

УДК 621.643.053

А.В. Сальников¹, e-mail: ugtusovet@yandex.ru; **А.А. Игнатик¹**, e-mail: aignatik@ugtu.net

¹ Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ухтинский государственный технический университет» (Ухта, Россия).

Совершенствование методики расчета труб на долговечность с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла»

В статье представлен алгоритм расчета труб на долговечность с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла», позволяющий определять время наступления предельного состояния трубы магистрального трубопровода с комбинированным дефектом. Этот маркер является количественным показателем надежности и используется при планировании сроков ремонтных и диагностических работ на линейной части магистральных трубопроводов.

Для повышения точности расчета в методику, представленную в РД-23.040.00-КТН-115-11 «Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами», авторы статьи вводят два критерия – предельной прочности и предельной пластичности. При переходе трубной секции с комбинированным дефектом в предельное состояние по одному из этих критериев дефект считается недопустимым, следовательно, срочно требуется проведение ремонтных работ.

На основе предложенного алгоритма реализована вычислительная программа в табличном процессоре MS Excel, что дает возможность автоматизировать выполнение расчетов на долговечность труб и визуализировать результаты расчетов. Верификация методики на практике на сегодняшний день не проводилась.

Ключевые слова: алгоритм, дефект геометрии, дефект коррозионной потери металла, комбинированный дефект, расчет на долговечность.

.....

A.V. Salnikov¹, e-mail: ugtusovet@yandex.ru; **A.A. Ignatik¹**, e-mail: aignatik@ugtu.net

¹ Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ukhta State Technical University" (Ukhta, Russia).

Development of Durability Calculation Methods for Pipes with Combined Defect "Geometry Defect with Corrosion Metal Loss"

The article presents the algorithm of stress calculation for pipes with a combined defect of the "geometrical defect with corrosion loss of metal" type. The algorithm allows determining the time of the limit state for the pipe of main pipeline. This marker is a quantitative indicator of reliability, it is used in planning the timing of repair and diagnostic works on the linear part of the main pipelines.

To increase the accuracy of calculation, the authors introduce two criteria – ultimate strength and ultimate plasticity – in the methodology presented in the Regulatory Document RD 23.040.00-КТН-115-11 "Main Oil Pipelines and Oil Products Pipelines. Durability and Strength Determination of Pipes and Welded Joints with Defects". The defect is considered impermissible when a pipe section with a combined defect passes into the limit state by one of these criteria, therefore, repair works are urgently required.

On the basis of the proposed algorithm, a computational program is implemented in the MS Excel spreadsheet, which makes it possible to automate the execution of calculations for pipe durability and visualize the results of calculations. Verification of the methodology in practice was not carried.

Keywords: algorithm, geometry defect, corrosion metal loss defect, combined defect, durability calculation.

АКТУАЛЬНОСТЬ

Для обеспечения надежной эксплуатации магистральных трубопроводов следует правильно оценивать их техническое состояние. Задачами оценки технического состояния магистральных трубопроводов являются:

- установление допустимого рабочего давления трубопровода;
- установление срока безопасной работы трубопровода [1].

Фактором, понижающим эксплуатационную надежность магистральных трубопроводов, является дефектное состояние труб. Поэтому требуется достоверно оценивать опасность дефектов различного типа.

Существуют разнообразные методики расчета труб на прочность и долговечность с одиночными дефектами [например, 2–5]. Также разработаны способы оценки дефектов типа «комбинированная потеря металла», когда близкорасположенные два или более дефекта потери металла рассматриваются как объединенный одиночный дефект. Менее развиты методы расчета труб с комбинированными дефектами, образующимися за счет сочетания дефектов разного типа.

Дефект рассматривается как комбинированный, если минимальное расстояние от границы одного дефекта до границы другого меньше или равно значению четырех толщин стенки трубы [2]. Отмечается, что именно комбинированные дефекты, образованные дефектами разного типа, наиболее опасны для целостности трубопроводов. Их наличие требует проведения дополнительного дефектоскопического контроля и решения о сроках ремонта дефектной секции [6]. Комбинированные дефекты нередко присутствуют на магистральном трубопроводе и могут быть, например, следствием некачественного производства работ при его сооружении. Очевидно, что в настоящее время проблема достоверной оценки труб с комбинированными дефектами (сочетаниями дефектов) является актуальной.

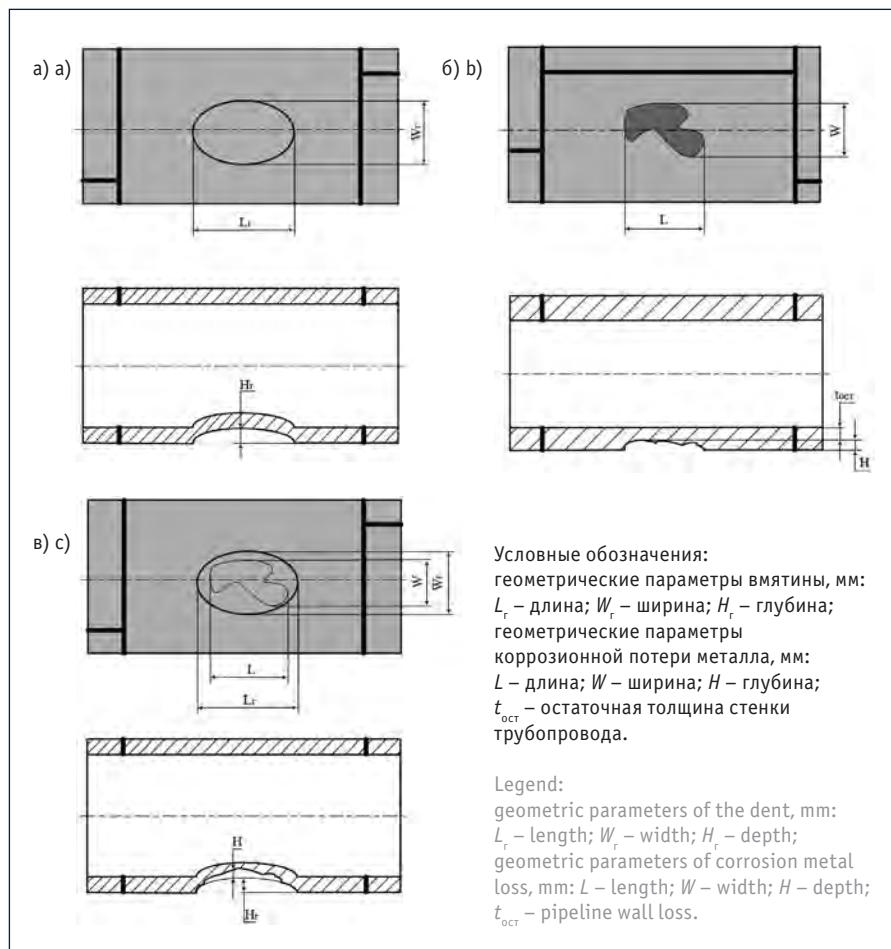


Рис. 1. Схематичное изображение дефектов:

а) вмятины; б) коррозионной потери металла; в) комбинированного дефекта «коррозионная потеря металла на вмятине»

Fig. 1. Schematic representation of defects:

a) dents; b) corrosion metal loss; c) combined defect "corrosion metal loss on the hummer mark"

Методики расчета таких дефектов необходимо совершенствовать, используя при этом вычислительную технику.

РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ И ГИПОТЕЗЫ ПРИ ОЦЕНКЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ТРУБ С КОМБИНИРОВАННЫМ ДЕФЕКТОМ ТИПА «ДЕФЕКТ ГЕОМЕТРИИ С КОРРОЗИОННОЙ ПОТЕРЕЙ МЕТАЛЛА»

Методики расчета одиночных дефектов геометрии и одиночных коррозионных потерь металла и расчетные схемы взяты из [2].

К дефектам геометрии трубы относятся вмятина, гофр, сужение.

Схематичное изображение геометрического дефекта «вмятина» приведено на рис. 1а, схематичное изображение дефекта коррозионной потери металла – на рис. 1б, схематичное изображение комбинированного дефекта «коррозионная потеря металла на вмятине» – на рис. 1в.

Геометрические параметры дефектов определяются по результатам диагностических работ на трубопроводе, причем используются результаты как внутритрубной диагностики, так и диагностики в шурфах. Размеры дефектов увеличиваются на величину поправки,

Для цитирования (for citation):

Сальников А.В., Игнатик А.А. Совершенствование методики расчета труб на долговечность с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 3. С. 62–70.

Salnikov A.V., Ignatik A.A. Development of Durability Calculation Methods for Pipes with Combined Defect "Geometry Defect with Corrosion Metal Loss". Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 3, P. 62–70. (In Russian)

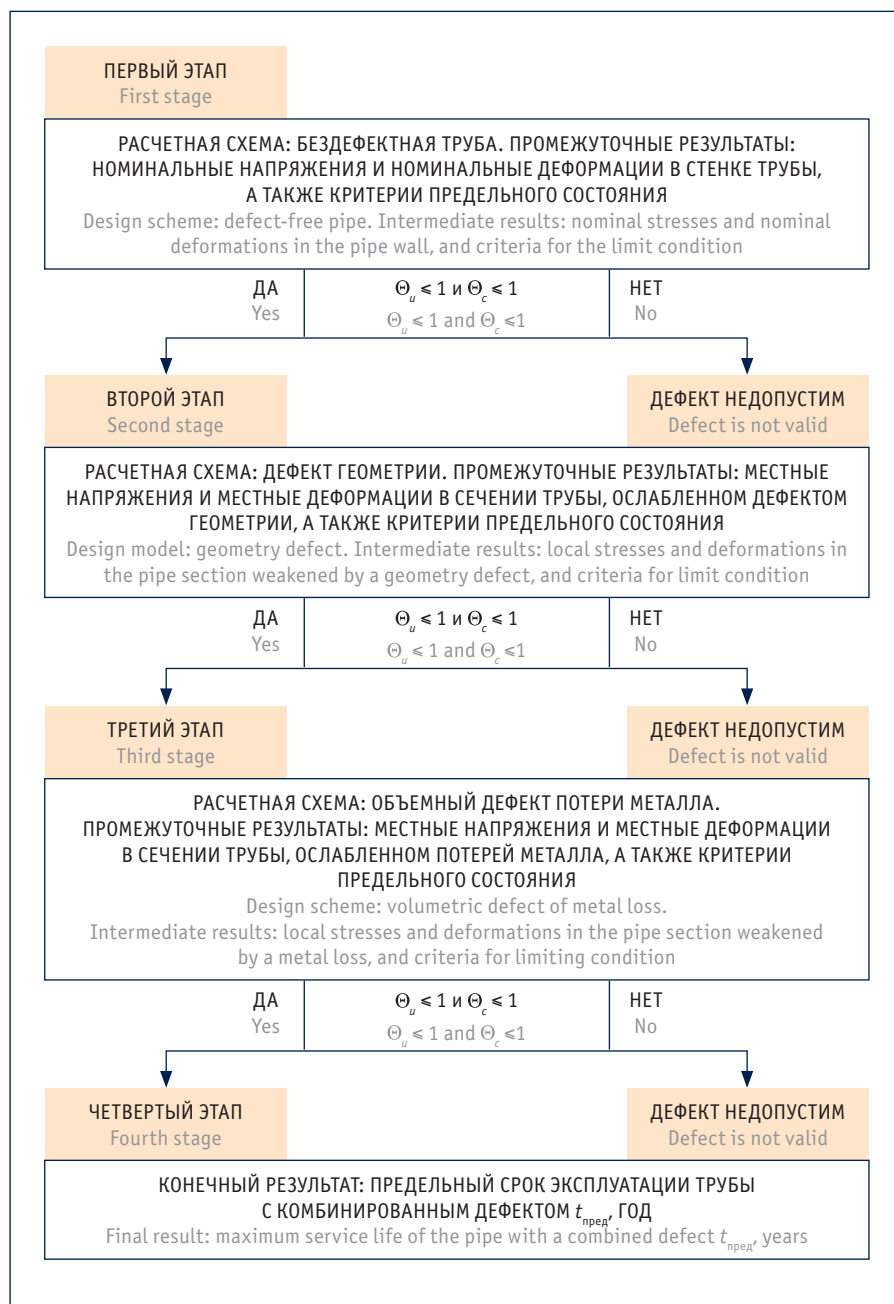


Рис. 2. Блок-схема алгоритма расчета труб на долговечность с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла»

Fig. 2. Block diagram of the durability calculating algorithm for pipes with a combined defect "geometry defect with corrosion metal loss"

зависящей от типа диагностического прибора.

При расчете труб с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла» принимаются следующие положения (гипотезы):

- расчет каждого из двух дефектов, входящих в сочетание, производится по отдельности;

- влияние дефекта коррозионной потери металла на дефект геометрии определяется уменьшением толщины стенки трубы, т. е. при расчете дефекта геометрии используется толщина стенки трубы, уменьшенная на расчетное значение глубины коррозионной потери металла;
- влияние дефекта геометрии на дефект коррозионной потери металла учитыва-

ется следующим образом: номинальные напряжения при расчете коррозионной потери металла приравниваются к местным напряжениям в области дефекта геометрии;

- долговечность трубы определяется скоростью роста дефекта коррозионной потери металла в глубину и скоростью роста площади продольного сечения этого дефекта.

Результатом расчета является величина предельного срока эксплуатации трубной секции с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла», которая является количественным показателем надежности трубопровода и используется при планировании сроков ремонтных и диагностических работ на линейной части магистральных трубопроводов.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ТРУБ С КОМБИНИРОВАННЫМ ДЕФЕКТОМ ТИПА «ДЕФЕКТ ГЕОМЕТРИИ С КОРРОЗИОННОЙ ПОТЕРЕЙ МЕТАЛЛА»

В методику расчета труб на долговечность с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла» вводятся два деформационных критерия предельных состояний, а именно критерий предельной прочности Θ_u и критерий предельной пластичности Θ_c . Формулы расчета критериев предельных состояний приводятся далее при описании алгоритма. При переходе трубной секции с комбинированным дефектом в предельное состояние по какому-либо из двух критериев дефект считается недопустимым, следовательно, срочно требуется проведение ремонтных работ на данной трубной секции.

Алгоритм, представленный на рис. 2, состоит из четырех этапов. На первом этапе используются формулы (1)–(5), на втором этапе – (6)–(15), на третьем этапе – (16)–(26), на четвертом – (27)–(33).

Применяются следующие индексы: «г» – величина, относящаяся к дефекту геометрии; «изг» – значение максимальной деформации изгиба; «ном» – номинальное значение, рассчитанное для стенки трубы вне зоны влияния



IX отраслевое совещание

«Состояние и основные
направления развития
сварочного производства
ПАО «Газпром»

12–16 ноября 2018 г.

Место проведения:
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
пос. Развилка

Участники: представители департаментов и дочерних обществ ПАО «Газпром», ведущих научно-исследовательских институтов, центров и вузов России, генподрядных и подрядных организаций по строительству и ремонту газопроводов, отечественных и зарубежных компаний – изготовителей труб и соединительных деталей трубопроводов, компаний – производителей сварочного оборудования и материалов, средств (приборов и материалов) неразрушающего контроля качества сварных соединений. Более 250 делегатов.

Предусмотрено проведение пленарного заседания, а также выставки «Сварочные материалы, оборудование и технологии».

По вопросам участия в совещании обращайтесь: +7 915 082 28 38, ermakova@neftegas.info, Екатерина Ермакова.

Организаторы: ПАО «Газпром», ООО «Медиа Миры»,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Информационные партнеры:
Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ»
Журнал «Газовая промышленность»



дефекта; «нетто» – значение, рассчитанное для нетто-сечения стенки трубы, ослабленного дефектом; «е» – упругое (условно-упругое) значение.

На первом этапе алгоритма по расчетной схеме бездефектной трубы выполняются вычисления по формулам (1)–(5). Затем повторяются вычисления по формулам (1)–(5) с учетом изменения геометрических параметров трубы вследствие деформирования под действием внутреннего давления.

В ходе второго этапа по расчетной схеме дефекта геометрии выполняются расчеты по формулам (6)–(15). При этом толщина стенки вне дефекта и внутренний диаметр трубы принимаются с учетом деформирования по формуле (5), толщина стенки трубы в месте дефекта – по формуле (6). Местные напряжения, рассчитываемые по формуле (14), приравниваются к номинальным напряжениям при расчете коррозионной потери металла по формуле (21).

На третьем этапе выполняются вычисления по расчетной схеме объемного дефекта потери металла по формулам (16)–(26), повторяются вычисления по формулам (20)–(25) с учетом деформирования. Скорости развития дефекта коррозионной потери металла определяются по формулам (16)–(17). Величина t принимается переменной при расчете на долговечность.

$$\begin{cases} \sigma_{\Theta \text{ ном}} = \frac{k_{\text{тр}} (p_{\text{проект}} + \Delta_p) D}{2\delta}, \\ \sigma_{Z \text{ ном}} = 0,5 \sigma_{\Theta \text{ ном}} \pm \frac{E D_{\text{н}}}{2R_{\text{изг}}} - E \alpha \Delta T, \\ \sigma_{r \text{ ном}} = 0, \end{cases} \quad (1)$$

где $\sigma_{\Theta \text{ ном}}, \sigma_{Z \text{ ном}}, \sigma_{r \text{ ном}}$ – номинальные кольцевое, продольное и радиальное напряжения, соответственно, МПа; $k_{\text{тр}}$ – коэффициент запаса по прочности трубы; $p_{\text{проект}}$ – проектное рабочее давление, МПа; Δ_p – поправка на возможное превышение рабочего давления при нестационарных режимах, МПа; D – внутренний диаметр трубопровода, мм; δ – толщина стенки трубы вне дефекта, мм; E – модуль упругости материала трубы, МПа; $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, мм; $R_{\text{изг}}$ – радиус изгиба трубной секции, мм; α – коэффициент линейного расширения металла

трубы, $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/K}$; ΔT – расчетный температурный перепад, К;

$$\sigma_{i \text{ ном}} = \sqrt{\sigma_{\Theta \text{ ном}}^2 + \sigma_{Z \text{ ном}}^2 - \sigma_{\Theta \text{ ном}} \cdot \sigma_{Z \text{ ном}}}, \quad (2)$$

где $\sigma_{i \text{ ном}}$ – интенсивность номинальных напряжений, МПа;

$$\begin{cases} \mu_p = \mu \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \\ \mu_p = \mu \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_T, \end{cases} \quad (3)$$

где μ_p – упруго-пластический модуль сдвига, МПа; μ – модуль сдвига, МПа; σ_T – предел текучести, МПа; m – коэффициент деформационного упрочнения;

$$\begin{cases} \varepsilon_{\Theta \text{ ном}} = \sigma_{\Theta \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{Z \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\ \varepsilon_{Z \text{ ном}} = \sigma_{Z \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{\Theta \text{ ном}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\ \varepsilon_{r \text{ ном}} = (\sigma_{\Theta \text{ ном}} + \sigma_{Z \text{ ном}}) \cdot \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \end{cases} \quad (4)$$

где $\varepsilon_{\Theta \text{ ном}}, \varepsilon_{Z \text{ ном}}, \varepsilon_{r \text{ ном}}$ – номинальные кольцевая, продольная и радиальная деформации, соответственно; k – модуль объемного расширения, МПа;

$$\begin{cases} \delta_* = \delta \cdot e^{\varepsilon_{r \text{ ном}}}, \\ D_* = D \cdot e^{\varepsilon_{\Theta \text{ ном}}}, \end{cases} \quad (5)$$

где δ_*, D_* – соответственно, толщина стенки трубы и внутренний диаметр трубопровода вне дефекта с учетом деформирования, мм;

$$\delta_1 = \delta - H, \quad (6)$$

где δ_1 – толщина стенки трубы при расчете дефекта геометрии, мм; H – глубина дефекта коррозионной потери металла с учетом поправки (расчетная), мм;

$$\begin{cases} \alpha_\lambda = \frac{L_r}{\pi \cdot D}, \beta_\lambda = \frac{W_r}{\pi \cdot D}, \\ \lambda_\Theta = \frac{6(1-\nu^2)}{E} \left(\frac{D}{\delta_1} \right)^2 \frac{\alpha_\lambda^4 \frac{\beta_\lambda^2}{1-\beta_\lambda^2}}{3\alpha_\lambda^4 + 2\alpha_\lambda^2 \frac{\beta_\lambda^2}{1-\beta_\lambda^2} + 3 \left(\frac{\beta_\lambda^2}{1-\beta_\lambda^2} \right)^2}, \\ \lambda_Z = \frac{6(1-\nu^2)}{E} \left(\frac{D}{\delta_1} \right)^2 \frac{\alpha_\lambda^2 \left(\frac{\beta_\lambda^2}{1-\beta_\lambda^2} \right)^2}{3\alpha_\lambda^4 + 2\alpha_\lambda^2 \frac{\beta_\lambda^2}{1-\beta_\lambda^2} + 3 \left(\frac{\beta_\lambda^2}{1-\beta_\lambda^2} \right)^2}, \end{cases} \quad (7)$$

где $\alpha_\lambda, \beta_\lambda$ – относительные размеры дефекта геометрии; L_r, W_r – длина и ширины на дефекта геометрии (расчетная), соответственно, мм; $\lambda_\Theta, \lambda_Z$ – коэффициенты

податливости стенки трубы в области дефекта геометрии в кольцевом и продольном направлениях, соответственно, 1 МПа; ν – коэффициент Пуассона для материала трубы;

$$\Delta H = H_r (\sigma_{\Theta \text{ ном}} \cdot \lambda_\Theta + \sigma_{Z \text{ ном}} \cdot \lambda_Z), \quad (8)$$

где ΔH – изменение глубины дефекта геометрии от ненагруженного состояния в зависимости от действующих номинальных напряжений, мм; H_r – глубина дефекта геометрии с учетом поправки (расчетная), мм;

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\Theta \text{ изг}} &= \frac{2(1-\beta_\lambda^2)}{\beta_\lambda^2} \frac{|\Delta H| \delta_1}{D^2}, \\ \varepsilon_{Z \text{ изг}} &= \frac{2}{\alpha_\lambda^2} \frac{|\Delta H| \delta_1}{D^2}, \end{aligned} \quad (9)$$

где $\varepsilon_{\Theta \text{ изг}}, \varepsilon_{Z \text{ изг}}$ – условно-упругие максимальные изгибные кольцевая и продольная деформации, соответственно;

$$\begin{cases} \sigma_{\Theta \text{ нетто}} = \sigma_{\Theta \text{ ном}} + E \cdot \varepsilon_{\Theta \text{ изг}}, \\ \sigma_{Z \text{ нетто}} = \sigma_{Z \text{ ном}} + E \cdot \varepsilon_{Z \text{ изг}}, \end{cases} \quad (10)$$

где $\sigma_{\Theta \text{ нетто}}, \sigma_{Z \text{ нетто}}$ – условно-упругие местные кольцевое и продольное напряжения, соответственно, МПа;

$$\sigma_{i \text{ нетто}} = \sqrt{\sigma_{\Theta \text{ нетто}}^2 + \sigma_{Z \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\Theta \text{ нетто}} \cdot \sigma_{Z \text{ нетто}}}, \quad (11)$$

где $\sigma_{i \text{ нетто}}$ – интенсивность условно-упругих местных напряжений, МПа,

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{i \text{ нетто}}}{\sigma_{i \text{ ном}}}, \quad (12)$$

где α_e – упругий коэффициент концентрации;

$$\begin{cases} \alpha_\sigma = \alpha_e \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_T, \\ \alpha_\sigma = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \left(\frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} \\ \text{при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_T, \sigma_{i \text{ нетто}} \geq \sigma_T, \\ \alpha_\sigma = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_T, \sigma_{i \text{ нетто}} \geq \sigma_T, \end{cases} \quad (13)$$

где α_σ – упруго-пластический коэффициент концентрации напряжений;

$$\begin{cases} \sigma_{\Theta \text{ нетто}} = \sigma_{\Theta \text{ нетто}} \cdot \frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e}, \\ \sigma_{Z \text{ нетто}} = \sigma_{Z \text{ нетто}} \cdot \frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e}, \end{cases} \quad (14)$$

где $\sigma_{\Theta \text{ нетто}}, \sigma_{Z \text{ нетто}}$ – местные кольцевое и продольное напряжения, соответственно, МПа;

$$\sigma_{i \text{ нетто}} = \sqrt{\sigma_{\theta \text{ нетто}}^2 + \sigma_{z \text{ нетто}}^2 - \sigma_{\theta \text{ нетто}} \cdot \sigma_{z \text{ нетто}}}, \quad (15)$$

где $\sigma_{i \text{ нетто}}$ – интенсивность местных напряжений, МПа;

$$V_{\text{корр}} = \frac{H_2 - H_1}{\Delta t} (1 + K_{11} + K_{12} + K_{13}), \quad (16)$$

где $V_{\text{корр}}$ – скорость роста дефекта коррозионной потери металла в глубину, мм/год; H_2 – глубина дефекта коррозионной потери металла при последней инспекции ВИП, мм; H_1 – глубина дефекта коррозионной потери металла при предыдущей инспекции ВИП (для вновь обнаруженного $H_1 = 0$), мм; Δt – период времени между инспекциями (или между инспекцией и установкой трубной секции, если инспекция проводилась один раз), год; K_{11} – коэффициент учета влияния удельного сопротивления грунта; K_{12} – коэффициент учета влияния удельного сопротивления антикоррозионного покрытия; K_{13} – коэффициент учета влияния блуждающих токов;

$$V_A = V_{\text{корр}} \cdot L, \quad (17)$$

где V_A – скорость роста площади продольного сечения дефекта коррозионной потери металла, мм²/год; L – длина дефекта коррозионной потери металла с учетом поправки (расчетная), мм;

$$H(t) = H + V_{\text{корр}} \cdot t, \quad (18)$$

где $H(t)$ – глубина дефекта коррозионной потери металла с учетом поправки как функция времени, мм; H – глубина дефекта коррозионной потери металла с учетом поправки (расчетная), мм; t – время от момента проведения диагностики, год;

$$A(t) = \frac{2}{3} L H + V_A \cdot t, \quad (19)$$

где $A(t)$ – площадь продольного сечения дефекта как функция времени, мм²;

$$\begin{cases} \eta = \frac{\delta - H(t)}{\delta} = \frac{\delta_{\text{нетто}}}{\delta}, \\ \alpha_0 = 3 - 2^{\frac{3\eta - 1}{2\eta}}, \eta_A = \frac{1 - A(t)}{\delta L}, \\ \hat{L} = \frac{L}{\sqrt{0,5D(\delta - H(t))}}, b = \frac{W}{D}, \end{cases} \quad (20)$$

где $\eta, \alpha_0, \hat{L}, b$ – параметры дефекта коррозионной потери металла; $\delta_{\text{нетто}}$ – тол-



щина стенки трубы в зоне коррозионной потери металла, мм; W – ширина дефекта коррозионной потери металла с учетом поправки (расчетная), мм;

$$\begin{cases} \sigma_{\theta \text{ нетто}} = \sigma_{\theta \text{ ном}} \left(\frac{1 + \eta_A \cdot \alpha_0}{2\eta_A} + \frac{1 - \eta_A \cdot \alpha_0}{2\eta_A} \cdot \text{th} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} (\hat{L} + \eta_A \cdot \pi) \right) \right), \\ \sigma_{z \text{ нетто}} = \sigma_{z \text{ ном}} \left(\frac{\pi \cdot \eta + 2(1 - \eta) \cdot \sin b}{\eta(\pi - b(1 - \eta))} + \frac{(\alpha_0 - 1) \cdot (\pi - b)}{\pi} \right) \cdot \sigma_{r \text{ нетто}} = 0. \end{cases} \quad (21)$$

Выполнить вычисления по формулам (11)–(13).

$$\gamma = \text{th} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \left(\frac{L}{\sqrt{0,5D \cdot \delta}} - \pi \right) \right), \quad (22)$$

где γ – параметр дефекта коррозионной потери металла;

$$\begin{cases} \sigma_{\theta \text{ нетто}} = \frac{\sigma_{\theta \text{ нетто}}}{\alpha_e} \left(\frac{1 - \gamma}{2} \cdot \alpha_{\sigma} + \frac{1 + \gamma}{2} \cdot \alpha_e \right), \\ \sigma_{z \text{ нетто}} = \sigma_{z \text{ нетто}}', \\ \sigma_{r \text{ нетто}} = 0. \end{cases} \quad (23)$$

Выполнить расчет по формуле (15).

$$\begin{cases} \mu_p = \mu \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \leq \sigma_r, \\ \mu_p = \mu \left(\frac{\sigma_{i \text{ нетто}}}{\sigma_r} \right)^{\frac{m-1}{m}} \text{ при } \sigma_{i \text{ нетто}} \geq \sigma_r, \end{cases} \quad (24)$$

$$\begin{cases} \varepsilon_{\theta \text{ нетто}} = \sigma_{\theta \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{z \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\ \varepsilon_{z \text{ нетто}} = \sigma_{z \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + \sigma_{\theta \text{ нетто}} \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\ \varepsilon_{r \text{ нетто}} = (\sigma_{\theta \text{ нетто}} + \sigma_{z \text{ нетто}}) \cdot \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{6\mu_p} \right), \end{cases} \quad (25)$$

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{(\varepsilon_{\theta \text{ нетто}} - \varepsilon_{z \text{ нетто}})^2 + (\varepsilon_{z \text{ нетто}} - \varepsilon_{r \text{ нетто}})^2 + (\varepsilon_{r \text{ нетто}} - \varepsilon_{\theta \text{ нетто}})^2}, \quad (29)$$

где $\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}, \varepsilon_{z \text{ нетто}}, \varepsilon_{r \text{ нетто}}$ – местные кольцевая, продольная и радиальная деформации, соответственно;

$$\begin{cases} \delta_{\text{нетто}} = (\delta - H(t)) \cdot \exp(\varepsilon_{r \text{ нетто}}), \\ L = L \cdot \exp(\varepsilon_{z \text{ нетто}}), \\ D = (D - \frac{W}{\pi}) \cdot \exp(\varepsilon_{\theta \text{ ном}}) + \frac{W}{\pi} \cdot \exp(\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}), \\ W = W \cdot \exp(\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}), \end{cases} \quad (26)$$

где $\delta_{\text{нетто}}$ – толщина стенки трубы в зоне коррозионной потери металла с учетом деформирования, мм; L, W – соответственно, длина и ширина дефекта коррозионной потери металла с учетом деформирования, мм.

Далее, на четвертом этапе, при использовании величин местных деформаций, рассчитанных по формуле (25), необходимо произвести расчет по формулам (27)–(32).

Значение переменной t , при котором $\Theta_u = 1$ или $\Theta_c = 1$ (что наступит раньше), является предельным сроком эксплуатации трубной секции с комбинированным дефектом по критериям предельных состояний $t_{\text{пред } 1}$, год. По формуле (33) определяют значение $t_{\text{пред } 2}$, при котором толщина стенки трубы достигнет 20 % от толщины стенки трубы вне зоны дефекта. Предельный срок эксплуатации трубной секции с комбинированным дефектом $t_{\text{пред } 1}$, год, приравнивается минимальному значению среди $t_{\text{пред } 1}$ и $t_{\text{пред } 2}$.

$$\varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_{\theta \text{ нетто}} + \varepsilon_{z \text{ нетто}} + \varepsilon_{r \text{ нетто}}}{3}, \quad (27)$$

где ε_0 – объемная деформация;

$$\varepsilon_1 = \max(\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}; \varepsilon_{z \text{ нетто}}; \varepsilon_{r \text{ нетто}}), \quad (28)$$

где ε_1 – наибольшая деформация удлинения;

далее расчет идет по формуле (29), где ε_i – интенсивность деформаций;

$$\varphi_e = \arccos \left(\frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}{\varepsilon_i} \right), \quad (30)$$

где φ_e – деформационный параметр, рад;

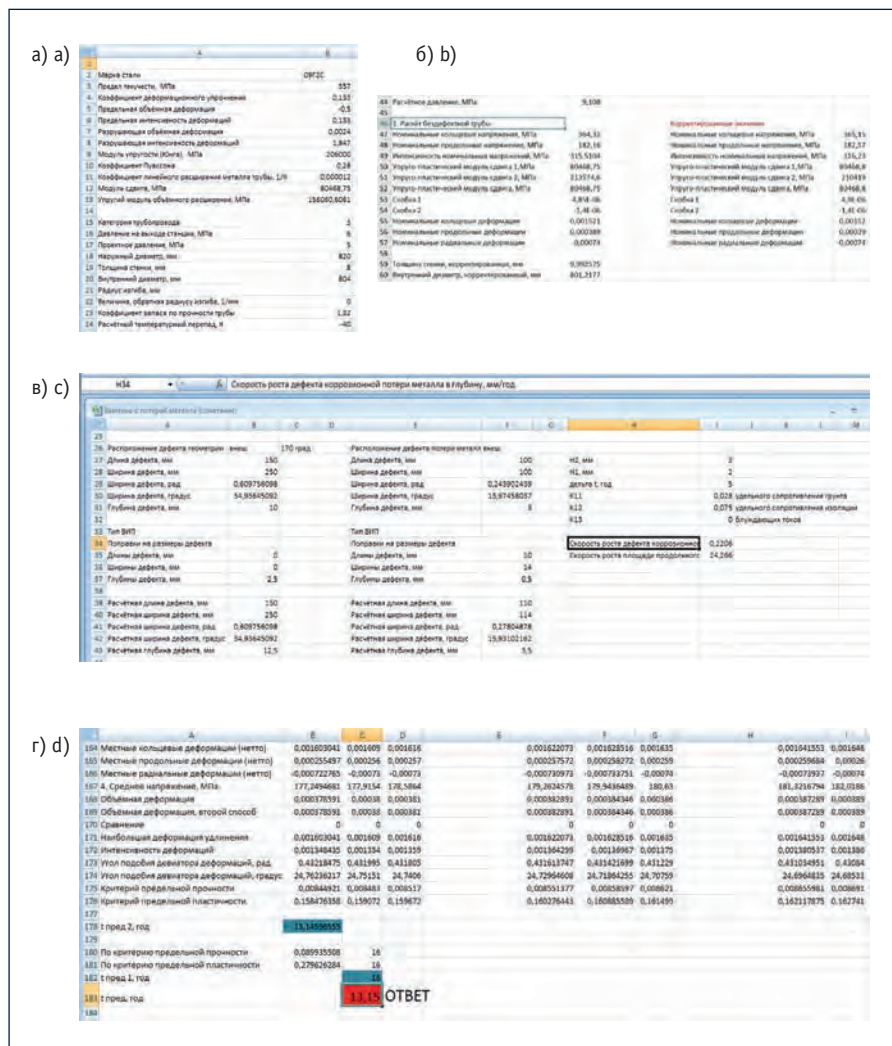


Рис. 3. Сканы вычислительной программы по расчету труб на долговечность с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла» в среде MS Excel:

а) исходные данные для ввода; б) расчет бездефектной трубы; в) исходные и расчетные данные; г) результат, выводимый на экран

Fig. 3. Scans of the computational program for calculating durability pipes with a combined defect “geometry defect with corrosion metal loss” in the MS Excel:

a) input source data; b) calculation of defect-free pipe; c) source and calculation data; d) result displayed on the screen

$$\Theta_u(\varepsilon_i; \varepsilon_0; \varphi_\varepsilon) = \frac{\varepsilon_i \cdot \cos \varphi_\varepsilon}{\varepsilon_{iu}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{ou}}, \quad (31)$$

где Θ_u – критерий предельной прочности; ε_{iu} – предельная интенсивность деформаций; ε_{ou} – объемная предельная деформация;

$$\Theta_c(\varepsilon_i; \varepsilon_0) = \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{ic}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{oc}}, \quad (32)$$

где Θ_c – критерий предельной пластичности; ε_{ic} – разрушающая интенсивность деформаций; ε_{oc} – объемная разрушающая деформация;

$$t_{\text{пред } 2} = \frac{0,8\delta - H}{V_{\text{корр}}}, \quad (33)$$

где $t_{\text{пред } 2}$ – предельный срок эксплуатации трубной секции с дефектом по условию формулы (33), год.

Перечень необходимых исходных данных для исполнения алгоритма представлен в таблице.

Модуль сдвига μ , МПа, является величиной, постоянной для трубных сталей, и вычисляется следующим образом:

$$\mu = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)}.$$

Модуль объемного расширения k , МПа, тоже является постоянной величиной для трубных сталей:

$$k = \frac{E}{3(1 - 2\nu)}.$$

РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА В КОМПЬЮТЕРНОЙ ПРОГРАММЕ

Предлагаемый алгоритм по расчету труб с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла» реализован в среде табличного процессора MS Excel в виде вычислительной программы. Сканы фрагментов вычисления представлены на рис. 3.

Главной задачей при использовании вычислительной программы является определение значения переменной t , при котором достигается предельное состояние трубы с комбинированным дефектом (наблюдается равенство единице критерия предельной прочности или критерия предельной пластичности). Для решения этой задачи применяется следующий метод. Расчеты по формулам (18) – (32) выполняются для значений t из назначаемого диапазона (например, от 0 до 25 лет) с определенным шагом, зависящим от требуемой точности (например, шаг принимается равным 0,1 года). Среди всех значений t из диапазона определяется $t_{\text{пред } 1}$, когда критерий предельного состояния (Θ_u или Θ_c) равняется по расчетам единице, точнее, когда Θ_u или Θ_c принимают максимальное значение при соблюдении условий $\Theta_u \leq 1$ или $\Theta_c \leq 1$, соответственно. Определение $t_{\text{пред}}$ – результат расчета по предлагаемому алгоритму.

ВЫВОДЫ

В статье предлагается алгоритм расчета труб на долговечность с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла», позволяющий определять время наступления предельного состояния трубы магистрального трубопровода с комбинированным дефектом.

На основе предложенного алгоритма реализована вычислительная программа в табличном процессоре Excel, что дает возможность автоматизировать выполнение расчетов на долговечность труб и компактно представлять результаты расчетов.

СПЕЦПРОЕКТЫ, НЕОГРАНИЧЕННАЯ МОЩНОСТЬ



KD SERIES: НОВЫЙ ЭТАЛОН ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК ВЫСОКОЙ МОЩНОСТИ

KD SERIES – новая линейка генераторных установок, оснащенных нашими инновационными дизельными двигателями KOHLER, которые подходят как для работы в качестве основного, так и резервного источника электроснабжения. Данная линейка генераторных установок обладает беспрецедентной удельной мощностью (800-4200 кВА), что позволяет существенно снизить расходы на эксплуатацию и обслуживание генераторных установок KD SERIES, а также делает ее идеальной для использования во всех областях применения.

Будучи одним из мировых лидеров на рынке электроэнергии, компания KOHLER теперь проектирует собственные двигатели для генераторных установок, отвечающих самым строгим требованиям. Высококачественное сервисное обслуживание установок KD SERIES по всему миру гарантировано компанией KOHLER-SDMO.

KOHLER-SDMO: наша страсть - добывать энергию. www.kdseries.com

KOHLER®
SDMO®

Перечень исходных данных для расчета труб на долговечность с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла»
Initial data list of for calculation pipes durability with the combined defect "geometry defect with corrosion metal loss"

№ No	Группы исходных данных Source data groups	Величины Measurements
1	Марка трубной стали и ее механические характеристики Pipe steel grade and its mechanical characteristics	$\sigma_s, E, \nu, m, \mu, k, \alpha, \varepsilon_{0d}, \varepsilon_{0d}, \varepsilon_{0d}, \varepsilon_{0c}$
2	Геометрические параметры трубопровода Geometrical parameters of the pipeline	$D_n, D, \delta, R_{изг}$
3	Категория участка трубопровода Category of pipeline section	B, I, II, III, IV
4	Нагрузки и воздействия на трубопровод Pipeline loads and impacts	$p_{вых}, p_{проект}, k_{тр}, \Delta p, \Delta T$
5	Местоположение и геометрические параметры дефекта геометрии, а также поправки на размеры дефекта Location and geometric parameters of the geometry defect, and corrections for defect sizes	$L_r, W_r, H_r, \Delta_{H_r}, \Delta_{L_r} = \Delta_{W_r} = 0$
6	Местоположение и геометрические параметры дефекта коррозионной потери металла, а также поправки на размеры дефекта Location and geometric parameters of the defect with corrosion metal loss, and corrections for defect sizes	$L, W, H, \Delta_{H_r}, \Delta_{L_r}, \Delta_{W_r}, H_1, H_2$
7	Период времени между двумя последними диагностиками внутритручными инспекционными приборами Time between last two in-line inspections	Δt
8	Тип и удельное сопротивление грунта Soil type and specific resistance	K_{11}
9	Тип антикоррозионного покрытия и его удельное сопротивление Anticorrosion coating type and its specific resistance	K_{12}
10	Наличие блуждающих токов Presence of earth currents	K_{13}

Примечания:

Notes

- названия величин приводятся в пояснениях к формулам алгоритма;
names of the measurements are given in the explanations to algorithm formulas;
- $\Delta_p = 0,15 \cdot p_{вых}$, но не менее $\Delta_p = 0,15 \cdot p_{проект}$, где $p_{вых}$ – давление в начальной точке трубопровода, МПа;
 $\Delta_p = 0,15 \cdot p_{вых}$, not less than $\Delta_p = 0,15 \cdot p_{проект}$, where $p_{вых}$ – pressure at the starting point of the pipeline, МПа;
- размеры дефектов, мм, определенные по результатам диагностического обследования, увеличиваются на величины поправок: $\Delta_{L_r}, \Delta_{W_r}, \Delta_{H_r}, \Delta_{L_r}, \Delta_{W_r}, \Delta_{H_r}$.
sizes of defects, mm, determined by the results of diagnostic examination, increase by the value of corrections: $\Delta_{L_r}, \Delta_{W_r}, \Delta_{H_r}, \Delta_{L_r}, \Delta_{W_r}, \Delta_{H_r}$.

Основным результатом расчета по предложенному алгоритму является величина предельного срока эксплуатации трубной секции с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла» $t_{пред}$. Применение алгоритма на практике предлагается при планировании сроков ремонтных работ по устранению дефектов труб. Ремонт трубы с комбинированным дефектом рекомендуется проводить не позже предельного срока эксплуатации, чтобы гарантировать безаварийный режим работы магистрального трубопровода, не допустив разрушения дефектных трубных секций.

Литература:

1. Трубопроводный транспорт нефти / под ред. С.М. Вайнштока. В 2 т. Т. 2. М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2004. 621 с.
2. РД-23.040.00-КТН-115–11. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. 142 с.
3. СТО Газпром 2-2.3-112–2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/58/58899/> (дата обращения: 23.03.2018).
4. ВРД 39-1.10-004–99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.docload.ru/Basesdoc/8/8355/index.htm> (дата обращения: 23.03.2018).
5. ASME B31G–2009. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping. New York: The American Society of Mechanical Engineers, 2009. 56 p.
6. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. М.: Недра, 2013. 421 с.
7. РД-23.040.00-КТН-011–11. Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов. М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. 88 с.

References:

1. Oil Pipeline Transport. Editor S.M. Vaynshtok. In 2 books. Book 2. Moscow, Nedra-Business Center LLC, 2004, 621 p. (In Russian)
2. Regulatory Document RD-23.040.00-КТН-115–11. Main Oil Pipelines and Oil Products Pipelines. Durability and Strength Determination of Pipes and Welded Joints with Defects. Moscow, AK Transneft OJSC, 2013, 142 p. (In Russian)
3. Company Standard STO Gazprom 2-2.3-112-2007. Methodological Guidelines for Estimation the Sections Efficiency of Main Gas Pipelines with Corrosion Faults [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/58/58899/> (access date: March 23, 2018). (In Russian)
4. Department Regulation Document VRD 39-1.10-004–99. Methodical Guidelines for Quantitative Evaluation of Main Gas Pipelines Condition with Corrosion Faults, Its Ranking on the Exposure Value and Remaining Life Determination [Electronic source]. Access mode: <http://www.docload.ru/Basesdoc/8/8355/index.htm> (access date: March 23, 2018). (In Russian)
5. ASME B31G–2009. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping. New York, The American Society of Mechanical Engineers, 2009, 56 p.
6. Lisin Yu.V., Soshchenko A.E. Technologies of Main Oil Pipeline Transport in Russia. Moscow, Nedra, 2013, 421 p. (In Russian)
7. Regulatory Document RD-23.040.00-КТН-011–11. Main and Technological Pipelines Defects Classifier. Moscow, AK Transneft OJSC, 2013, 88 p. (In Russian)