

УДК 621.643.053

А.В. Сальников¹, e-mail: ugtusovet@yandex.ru; **А.М. Шарыгин¹**, e-mail: asharygin@ugtu.net;

А.А. Игнатик¹, e-mail: aignatik@ugtu.net

¹Ухтинский государственный технический университет (Ухта, Россия).

Оценка прочности и долговечности труб с дефектами для эффективного планирования ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов

Адекватная оценка степени опасности дефектов труб магистральных трубопроводов является одной из актуальных задач эксплуатации линейной части. На сегодняшний день существуют несколько подходов к ее решению и комплекс расчетных методик, учитывающих специфику эксплуатации как магистральных нефтепроводов, так и газопроводов высокого давления.

Однозначное решение вышеупомянутой задачи осложнено отсутствием единообразия в нормативно-технических документах, регламентирующих порядок оценки технического состояния труб с дефектами, в методиках оценки прочности и долговечности труб с дефектами, а также сложностью применяемого в них математического аппарата. В статье на основе анализа мировых расчетных методик и существующих нормативных документов отечественных организаций, эксплуатирующих магистральные трубопроводные системы, определены критерии предельного состояния трубопроводов, с помощью которых можно оперативно производить оценочные расчеты на прочность и долговечность труб магистральных трубопроводов, дефекты в которых развились в процессе эксплуатации.

На основании анализа существующих методов расчета прочности и долговечности труб с дефектами в работе предложена математическая модель для оценки степени опасности находящихся в эксплуатации магистральных трубопроводов с коррозионной потерей металла и трещиноподобными коррозионно-механическими дефектами с учетом их геометрических параметров. Графическая интерпретация полученных расчетных зависимостей данной модели представляет собой диаграммы предельного давления в трубной секции и предельного срока эксплуатации трубной секции от глубины дефекта.

Таким образом, научно обоснованная оценка и прогноз технического состояния труб с дефектами позволят осуществлять планирование ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов.

Ключевые слова: дефекты труб, количественные критерии надежности, напряженно-деформированное состояние труб, планирование ремонтных работ, расчет на прочность и долговечность.

.....

A.V. Salnikov¹, e-mail: ugtusovet@yandex.ru; **A.M. Sharygin¹**, e-mail: asharygin@ugtu.net;

A.A. Ignatik¹, e-mail: aignatik@ugtu.net

¹Ukhta State Technical University (Ukhta, Russia).

Strength and durability evaluation of pipes with defects for effective repair planning on the linear part of the main pipelines

Adequate assessment of a risk level of defected pipes of main pipelines is one of the actual problems in a process of a linear pipeline portion exploitation. Nowadays, there are a few approaches of solution of this problem and also a system of calculation methods which includes exploitation specificity of main gas and oil pipelines.

Unambiguous solution of the mentioned problem is complicated by the absence of uniformity in technological normative documents regulating the process of determining the remaining strength of defected pipes, in methods of durability and endurance assessment of defected pipes and also, by the complexity of used mathematical apparatus.

In the article, limiting state criterions of pipelines are determined, which help to make the process of durability and endurance assessment of defected pipes more rapid. It was done according to the world calculation methods and existing normative documents of Russian organisations responsible for pipeline transportation.

According to the analysis of existing methods of durability and endurance assessment of defected pipes, a mathematical model of assessment of a risk level of exploiting pipelines with corrosion defects and cracks, including their geometrics, is suggested.

A graphical interpretation of calculated correlation of this mathematical model are diagrams of maximum allowable pressure of a pipeline section and age limit of pipeline with defects of different depth.

Thereby, scientifically substantiated assessment and determining of remaining strength of defected pipes will enable to schedule repair works on a linear pipeline portion.

Keywords: pipe defects, quantitative reliability criteria, pipe stress-strain state, planning repairs, strength and durability calculation.

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов (МТ) с течением времени происходит снижение их эксплуатационной надежности, что связано с возникновением и развитием дефектов различных видов: дефектов стенки, сварных швов, геометрической формы трубы [1]. Для поддержания работоспособности МТ требуется адекватно оценивать опасность дефектов и определять сроки и способы их устранения. К факторам, благоприятствующим образованию и развитию дефектов в процессе эксплуатации МТ, относят: коррозионно-активные среды (окружающий трубопровод грунт и транспортируемый продукт), цикличность давления трубопровода, наличие блуждающих токов, тип и срок эксплуатации антикоррозионного покрытия, внешние нагрузки и воздействия.

Адекватная оценка степени опасности дефектов труб является ответственной задачей эксплуатации линейной части МТ. Однако ее решение осложнено отсутствием единообразия нормативно-технических документов (НТД), регламентирующих порядок оценки технического состояния труб с дефектами, методик оценки прочности и долговечности труб с дефектами и сложностью применяемого математического аппарата [1–13].

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ТРУБ С ДЕФЕКТАМИ

Для научного обоснования планирования ремонтных работ требуются

оценка и прогноз напряженно-деформированного состояния (НДС) труб, а также оценка их прочности и долговечности. На основании анализа НТД [1–7] базовой в данной работе принята методика из нормативного документа [1], поскольку в нем регламентируются расчеты труб со всеми распространенными видами дефектов. Целями оценки технического состояния (ОТС) линейной части МТ является определение допустимого рабочего давления и срока гарантируемой целостности и безопасной работы МТ [9].

В работе оценка технического состояния линейной части МТ сводится к оценке и прогнозу НДС труб с дефектами. Оценка и прогноз НДС труб с дефектами станут исходными данными для планирования сроков, вида и объема ремонтных работ на линейной части МТ. На основе анализа рассматриваемых методик определен перечень исходных данных, необходимых для оценки и прогноза НДС трубопроводов: марка стали и ее механические характеристики; геометрические параметры трубопровода (наружный диаметр, толщина стенки, радиус изгиба МТ); местоположение и геометрические параметры дефекта по результатам технической диагностики; величины внешних нагрузок и воздействий, в том числе проектное давление; категория участка трубопровода; тип внутритрубного инспекционного прибора (ВИП), необходимого для определения величин поправок на размеры дефекта; прогнозируемая годовая цикличность при эксплуатации МТ; тип

грунта и его удельное сопротивление; тип антикоррозионного покрытия и его удельное сопротивление; наличие блуждающих токов; собственные напряжения и деформации, возникающие при производстве труб, строительстве и эксплуатации трубопровода.

Оценку НДС труб с дефектами производят путем их расчетов на прочность. Результатом расчета является разрушающее или предельное давление в трубной секции. Прогноз НДС труб с дефектами осуществляют путем их расчетов на долговечность. Результатом расчета является предельный срок эксплуатации трубной секции.

В рассматриваемой методике расчета труб с дефектами [1] используются критерии предельной прочности и предельной пластичности для описания предельного состояния металла трубы, при котором дальнейшая эксплуатация МТ недопустима. Критерий предельной пластичности Θ_c соответствует разрушению при достижении предельной деформационной способности элемента трубы. Критерий предельной прочности Θ_u соответствует потере несущей способности элемента трубы, когда наблюдаются значительные формоизменения при упругопластическом деформировании.

Критерии предельной прочности Θ_u и предельной пластичности Θ_c рассчитываются следующим образом:

$$\Theta_u = \frac{\varepsilon_i \cdot \cos \varphi_r + \varepsilon_0}{\varepsilon_{iu} + \varepsilon_{0u}}, \quad (1)$$

$$\Theta_c = \frac{\varepsilon_i + \varepsilon_0}{\varepsilon_{ic} + \varepsilon_{0c}}, \quad (2)$$

Ссылка для цитирования (for citation):

Сальников А.В., Шарыгин А.М., Игнатик А.А. Оценка прочности и долговечности труб с дефектами для эффективного планирования ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 114–121.

Salnikov A.V., Sharygin A.M., Ignatik A.A. Strength and durability evaluation of pipes with defects for effective repair planning on the linear part of the main pipelines (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 9, P. 114–121.

Таблица 1. Коэффициент K_{11} учета влияния удельного сопротивления грунта

Table 1. Coefficient K_{11} to account for the effect of soil resistivity

K_{11}	Агрессивность грунта Soil aggressiveness		
	Низкая (>50 Ом·м) Low (>50 Ohm·m)	Средняя (20÷50 Ом·м) Mean (20÷50 Ohm·m)	Высокая (<20 Ом·м) High (<20 Ohm·m)
	0,00	0,028	0,133

Таблица 2. Коэффициент K_{12} учета влияния удельного сопротивления антикоррозионного покрытия (АКП)

Table 2. Coefficient K_{12} to account for the effect of corrosion coating resistivity

K_{12}	Тип АКП Corrosion coating type	Удельное сопротивление АКП, $\text{кОм}\cdot\text{м}^2$ Corrosion coating resistivity, $\text{kOhm}\cdot\text{m}^2$				
		100÷300	50÷100	10÷50	0,1÷0	<0,1
	Битумная Bitumen	0,00	0,003	0,011	0,077	0,198
	Пленочная Film	0,00	0,00	0,008	0,075	0,198
	Экструдированный полиэтилен Extruded polyethylene	0,00	0,00	0,003	0,036	0,198

Таблица 3. Коэффициент K_{13} учета влияния блуждающих токов

Table 3. Coefficient K_{13} to account for the influence of stray currents

K_{13}	Влияние блуждающих токов Influence of stray currents	
	Есть Yes	Нет No
	0,168	0,0

где ε_i – интенсивность деформаций;
 ε_0 – объемная деформация;
 φ_r – угол подобия девиатора деформаций, рад;
 ε_{iu} – предельная интенсивность деформаций;
 ε_{ou} – предельная объемная деформация;
 ε_{ic} – разрушающая интенсивность деформаций;
 ε_{oc} – разрушающая объемная деформация.

Предельная прочность достигается при выполнении условия $\Theta_u = 1$.

Предельная пластичность достигается при выполнении условия $\Theta_c = 1$.

Величины предельной интенсивности деформаций, предельной объемной деформации, разрушающей интенсивности деформаций и разрушающей объемной деформации являются

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \sqrt{(\varepsilon_0 - \varepsilon_z)^2 + (\varepsilon_z - \varepsilon_r)^2 + (\varepsilon_r - \varepsilon_0)^2 + 6 \cdot (\varepsilon_{0z}^2 + \varepsilon_{0r}^2 + \varepsilon_{zr}^2)}, \quad (3)$$

механическими характеристиками трубной стали.

Значения интенсивности деформаций ε_r , объемной деформации ε_0 и деформационного параметра φ_r , рад, рассчитываются по компонентам деформаций:

формула (3),

$$\varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_\theta + \varepsilon_z + \varepsilon_r}{3},$$

$$\varphi_r = \arccos\left(\frac{\varepsilon_z - \varepsilon_0}{\varepsilon_i}\right),$$

где ε – компоненты деформаций, обозначенные в цилиндрической системе координат, связанной с трубой; индекс Θ относится к кольцевым, z – к продольным и r – к радиальным компонентам;

ε_1 – наибольшая деформация удлинения,

$$\varepsilon_1 = \max(\varepsilon_\theta; \varepsilon_z; \varepsilon_r; \varepsilon_{0z}; \varepsilon_{0r}; \varepsilon_{zr}).$$

Для расчета деформаций используются правила схематизации дефектов и нагрузок (расчетные схемы), применяются общие правила упругопластических расчетов параметров НДС и коэффициентов концентрации напряжений и деформаций. Решается система нелинейных алгебраических уравнений, включающая уравнения расчетных схем и уравнения для упругопластического материала и связывающая компоненты напряжений и деформаций с внутренним давлением, размерами трубы и дефекта.

Результатами прочностных расчетов при выполнении равенства хотя бы в одном из выражений (1) или (2) являются:

- разрушающее давление трубы с данным дефектом p_r , МПа;
- глубина дефекта, приводящего к разрушению трубы H_r , мм.

Затем определяется предельное давление (максимальное внутреннее давление стационарного режима перекачки, которое может выдержать труба с дефектом без разрушений и отказов) $p_{пред}$, МПа:

$$p_{пред} = \frac{p_f}{k_{тр}} - \Delta_p$$

где $k_{тр}$ – коэффициент запаса по прочности трубы, зависящий от категории участка МТ;

Δ_p – поправка на возможное превышение рабочего давления при нестационарных режимах, МПа;

$$\Delta_p = 0,15p_{вых} \text{ но не менее } \Delta_p = 0,15p_{проект}$$

где $p_{вых}$ – давление на выходе станции в начальной точке трубопровода, МПа;

$p_{проект}$ – проектное давление, МПа.

Значение $p_{пред}$ сравнивают с давлением, действующим в данной дефектной трубной секции $p_{проект}$.

Если $p_{пред} < p_{проект}$, то следует снизить давление в трубопроводе и планировать ремонтные работы в ближайшее время по устранению дефектов, приводящих к низкому предельному давлению. Если $p_{пред} \leq 0$, то дальнейшая эксплуатация невозможна до устранения дефекта.

Если $p_{пред} > p_{проект}$, то ограничение давления в трубопроводе не требуется, но

Таблица 4. Методы ремонта дефектов потери металла линейной части магистральных трубопроводов (на примере магистральных нефтепроводов)
Table 4. Defects repair methods of metal loss of the linear part of main pipelines (at the example of main oil pipelines)

Вид дефекта Defect type	Параметры дефекта Defect parameters	Метод ремонта Repair method
Потеря металла Metal loss	Глубина 90 % и более толщины стенки трубы; глубина 70 % и более толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы, равной и более $\sqrt{D_n \delta}$ The depth of more than 90 % of the pipe wall thickness; depth of 70 % or more of the pipe wall thickness with a length of equal to or more along the pipe axis $\sqrt{D_n \delta}$	Вырезка Cut out
	Глубина от 70 до 90 % толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до $\sqrt{D_n \delta}$ The depth of 70 to 90 % of the pipe wall thickness with a length along the pipe axis up to $\sqrt{D_n \delta}$	Муфта П1 Coupling P1
	Глубина до 70 % толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до $(10,5 \text{ м} \div D_n)$ The depth of 70 % of the pipe wall thickness with a length along the pipe axis up to $(10.5 \text{ m} \div D_n)$	Муфта П1 Coupling P1
	Глубина до 70 % толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до D_n The depth of 70 % of the pipe wall thickness with a length along the pipe axis up to D_n	Муфта П2 Coupling P2
	Глубина до 70 % толщины стенки трубы при длине вдоль оси трубы до D_n , дефекты, примыкающие к поперечному сварному шву и расположенные в зоне шириной до $(0,75 D_n \div 100 \text{ мм})$ в каждую сторону от поперечного сварного шва The depth of up to 70 % of the pipe wall thickness with a length along the pipe axis up to D_n , the defects adjacent the transverse weld seam and located in the area with width up to $(0,75 D_n \div 100 \text{ mm})$ on each side of the transverse seam	Муфта П5У Coupling P5U
	Глубина до 70 % толщины стенки трубы в околосварной зоне поперечного сварного шва The depth of up to 70 % of the pipe wall thickness in the heat affected zone of the transverse seam	Муфта П4 Coupling P4
	Одиночные дефекты глубиной до 70 % толщины стенки с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм и максимальными линейными размерами до 3δ с расстоянием между соседними дефектами не менее 4δ Single defects with a depth of 70 % of the pipe wall thickness with the residual wall thickness of not less than 5 mm and maximum linear dimensions up to 3δ with the distance between adjacent defects of not less than 4δ	Заварка Filling in
	Глубина до 30 % толщины стенки с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм, площадь не более $2 \cdot \sqrt{D_n \delta}$ и длиной не более The depth of up to 30 % of the pipe wall thickness with the residual wall thickness of not less than 5 mm, and the area of not more than $2 \cdot \sqrt{D_n \delta}$ and no longer than	Заварка Filling in
Глубина до 20 % толщины стенки трубы The depth of up to 20 % of the pipe wall thickness	Шлифовка Dressing	

при необходимости следует рассчитать тот срок, после которого будет необходимо понизить давление в трубопроводе или заранее запланировать ремонт. Величина предельного давления является количественным показателем надежности МТ или количественным показателем оценки НДС труб, которая позволяет принимать на научной основе технологические решения при эксплуатации МТ. Величина H_1 используется при прогнозе НДС труб и расчетах на долговечность.

Главной задачей расчета на долговечность труб с дефектами является определение величины предельного срока эксплуатации трубопровода с данным дефектом $t_{пред}$. Величина $t_{пред}$ является количественным показателем надежности трубопровода, а также количественным показателем прогноза НДС труб. С ее помощью предлагается обосновать

планирование сроков ремонтных работ. Количественным показателем надежности МТ аналогично предельному сроку эксплуатации является предельное число циклов $N_{пред}$ давления МТ, что важно при расчете труб, например, с усталостными трещинами.

Для достоверного прогноза развития любого дефекта и точного определения сроков ремонта дефектных труб необходимо верно определить скорость развития дефекта в глубину или увеличения площади продольного сечения дефекта (для дефектов коррозионной потери металла). Следует учитывать, что скорость развития дефекта не всегда является постоянной величиной. Так, скорость роста усталостных трещин изменяется во времени с ростом числа циклов нагружения, так как с ростом числа циклов нагружения изменяются и компоненты НДС труб.

Скорость развития коррозионного дефекта потери металла на внешней поверхности трубы между двумя диагностическими обследованиями $V_{корр}$, мм/год, считается постоянной и рассчитывается следующим образом [1]:

$$V_{корр} = \frac{H_2 - H_1}{\Delta t} \cdot (1 + K_1),$$

где H_2 – измеренная глубина дефекта при последней инспекции ВИП, мм;
 H_1 – измеренная глубина дефекта при предыдущей инспекции ВИП (для вновь обнаруженного $H_1 = 0$), мм;
 Δt – период времени между инспекциями, год;
 K_1 – коэффициент запаса по скорости коррозии, учитывающий эффективность работы средств электрохимической защиты,

$$K_1 = K_{11} + K_{12} + K_{13}$$

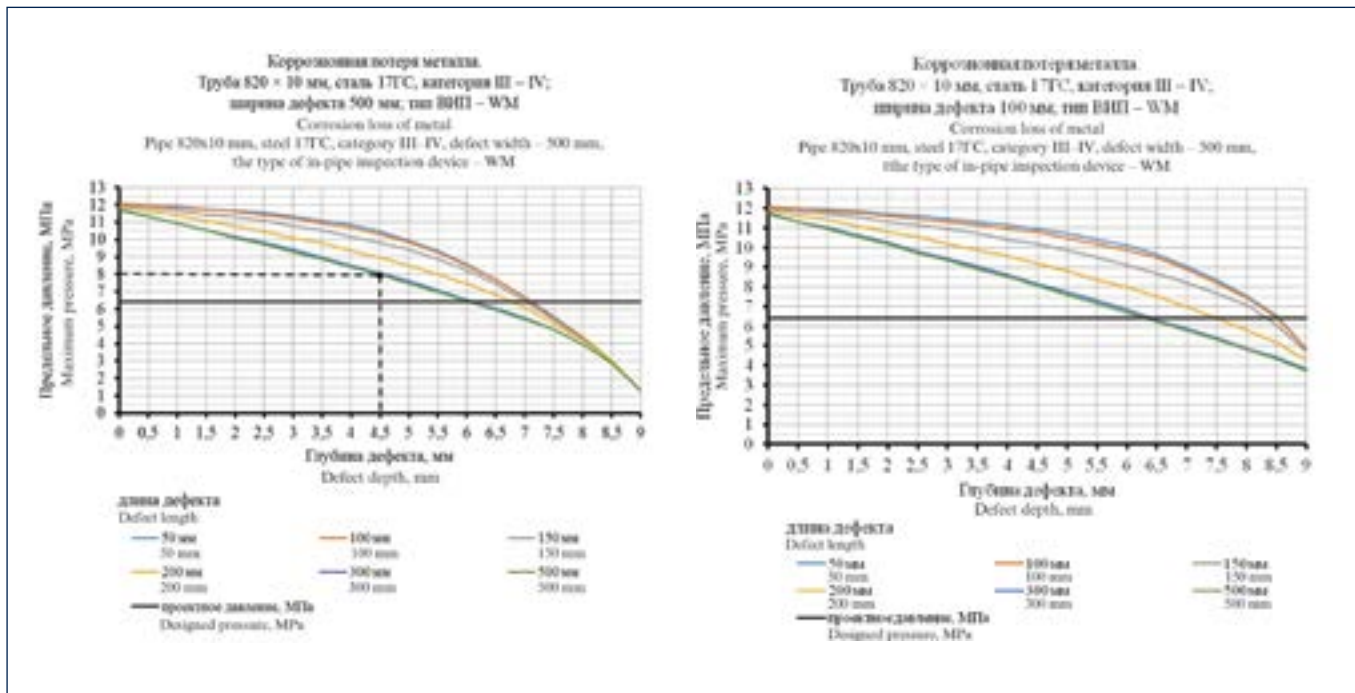


Рис. 1. Диаграммы по оценке прочности труб с дефектом коррозионной потери металла: а) ширина дефекта 500 мм; б) ширина дефекта 100 мм
Fig. 1. Diagrams for strength assessment of pipes with corrosion metal loss defect: a) defect width is 500 mm; b) defect width is 100 mm

где K_{11} – коэффициент учета влияния удельного сопротивления грунта;
 K_{12} – коэффициент учета влияния удельного сопротивления антикоррозионного покрытия (АКП);
 K_{13} – коэффициент учета влияния блуждающих токов.

Значения коэффициентов K_{11} , K_{12} и K_{13} назначаются по таблицам 1–3 [1].

Скорость развития коррозионного дефекта потери металла во многом зависит от типа грунта, типа антикоррозионного покрытия, его состояния и наличия блуждающих токов (для наружной коррозии).

Так, например, если коррозионная агрессивность грунта низкая, АКП трубы является экструдированный полиэтилен и на первом участке трубопровода присутствует влияние блуждающих токов, а на втором – нет, то скорость роста в глубину дефекта на первом участке трубопровода больше в 1,168 раза, чем на втором участке (в данном примере отличаются коэффициенты K_{13} , коэффициенты K_{11} и K_{12} равны на первом и втором участках трубопровода, а глубины дефектов одинаковы). Как уже было сказано, планирование сроков ремонтных работ напрямую

зависит от величины $t_{пред}$, в то время как вид и способ ремонта зависят от геометрических параметров дефекта и от его расположения на теле трубы, сварном шве или в околошовной зоне (табл. 4) [8].

Так, при глубине коррозионного дефекта потери металла до 20 % от толщины стенки трубы методом ремонта назначается шлифовка; если глубина дефекта составляет до 70 % от толщины стенки трубы при длине дефекта вдоль оси трубы до D_n , то назначается ремонт с использованием муфты П2 (обжимная приварная муфта с технологическими кольцами); если глубина дефекта – до 70 % от толщины стенки трубы при длине дефекта вдоль оси трубы от 10,5 м до D_n , то назначается ремонт с использованием муфты П1 (композитная муфта); при глубине дефекта до 70 % от толщины стенки трубы и расположении дефекта в околошовной зоне поперечного сварного шва назначается ремонт с использованием муфты П4 (галтельная муфта с полостью).

Следует отметить, что для потери металла на внешней поверхности трубы, расположенной на сварном шве или

примыкающей к сварному шву, заварка как метод ремонта нормативным документом [8] не предусматривается.

РЕАЛИЗАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Представленная в работе математическая модель реализована в виде вычислительных компьютерных программ по расчету на прочность и долговечность труб и сварных соединений с дефектами, что позволяет оценивать и прогнозировать техническое состояние труб с дефектами для эффективного с технической точки зрения планирования ремонтных работ на линейной части МТ. Математическая модель численно реализована в табличном процессоре MS Excel. С помощью вычислительных программ предлагается определять значения величин предельного давления $p_{пред}$ и предельного срока эксплуатации $t_{пред}$. Для каждого типа дефекта создается отдельный вычислительный блок.

При расчете $p_{пред}$ решается система уравнений относительно внутреннего давления p . Для решения данной гро-

моздкой системы уравнений в табличном процессоре MS Excel применяется следующий метод. Считаем, что значения p равны величинам из назначенного диапазона, например от 0 до 15 МПа. Выбирается шаг давления, зависящий от необходимой точности расчетов, например 0,1 МПа. Далее определяется значение давления, при котором выполняется уравнение (1) или уравнение (2); это значение и будет искомым величиной разрушающего давления p_r . Аналогичный метод применяется при определении $t_{пред}$.

Предлагаемые программы позволяют строить диаграммы для оценки прочности и долговечности труб с дефектами, планирования ремонтных работ на линейной части МТ, а также принятия решения об ограничении давления в трубопроводе.

Для оценки прочности строится диаграмма зависимости предельного давления в трубной секции ($p_{пред}$, МПа) от глубины дефекта (H , мм) (рис. 1) [14, 15]. Для оценки долговечности строится

диаграмма зависимости предельного срока эксплуатации трубной секции ($t_{пред}$, год) от глубины дефекта (H , мм) (рис. 2 и 3).

Диаграммы на рисунках 1 и 2 построены при помощи представленной в работе математической модели для следующих исходных данных:

- марка стали 17ГС;
- наружный диаметр $D_n = 820$ мм, толщина стенки $\delta = 10$ мм, радиус изгиба трубопровода $R_{изг} = 0$;
- дефекты коррозионной потери металла на внешней поверхности труб;
- проектное давление $p_{проект} = 6,4$ МПа;
- категория участка трубопровода III–IV, коэффициент запаса по прочности трубы $k_{тр} = 1,32$;
- тип внутритрубного инспекционного прибора – ультразвуковой WM;
- тип грунта – грунт с удельным сопротивлением $20 \div 50$ Ом·м, $K_{11} = 0,028$;
- тип антикоррозионного покрытия – пленочная изоляция с удельным сопротивлением $0,1 \div 10$ кОм·м², $K_{12} = 0,075$;
- блуждающих токов нет, $K_{13} = 0$.

Диаграмма на рисунке 3 построена для следующих исходных данных:

- марка стали 17ГС;
- наружный диаметр $D_n = 820$ мм, толщина стенки $\delta = 9$ мм, радиус изгиба трубопровода $R_{изг} = 0$;
- трещиноподобные коррозионно-механические дефекты;
- проектное давление $p_{проект} = 6,0$ МПа;
- категория участка трубопровода III–IV, коэффициент запаса по прочности трубы $k_{тр} = 1,32$;
- дополнительный дефектоскопический контроль;
- скорость развития дефекта принимается $V_{корр} = 0,8$ мм/год.

Так, если геометрические параметры дефекта коррозионной потери металла следующие: длина 500 мм, ширина 500 мм, глубина 4,5 мм, то по диаграмме рисунка 1а определяется, что величина предельного давления равна $p_{пред} = 8$ МПа при проектном давлении $p_{проект} = 6,4$ МПа.

Следовательно, снижать давление в трубопроводе в момент проведения ди-



РЕШЕНИЯ ДЛЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ



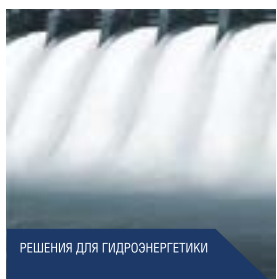
РЕШЕНИЯ ДЛЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ



СЕРВИСНЫЕ РЕШЕНИЯ



РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТРАНСПОРТА



РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ



РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА



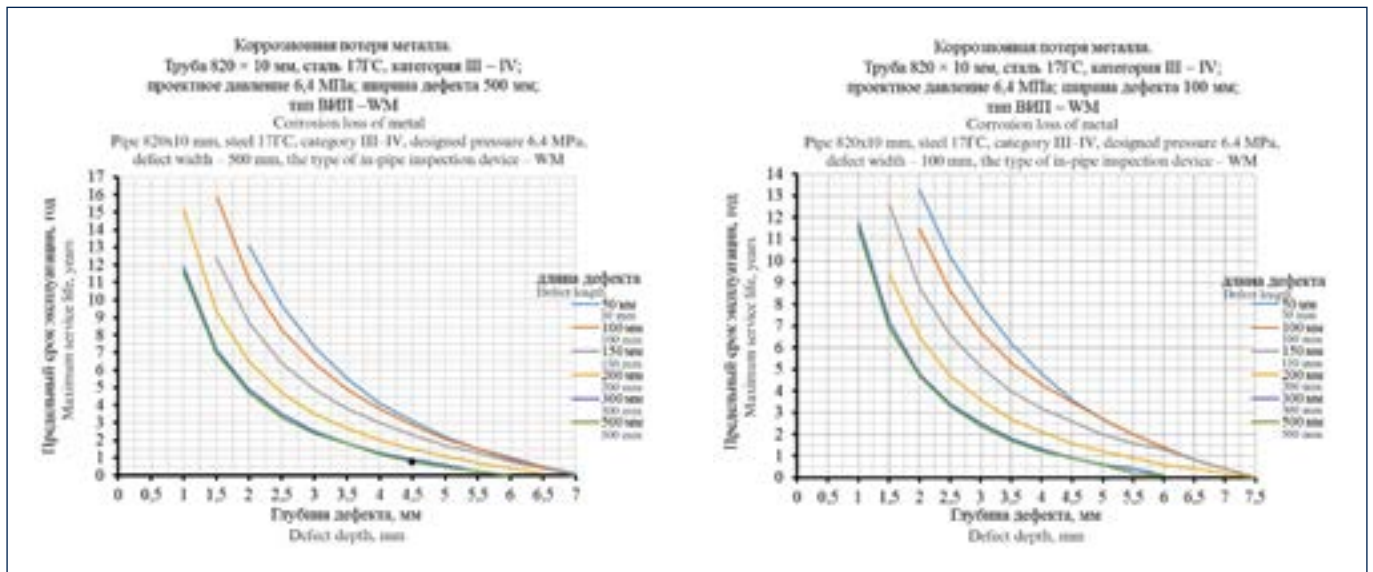
ЭНЕРГИЯ НА РЕЗУЛЬТАТ

ТАМ, ГДЕ ДРУГИЕ ВИДЯТ СЛОЖНОСТИ, МЫ ВИДИМ РЕШЕНИЯ

Мы создаем эффективные комплексные проекты для электростанций всех типов и размеров, опираясь на полуторавековой опыт и применяя новейшие достижения. Мы понимаем, что нужно нашим клиентам, но предлагаем большее – возможность внедрять лучшие решения в энергетике.

- / более 300 000 МВт установленной мощности в 57 странах;
- / 4 место в мире по объему установленного оборудования;
- / крупнейший в России инженерно-конструкторский центр в области машиностроения;
- / полный спектр основного энергетического оборудования, соответствующего мировым стандартам;
- / система постоянного совершенствования всех бизнес-процессов компании;
- / свыше 16 000 работников.

www.power-m.ru



а) а)

б) б)

Рис. 2. Диаграммы по оценке долговечности труб с дефектом коррозионной потери металла: а) ширина дефекта 500 мм; б) ширина дефекта 100 мм
Fig. 2. Diagrams for durability assessment of pipes with corrosion metal loss defect: a) defect width is 500 mm; b) defect width is 100 mm

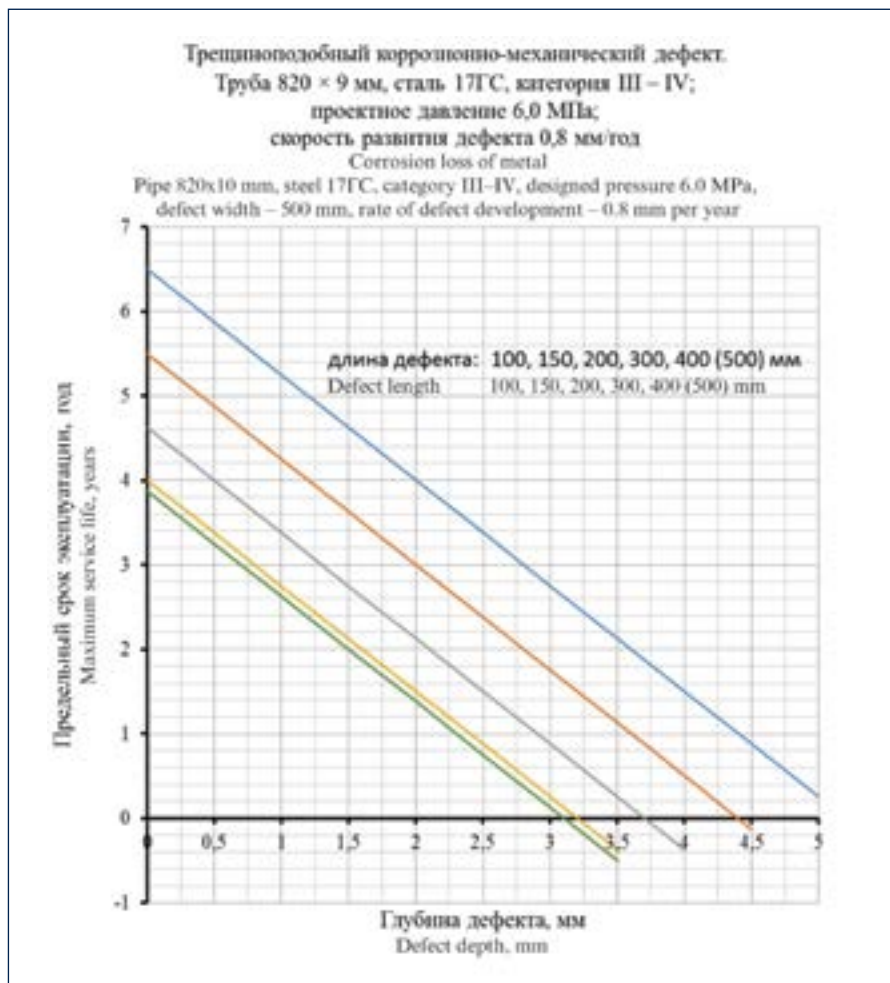


Рис. 3. Диаграмма по оценке долговечности труб с трещиноподобным коррозионно-механическим дефектом

Fig. 3. Diagrams for durability assessment of pipes with crack corrosion-mechanical defect

агностических работ не требуется. Однако, исходя из диаграммы рисунка 2а, имеем, что предельный срок эксплуатации трубопровода с данным дефектом равен $t_{пред} = 0,8$ лет. Отсюда делается заключение о необходимости проведения ремонта трубы с данным дефектом в срок 0,8 лет (9,6 месяцев) от даты проведения диагностики.

ВЫВОДЫ

Представленная математическая модель может быть реализована для находящихся в эксплуатации магистральных трубопроводов с коррозионной потерей металла и трещиноподобными коррозионно-механическими дефектами.

Диаграммы зависимости предельного давления в трубной секции ($p_{пред}$, МПа) и предельного срока эксплуатации трубной секции ($t_{пред}$, год) от глубины дефекта (H , мм) позволят осуществить оценку долговечности труб с различными видами дефектов для обоснованного планирования ремонтных работ на линейной части МТ без выполнения детализированных расчетов.

На диаграммы зависимости предельного давления ($p_{пред}$, МПа) от глубины дефекта (H , мм) наносится горизонтальная прямая проектного давления, которая делит диаграмму на две зоны: нижняя (ниже прямой) – зона необходимого ограничения давления в тру-

бопроводе, верхняя (выше прямой) – зона, которая определяет дефекты, не требующие снижения давления на момент проведения диагностики, но в которой могут находиться потенци-

ально опасные дефекты, сокращающие предельный срок эксплуатации трубопровода (рис. 1).

С помощью предлагаемых диаграмм зависимости предельного срока эксплу-

атации ($t_{пред}$, год) от глубины дефекта (H , мм) непосредственно определяется величина $t_{пред}$, при помощи которой планируется срок проведения ремонтных работ на линейной части МТ (рис. 2 и 3).

Литература:

1. РД-23.040.00-КТН-115-11. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами / ОАО ЦТД «Диаскан», ООО «НИИ ТНН». М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. 142 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-292-2009. Правила определения технического состояния магистральных трубопроводов по результатам внутритрубной инспекции. М.: ООО «Газпром экспо», 2009. 30 с.
3. СТО Газпром 2-2.3-361-2009. Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов. М.: ООО «Газпром экспо», 2010. 40 с.
4. СТО Газпром 2-2.3-750-2013. Критерии вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт. М.: ООО «Газпром экспо», 2015. 54 с.
5. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. М.: ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2007. 68 с.
6. Р Газпром 2-2.3-595-2011. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром». М.: ООО «Газпром экспо», 2012. 52 с.
7. ASME B31G-2009 (Revision of ASME B31G-1991). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. New York, The American Society of Mechanical Engineers, 2009, 56 pp.
8. РД-23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. М.: ОАО «АК «Транснефть», 2007. 69 с.
9. Вайншток С.М. и др. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов в 2 т. Т. 2 / Под ред. С.М. Вайнштока. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 621 с.
10. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. М.: ООО «Издательский дом «Недра», 2013. 421 с.
11. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. 1104 с.: ил.
12. Ващев Ю.В., Вышиваный И.Г., Киселев В.К. и др. Диагностика и мониторинг технического состояния газопроводов при обеспечении надежности, экологической безопасности и управляемости транспорта газа: монография. Н. Новгород: Изд-во Нижегородского гос. ун-та, 2007. 204 с.
13. Курочкин В.В. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 231 с.
14. Гаспарянц Р.С. Методология расчета на прочность и долговечность труб и сварных соединений с дефектами // Нефтепромысловое дело. 2008. № 2. С. 35–41.
15. Гаспарянц Р.С. Расчет на прочность и долговечность трубопроводов с коррозионными дефектами потери металла // Нефтепромысловое дело. 2008. № 1. С. 34–39.

References:

1. RD-23.040.00-КТН-115-11. Main oil pipelines and oil-products pipelines. Determination of strength and durability of defective pipes and welded joints. Flaw Detection Center Diascan OJSC, NII TNN LLC, Moscow, Transneft OJSC, 2013, 142 p. (In Russian)
2. STO Gazprom 2-2.3-292-2009. The rules for determining the technical condition of the main pipelines based on the results of in-line inspection. Moscow, Gazprom Expo LLC, 2009, 30 p. (In Russian)
3. STO Gazprom 2-2.3-361-2009. Guideline for assessment and forecast of the corrosion state of the main gas pipeline linear part. Moscow, Gazprom Expo LLC, 2010, 40 p. (In Russian)
4. STO Gazprom 2-2.3-750-2013. The criteria for shutdown of main gas pipeline linear part sections for overhaul. Moscow, Gazprom Expo LLC, 2015, 54 p. (In Russian)
5. STO Gazprom 2-2.3-112-2007. Procedural guidelines for assessment of the operation capability of main gas pipeline sections with corrosion defects. Moscow, Information and Advertising Center of the Gas Industry LLC, 2007, 68 p. (In Russian)
6. R Gazprom 2-2.3-595-2011. Rules of appointment of the repair methods for Gazprom OJSC unified gas supply system main gas pipeline linear part defective sections. Moscow, Gazprom Expo LLC, 2012, 52 p. (In Russian)
7. ASME B31G-2009 (Revision of ASME B31G-1991). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. New York, The American Society of Mechanical Engineers, 2009, 56 pp.
8. RD-23.040.00-КТН-090-07. Classification of defects and repair methods for defects and defective sections of the existing main oil pipelines. Moscow, Transneft OJSC, 2007, 69 p. (In Russian)
9. Vaynshtok S.M., et al. Midstream operations. College textbook in 2 vol., Vol. 2. Edited by S.M. Vaynshtok. Moscow, Nedra-Business Centre LLC, 2004, 621 p. (In Russian)
10. Lisin Yu. V., Soshchenko A.Ye. Technologies of the main oil pipeline transportation of Russia. Moscow, Publishing House Nedra LLC, 2013, 421 p. (In Russian)
11. Mazur I.I., Ivantsov O.M. Pipeline systems safety. Moscow, Publishing Center ELIMA, 2004, 1,104 p. with ill. (In Russian)
12. Vashchev Yu.V., Vyshivany I.G., Kisilev V.K., et al. Diagnostics and monitoring of the technical state of gas pipelines, providing reliability, environmental safety and control of gas transport, monography. Nizhniy Novgorod, Publishing house of Nizhegorodsky State University, 2007, 204 p. (In Russian)
13. Kurochkin V.V. Pipeline operational durability. Moscow, Nedra-Business Centre LLC, 2001, 231 p. (In Russian)
14. Gasparyants R.S. The methodology of calculation for strength and durability of pipes and welded joints with defects. Neftpromyslovoe delo = Oilfield engineering, 2008, No. 2, pp. 35–41. (In Russian)
15. Gasparyants R.S. Calculation of strength and durability of pipelines with corrosive metal loss defects. Neftpromyslovoe delo = Oilfield engineering, 2008, No. 1, pp. 34–39. (In Russian)