перезащите насыщается протонами, размер которых на 5 порядков

меньше – 10^{-5} Å. Диффузионно-подвижный (протонный) водород скапливается в растянутой приповерхностной зоне наружной поверхности стенки трубы, преимущественно в зонах максимальных напряжений, вблизи микро- и макропор. Проникая в них, протон, захватывая электрон, переходит в атомарное состояние. При соударении атомы образуют молекулы водорода, диаметр которых составляет 2,12 Å. По этой причине последующая рекомбинация (молизация) атомов водорода в микро- и макропорах приводит к росту давления водорода P_{H_2} . Повышение давления в макропустотах при вакуумном давлении в процессе молизации диффузионно-подвижного водорода легко наблюдать на опыте [6, 7]. В рабочей камере водородного зонда при вакуумном давлении 20 мм вод. ст. скорость набора давления водорода при плотности катодного тока, превышающей плотность предельного тока по кислороду в 54,43 раза, достигает $P_{H_2} = 0,007$ МПа/сут.

Микро- и макропоры вблизи катодно-защищаемой поверхности, как и другие дефекты на внешней поверхности трубы, являются концентраторами напряжений, вблизи которых в первую очередь накапливается диффузионно-подвижный (протонный) водород. В процессе длительной эксплуатации высоконапорных магистральных газонефтепроводов эти полости подвержены, с одной стороны, катодному наводороживанию при перезащите, с другой – действию продольных $\sigma_{пр}$ и кольцевых $\sigma_{кц}$ растягивающих напряжений (рис. 3).

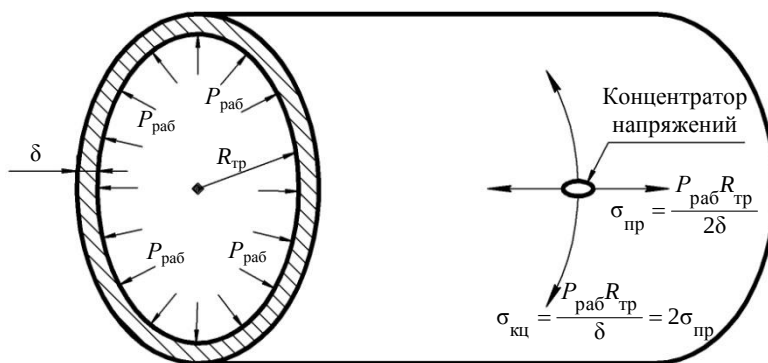


Рис. 3. Концентраторы напряжений на внешней катодно-защищаемой поверхности высоконапорного трубопровода, подверженные действию продольных и кольцевых растягивающих напряжений

Напряжения, действующие в продольном направлении, по сравнению с кольцевыми растягивающими напряжениями, в два раза меньше. По этой причине стресс-коррозионные трещины практически повсеместно ориентированы перпендикулярно действию кольцевых растягивающих напряжений – вдоль трубы. Предположим, в приповерхностном слое стенки трубы находятся докритические дефекты, не обнаруживаемые при дефектоскопическом контроле и в процессе гидравлических испытаний (рис. 4).

Эти дефекты малы и не снижают эксплуатационной надежности магистрального газонефтепровода, но могут в процессе длительной эксплуатации под воздействием локальных эксплуатационных напряжений перейти в разряд

критических дефектов под воздействием рабочего давления в трубе и за счет постоянного электролитического наводороживания приповерхностного слоя стенки трубы. Предположим, в приповерхностном слое стенки трубы имеется дефект – макропора объемом $14,13 \text{ мм}^3$, которая находится вблизи катодно-защищаемой поверхности на глубине $0,3 \text{ мм}$ (рис. 4) Коэффициент концентрации в этом случае может быть определен по формуле для эллиптического отверстия в одноосно растянутой пластине

$$k_{\sigma} = 1 + 2\sqrt{\frac{l}{r}}, \quad (1)$$

где l – полуось эллипса в направлении, перпендикулярном растяжению; r – радиус кривизны эллипса в точке на конце полуоси l . Для круглого отверстия $r = l$. В этом случае коэффициент концентрации равен 3.

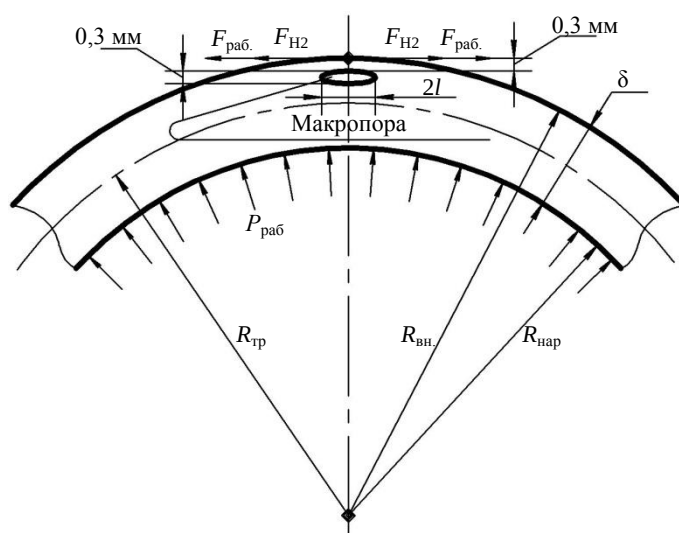


Рис. 4. Схема нагружения макропоры в приповерхностном слое стенки трубы

Разрывающая сила от действия кольцевых растягивающих напряжений, создаваемых рабочим давлением $P_{\text{раб}}$, в трубопроводе диаметром 1220 мм с толщиной стенки 12 мм будет определяться соотношением: $F_{\text{раб}} = P_{\text{раб}} R_{\text{тр}} S / \delta$, где S – площадь разрыва, равная $0,0009 \text{ см}^2$; δ – толщина стенки трубы.

Необходимая сила для образования трещины на поверхности трубы равна $F_{\text{тр}} = \sigma_{\text{пр}} S$. Образцы для определения прочностных характеристик были вырезаны из трубы (Ду1220 мм, $\delta = 12 \text{ мм}$), бывшей в эксплуатации в течение 28 лет. Труба не имела следов коррозии и стресс-коррозии. За весь период эксплуатации магистрального нефтепровода давление в этой трубе однократно поднимали до испытательного $P_{\text{исп}} = 6,5 \text{ МПа}$, в остальное время трубу эксплуатировали при $P_{\text{раб}} \leq 2,5 \text{ МПа}$. Предел прочности стали 17ГС из этой трубы $\sigma_{\text{пр}} = 490 \text{ МПа}$. В принятых допущениях необходимая сила для образования трещины на поверхности трубы $F_{\text{тр}} = 44,1 \text{ Н}$. Зависимость разрывающей силы от величины рабочего давления в трубе представлена в табл. 2.

Таблица 2

Зависимость разрывающей силы $P_{\text{раб}}$, создаваемой кольцевыми растягивающими напряжениями, от рабочего давления в трубе

$P_{\text{раб}}$, МПа	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$F_{\text{тр}}$, Н	0	4,5	9,0	13,5	18,0	22,5	27,0	31,5	32	40,5	45,0

Из данных табл. 2 следует, что разрывающая сила не достигнет предельного значения в области концентратора напряжений (макропоры) в приповерхностном слое даже в случае, когда труба напрессована до давления $P_{\text{раб}} = 9,0$ МПа. Труба исчерпает ресурс прочности в отсутствие электролитического наводороживания со стороны катодно-защищаемой поверхности при рабочем давлении 10 МПа.

Водород, диффундирующий от катодно-защищаемой поверхности, в приповерхностной зоне структуры стали остается в виде протонов, экранированных электронами. При переходе на внутреннюю поверхность микро- и макрополостей, захватывая электрон: $\text{H}^+ + e = \text{H}$, переходит сначала в атомарное, затем в молекулярное состояние: $\text{H} + \text{H} = \text{H}_2$ при постоянном увеличении давления в приповерхностных полостях. Разрывающая сила от давления молекулярного водорода в приповерхностной макропоре зависит от времени и может быть определена по формуле $F_{\text{H}_2} = P_{\text{H}_2}ST$, где T – длительность эксплуатации магистрального газонефтепровода. Зависимость набора разрывающей силы F_{H_2} , создаваемой растущим давлением в приповерхностной макропоре при перезащите, когда плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока по кислороду в 54,43 раза, от длительности эксплуатации магистрального газонефтепровода представлена в табл. 3.

Таблица 3

Зависимость набора разрывающей силы F_{H_2} от длительности эксплуатации магистрального газонефтепровода T

T , г.	10	20	30	50	70	90	120
F_{H_2} , Н	0,0189	0,0378	0,567	0,945	1,323	1,701	2,268

Из данных табл. 3 видно, что скорость набора разрывающей силы за счет диффузии протонов от катодно-защищаемой поверхности в приповерхностную макрополость с последующей молизацией в ней водорода невелика. Трудно предположить, что давление водорода, возникающее в макрополости при перезащите в отсутствие давления в трубе, приведет к растрескиванию катодно-защищаемой поверхности. Приповерхностная макропора под действием кольцевых растягивающих напряжений и катодного водорода начнет расти, когда

$$F_{\text{H}_2} + F_{\text{раб}} \geq F_{\text{тр}}. \quad (2)$$

Сопоставление результатов, представленных в табл. 2 и 3, свидетельствует о том, что влияние составляющей F_{H_2} в соотношении (2) при условии концентрации напряжений в области макропоры мала и, по всей вероятности,

не оказывает заметного влияния на охрупчивание приповерхностного слоя стенки трубы. Разрывающая сила F_{H_2} от давления водорода в микро- и макропустотах приповерхностного слоя стенки трубы в условии (2) снижает $F_{раб}$ от действия рабочего давления в трубе, но его действие становится заметным по истечении длительного периода – 70 лет и более. Значит, набор давления водорода в микро- и макрополостях приповерхностного слоя стенки трубы не является определяющим, скорее, это побочный процесс. Водородное охрупчивание приповерхностного слоя стенки катодно-защищаемой трубы, по-видимому, состоит в уменьшении когезионной прочности ОЦК решетки трубной стали за счет протонов, внедряющихся в кристаллическую решетку под воздействием катодного тока перезащиты. При перезащите водород внедряется в ОЦК-решетку трубной стали в виде протонов H^+ , что неизбежно приводит к ослаблению сил межатомного взаимодействия и снижению прочностных характеристик приповерхностного слоя стенки трубы толщиной до 3,5–4 мм (рис. 5) [8–10].

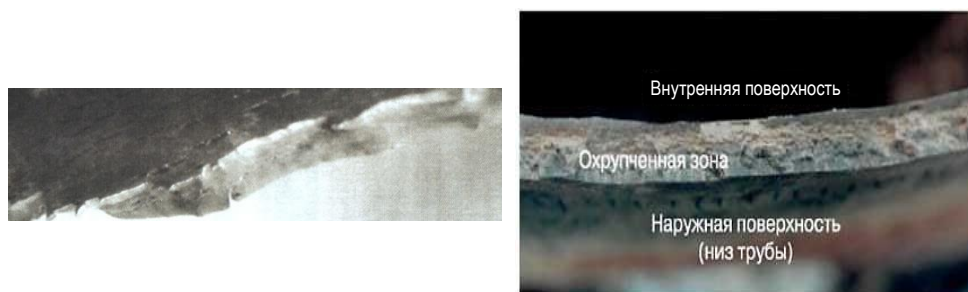


Рис. 5. Охрупченный водородом приповерхностный слой стенки трубы со стороны наружной катодно-защищаемой поверхности толщиной 3,5–4 мм

Для исключения (снижения до контролируемого минимума) электролитического наводороживания приповерхностного слоя стенки трубы в процессе контроля режимов работы катодной защиты следует, помимо измерения величины защитного потенциала, измерять плотность тока катодной защиты и не допускать, чтобы $j_{к.з} > 7j_{пр}$.

Наличие коррозионных язв на катодно-защищаемой поверхности (концентраторов напряжений), образовавшихся в период простоя средств катодной защиты или когда $j_{пр} < 3j_{к.з}$, облегчает образование стресс-коррозионных трещин при перезащите, когда $j_{к.з} > 7j_{пр}$. И наоборот, наличие стресс-коррозионных трещин стимулирует образование коррозионных дефектов при временном отключении средств катодной защиты.

Коррозионные дефекты на внешней катодно-защищаемой поверхности образуются в период, когда средства катодной защиты отключены или когда плотность тока катодной защиты в различных дефектах не достигает плотности предельного тока по кислороду.

Стресс-коррозионные дефекты на наружной катодно-защищаемой поверхности образуются в результате длительной перезащиты, когда плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока по кислороду в десятки раз, под воздействием охрупчивающего действия катодно-

го водорода и рабочего давления в трубопроводе – кольцевых растягивающих напряжений.

На основе расчетно-экспериментальных результатов показана опасность образования коррозионных и стресс-коррозионных дефектов в зависимости от рабочего давления в трубе и режимов работы катодной защиты. Даны практические рекомендации по сведению к контролируемому минимуму образования коррозионных и стресс-коррозионных дефектов на катодно-защищаемой поверхности газонефтепроводов в процессе их длительной эксплуатации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хижняков В.И., Трофимова Е.В. Превышение тока катодной защиты над предельным по кислороду – фактор электролитического наводороживания трубных сталей // Современные методы и технологии защиты от коррозии и износа. М., 2009. С. 8–9.
2. Хижняков В.И. О специфике коррозии подземных трубопроводов в условиях таежно-болотной зоны центральной части Западной Сибири // Защита металлов. 1983. Т. 19. № 5. С. 781–783.
3. Хижняков В.И. Опыт коррозионного обследования магистральных нефтепроводов в условиях центральной части Западной Сибири // Трубопроводный транспорт нефти. 1992. № 6. С. 17–19.
4. Хижняков В.И. Определение остаточной скорости коррозии трубопроводов при различных режимах катодной защиты // Практика противокоррозионной защиты. 2008. № 2. С. 18–22.
5. Хижняков В.И., Иванов Ю.А., Назаров Б.Ф. Переносной полевой прибор для определения остаточной скорости коррозии и степени наводороживания стенки нефтегазопроводов при различных режимах катодной защиты // Экологические проблемы и техногенная безопасность строительства, эксплуатации и реконструкции нефтегазопроводов. Новые технологии и материалы. Томск, 2005. С. 36.
6. Вигдорovich В.И., Макаров А.П. Контроль коррозионной агрессивности сероводородсодержащих сред и оценка эффективности способов защиты при непрерывной эксплуатации установок нефтегазовых производств // Практика противокоррозионной защиты. 2015. № 1. С. 60–71.
7. Хижняков В.И., Жилин А.В. Определение инкубационного периода образования дефектов КРН на катодно-защищаемой поверхности подземных стальных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. 2009. № 4. С. 44–48.
8. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. М.: Издательский центр «ЕЛИМА», 2000. С. 705.
9. Карпенко Г.В. Прочность стали в коррозионной среде. М.: Машгиз, 1963. С. 88.
10. Сунагатов М.Ф. Стресс-коррозия магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2011. № 9. С. 52–57.

REFERENCES

1. Khizhnyakov V.I., Trofimova E.V. Prevyschenie toka katodnoi zashchity nad predel'nyim po kislorodu – faktor elektroliticheskogo navodorozhivaniya trubnykh stalei [Excess of cathode protection current over oxygen limiting cathode protection current as a factor of electrolytic hydrogenation of tube steels]. Sovremennyye metody i tekhnologii zashchity ot korrozii i iznosa [Modern methods and technologies of corrosion and wear protection]. Moscow, 2009. Pp. 8–9. (rus)
2. Khizhnyakov V.I. O spetsifike korrozii podzemnykh truboprovodov v usloviyakh taezhno-bolotnoi zony tsentral'noi chasti Zapadnoi Sibiri [Specificity of corrosion of underground pipelines in taiga-marsh zone in the central Western Siberia]. Zashchita metallov. 1983. V. 19. No. 5. Pp. 781–783. (rus)
3. Khizhnyakov V.I. Opyt korrozionnogo obsledovaniya magistral'nykh nefteprovodov v usloviyakh tsentral'noi chasti Zapadnoi Sibiri [Experience of corrosion inspection of main oil pipe-

- lines in the central part of Western Siberia]. *Truboprovodnyi transport nefti*. 1992. No. 6. Pp. 17–19. (rus)
4. Khizhnyakov V.I. Opredelenie ostatochnoi skorosti korrozii truboprovodov pri razlichnykh rezhi-makh katodnoi zashchity [Determination of corrosion residual rate of pipelines under different cathode protection regimes]. *Praktika protivokorroziionnoi zashchity*. 2008. No. 2. Pp. 18–22. (rus)
 5. Khizhnyakov V.I., Ivanov Yu.A., Nazarov B.F. Perenosnoi polevoi pribor dlya opredeleniya ostatochnoi skorosti korrozii i stepeni navodorozhivaniya stenki neftegazoprovodov pri razlichnykh rezhimakh katodnoi zashchity [Portable field device for determining corrosion residual rate and hydrogenation of pipeline wall under various cathode protection regimes]. *Ekologicheskie problemy i tekhnogennaya bezopasnost' stroitel'stva, ekspluatatsii i rekonstruktsii neftegazoprovodov. Novye tekhnologii i materialy* [Ecological problems and technogenetic safety of construction, operation and reconstruction of oil and gas pipelines. New technologies and materials]. Tomsk, 2005. P. 36. (rus)
 6. Vigdorovich V.I., Makarov A.P. Kontrol' korroziionnoi agressivnosti serovodorodsoderzhashchikh sred i otsenka effektivnosti sposobov zashchity pri nepreryvnoi ekspluatatsii ustanovok neftegazovykh proizvodstv [Corrosion aggression control of hydrogen sulphide-containing media and in-process evaluation of protection methods of oil-and-gas facilities]. *Praktika protivokorroziionnoi zashchity*. 2015. No. 1. Pp. 60–71. (rus)
 7. Khizhnyakov V.I., Zhilin A.V. Opredelenie inkubatsionnogo perioda obrazovaniya defektov KRN na katodno zashchishchaemoi poverkhnosti podzemnykh stal'nykh truboprovodov [Determination of incubation period for corrosion formation on cathode protected surface of underground steel pipelines]. *Praktika protivokorroziionnoi zashchity*. 2009. No. 4. Pp. 44–48. (rus)
 8. Mazur I.I., Ivantsov O.M. Bezopasnost' truboprovodnykh sistem [Safety of pipeline systems]. Moscow: Elima, 2000. 705 p. (rus)
 9. Karpenko G.V. Prochnost' stali v korroziionnoi srede [Steel strength in corrosion environment]. Moscow: Mashgiz, 1963. 88 p. (rus)
 10. Sunagatov M.F. Stress-korroziya magistral'nykh gazoprovodov [Stress corrosion of main pipelines]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti*. 2011. No. 9. Pp. 52–57. (rus)

Сведения об авторах

Хижняков Валентин Игнатьевич, докт. техн. наук, профессор, Томский государственный архитектурно-строительный университет, 634003, г. Томск, пл. Соляная, 2, val@tpu.ru

Негодин Александр Викторович, ст. преподаватель, Томский государственный архитектурно-строительный университет, 634003, г. Томск, пл. Соляная, 2, Semerka.82@mail.ru

Калининченко Владимир Сергеевич, ст. преподаватель, Томский государственный архитектурно-строительный университет, 634003, г. Томск, пл. Соляная, 2, kvs-2010@mail.ru

Authors Details

Valentin I. Khizhnyakov, DSc, Professor, Tomsk State University of Architecture and Building, 2, Solyanaya Sq., 634003, Tomsk, Russia, val@tpu.ru

Aleksandr V. Negodin, Senior Lecturer, Tomsk State University of Architecture and Building, 2, Solyanaya Sq., 634003, Tomsk, Russia, Semerka.82@mail.ru

Vladimir S. Kalinichenko, Senior Lecturer, Tomsk State University of Architecture and Building, 2, Solyanaya Sq., 634003, Tomsk, Russia, kvs-2010@mail.ru