

Прочность трубопроводов с коррозионными повреждениями

**В. В. Астанин, Н. М. Бородачев, С. Ю. Богдан, В. А. Кольцов,
Н. И. Савченко, П. М. Виноградский**

Национальный авиационный университет, Киев, Украина

Рассмотрен метод определения предельного давления для газонефтепроводов, подверженных локальной коррозии. Предлагаемый метод основан на совместном использовании критериев прочности механики сплошной среды и механики разрушения. Его использование подтверждается результатами численных исследований и лабораторными модельными испытаниями.

Ключевые слова: предельное состояние, разрушающее давление, коррозионные повреждения, механика разрушения, модельные испытания.

Введение. Магистральные трубопроводы большого диаметра, проложенные по территории Украины, запроектированы в соответствии со СНиП 2.05.06-85 [1]. Согласно последним, расчетный коэффициент запаса прочности принят равным примерно двум. Известно, что в процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются коррозии, в результате чего образуются различные выемки, каверны в стенке трубы, уменьшается ее толщина. При коррозионном повреждении трубы изменяется фактический коэффициент запаса, т.е. уменьшается предельное давление, которое может выдержать данный участок трубопровода, в частности газопровода.

Поскольку газопроводы в Украине эксплуатируются, как правило, более 20 лет, в них с большой степенью вероятности уже имеются различные коррозионные повреждения. Для их безопасной работы необходимо знать, какие коррозионные повреждения можно допустить и при каких поврежденный участок следует заменить.

Существующие методы расчета степени опасности коррозионных повреждений труб магистральных газопроводов [2, 3] достаточно сложны, в них используются специализированные пакеты программ расчета и базы данных или эмпирические выражения [4]. Кроме того, разрабатываемые аналитические методы [5–7] и базирующиеся на них численные методики определения прочности трубопроводов с дефектами предполагают достаточно сложные процедуры оценивания рисков возникающих повреждений.

Целью настоящей работы является разработка относительно простого метода, который позволит определить предельное давление для участка газопровода, получившего неравномерное или местное повреждение. Зная предельное и рабочее давление, можно определить фактические коэффициенты запаса прочности для трубы с заданной коррозией.

Новый метод определения предельного состояния магистральных трубопроводов с эксплуатационными повреждениями. Конструкционные материалы, находясь в различных условиях эксплуатации, подвергаются коррозионным повреждениям, в результате чего снижается их прочность и

сокращаются сроки службы. Дефекты коррозионного происхождения магистральных газопроводов подразделяются на несколько видов [2, 3]. Далее будем рассматривать эксплуатационные коррозионные повреждения локального (язвенного) типа (рис. 1,а).

На рис. 1,б показана расчетная схема стенки трубы с местным коррозионным повреждением. Задача ставится так: требуется определить несущую способность поврежденной конструкции. В данном случае – это определение предельного напряжения $\sigma_0^{пр}$, по достижении которого участок трубы полностью разрушится.

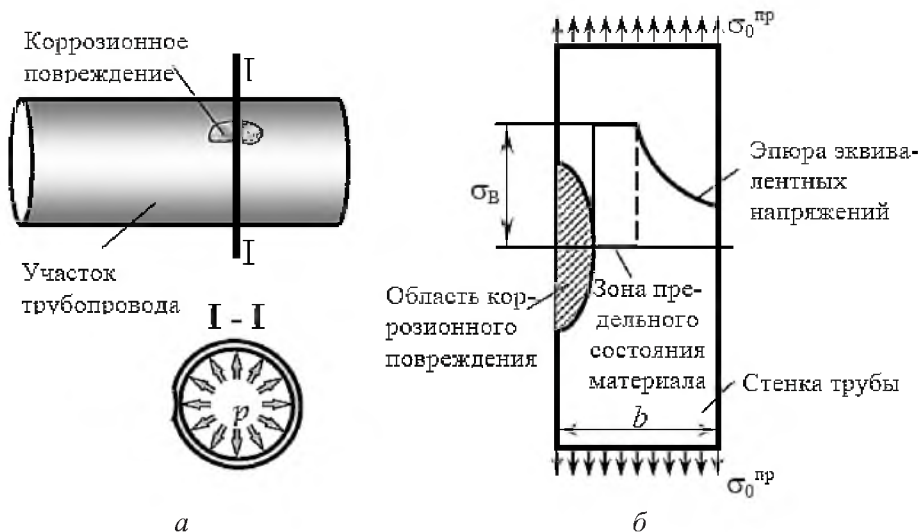


Рис. 1. Модельная (а) и расчетная (б) схемы стенки трубы.

В настоящее время существуют два способа расчета на прочность: по допускаемым напряжениям и по разрушающим нагрузкам. При расчете по допускаемым напряжениям за опасное (предельное) состояние элемента конструкции принимают такое состояние, когда в наиболее напряженной точке будет достигнуто напряжение, равное пределу текучести σ_T или пределу прочности σ_B . При расчете по разрушающим нагрузкам полагают, что исчерпание несущей способности наступает по достижении напряжениями пределов текучести σ_T или прочности σ_B по всему опасному сечению (в случае неравномерного распределения напряжений по сечению).

Однако из экспериментальных данных известно, что в момент разрушения элемента конструкции с концентратором или повреждением предельное напряженное состояние не достигается по всему ослабленному сечению. При некоторой нагрузке возле концентратора (повреждения) в опасном сечении возникает зона предельного состояния материала, в которой будет наблюдаться нарушение сплошности материала, что эквивалентно образованию трещины. С дальнейшим ростом нагрузки зона будет увеличиваться до тех пор, пока трещина не достигнет критической длины. Затем произойдет практически мгновенное разрушение элемента конструкции.

Опишем предлагаемый метод более подробно. На рис. 2,а показано предельное состояние стенки трубы, определенное по методу допускаемых напряжений. Согласно последнему, исчерпание несущей способности происходит по достижении в наиболее опасной точке (на рис. 2,а точка *A*) предельного напряжения σ_B . Рис. 2,б иллюстрирует предельное состояние, определенное по методу разрушающих нагрузок. Здесь во всех точках опасного сечения достигнуто предельное напряжение σ_B . На рис. 2,в приведено предельное состояние, рассчитанное по предлагаемому методу. В данном случае, в отличие от предыдущих способов, предельное напряжение достигается на части опасного сечения стенки трубы.

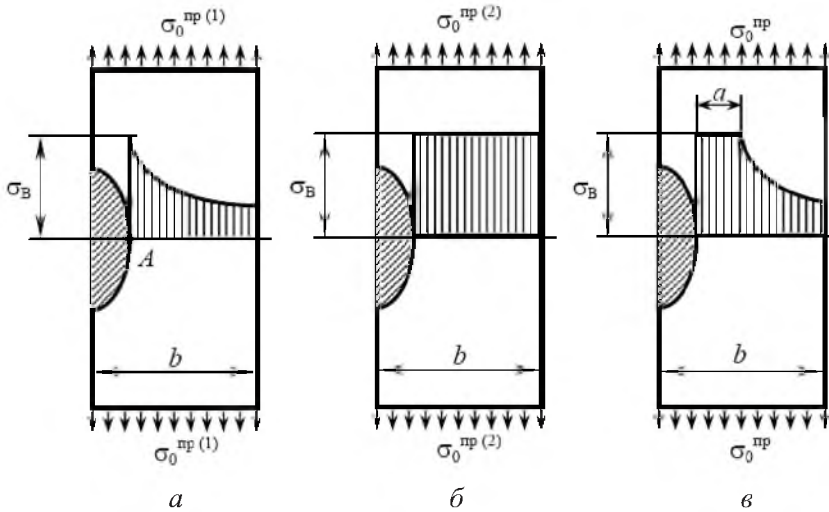


Рис. 2. Предельное состояние стенки трубы: а – по методу допускаемых напряжений; б – по методу разрушающих нагрузок; в – по предлагаемому методу, $\sigma_0^{np(1)} < \sigma_0^{np} < \sigma_0^{np(2)}$.

Предлагаемый метод учитывает описанный выше механизм разрушения и основан на совместном использовании критериев прочности материала механики сплошной среды и механики разрушения.

Основные этапы метода.

1. Определяется напряженное состояние стенки трубы и выбираются одно или несколько опасных сечений. Напряженное состояние находится при некотором заданном значении внешних силовых, температурных и других воздействий.

2. Затем эти воздействия увеличиваются пропорционально в одном отношении. При некотором их значении в опасном сечении появляется зона предельного состояния материала.

3. Формируется функция $g(t)$, с помощью которой можно установить зависимость протяженности зоны предельного состояния материала от величины внешних воздействий. Здесь $t = x/b$, где x – текущая координата зоны предельного состояния.

4. Строится функция $f(t)$, которая определяет зависимость критической длины зоны предельного состояния материала от величины внешних воздействий.

5. Совместно решается численно или графически уравнение

$$f(t) - g(t) = 0 \quad (1)$$

и находится критическое значение внешних воздействий, при котором произойдет полное разрушение участка трубы.

Рассмотрим ход вычислений по предлагаемому методу.

1. Определим напряженное состояние стенки трубы на ЭВМ методом конечных элементов (МКЭ) при отсутствии трещины. Выберем опасное сечение (срединное сечение модельного повреждения).

Напряжение в этом сечении представим в виде полинома:

$$\sigma(x) = \sigma_0 \sum_{n=0}^N \beta_n x^n. \quad (2)$$

Если напряжения $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ по величине одного порядка, в формуле (1) вместо $\sigma(x)$ следует подставлять эквивалентное напряжение по четвертой теории прочности. Если напряжение σ_y значительно больше σ_x и σ_z , можно использовать первую теорию прочности. В результате получим

$$\sigma_0^{\text{пр}} \sum_{n=0}^N \alpha_n t^n = \sigma_B, \quad (3)$$

где $\alpha_n = \beta_n b^n$.

Из формулы (2) следует

$$g(t) = \sigma_0^{\text{пр}} = \frac{\sigma_B}{\sum_{n=0}^N \alpha_n t^n}. \quad (4)$$

2. Теперь рассмотрим образец с трещиной. В этом случае имеем такое выражение для коэффициента интенсивности напряжений [8]:

$$K_I = \sigma_0 \sqrt{\pi a} F(t), \quad a = bt, \quad (5)$$

где a – длина трещины; $F(t)$ – поправочная функция, учитывающая геометрию конструктивного элемента.

С помощью условия разрушения Ирвина запишем

$$f(t) = \sigma_0^{\text{пр}} = \frac{K_{Ic}}{F(t)\sqrt{\pi bt}}, \quad (6)$$

где K_{Ic} – критическое значение коэффициента интенсивности напряжений.

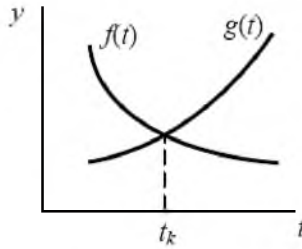


Рис. 3. Графическое решение уравнения (1).

3. Решение уравнения (1) можно получить графически (рис. 3) или численно на ЭВМ.

Критическая длина трещины будет

$$a_k = bt_k,$$

а предельное напряжение –

$$\sigma_0^{mp} = f(t_k) = g(t_k).$$

Результаты численных исследований. В качестве иллюстрации метода рассмотрим пример расчета стенки трубы из стали 17Г1С ($\nu = 0,28$, $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа, $G = 7,9 \cdot 10^4$ МПа, $\sigma_b = 520$ МПа, $\sigma_T = 360$ МПа, $K_{Ic} = 50$ МПа \cdot м^{1/2}, $\gamma = 77$ кН/м³) при различной глубине ее коррозионного повреждения. Проанализировано определение предельного давления с применением МКЭ. Рабочее давление газа принималось $p = 55$ атм.

Расчетная схема конструктивного элемента трубы с наружным диаметром $D = 1020$ мм и толщиной стенки $b = 10$ мм приведена на рис. 4.

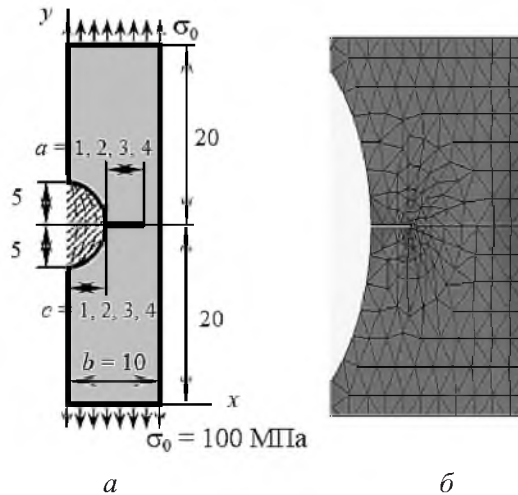


Рис. 4. Конструктивный элемент трубы: а – расчетная схема; б – конечноэлементная сетка сгущения вокруг возможной трещины при глубине коррозии $c = 2$ мм и длине трещины $a = 2$ мм.

Исследовали четыре этапа постепенного изменения во времени глубины коррозионного повреждения ($c = 1, 2, 3, 4$ мм) и четыре длины возможных трещин ($a = 1, 2, 3, 4$ мм).

Предлагаемый метод рассмотрим подробнее для образца при степени повреждения стенки трубы 10% ($c = 1$ мм). Исследуем напряженно-деформированное состояние конструктивного элемента и построим эпюру напряжений σ_y в опасном сечении при напряжении $\sigma_0 = 100$ МПа (рис. 5,а).

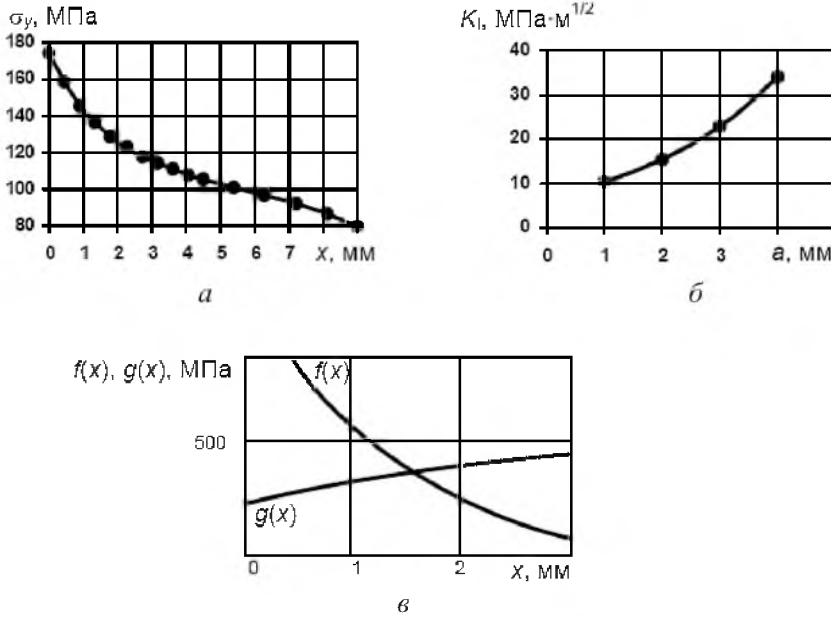


Рис. 5. Исследование стенки трубы при глубине коррозии $c = 1$ мм: а – эпюра σ_y в опасном сечении; б – зависимость коэффициента интенсивности напряжений K_I от длины трещины a ; в – предельное состояние конструктивного элемента.

По полученным данным формируем интерполяционный полином (1) в виде

$$\sigma_y(x) = 174,3 - 31,88x - 13,27x^2 + 22,79x^3 - 11,10x^4 + 2,384x^5 - 0,1909x^6$$

или в универсальной форме при любой амплитуде нагружения σ_0 :

$$\sigma_y(x) = \frac{\sigma_0}{100} (174,3 - 31,88x - 13,27x^2 + 22,79x^3 - 11,10x^4 + 2,384x^5 - 0,1909x^6).$$

При некотором значении внешних воздействий $\sigma_0^{пр}$ в опасном сечении появляется зона предельного состояния материала, когда $\sigma_y(x) = \sigma_v$. Тогда выражение (2) запишем в виде

$$\sigma_{\text{в}} = \frac{\sigma_0^{\text{пр}}}{100} (174,3 - 31,88x - 13,27x^2 + 22,79x^3 - 11,10x^4 + 2,384x^5 - 0,1909x^6).$$

В результате получим функцию $g(x) = \sigma_0^{\text{пр}}$, которая устанавливает зависимость протяженности зоны предельного состояния материала от внешних воздействий (рис. 5,в). Функция (3) для данного случая имеет вид

$$g(x) = \frac{100\sigma_{\text{в}}}{174,3 - 31,88x - 13,27x^2 + 22,79x^3 - 11,10x^4 + 2,384x^5 - 0,1909x^6}.$$

Рассмотрим образец с трещиной длиной $a = 1, 2, 3, 4$ мм от края коррозии и исследуем поле перемещений у ее вершины. Выражение для коэффициента интенсивности напряжений имеет вид

$$K_I = \sqrt{2\pi} \frac{G(1+\nu)}{4} \lim_{x \rightarrow a-0} \left[\frac{u(x, +0) - u(x, -0)}{(a-x)^{1/2}} \right], \quad (7)$$

где u – перемещения вдоль оси y в вершине трещины (табл. 1).

Т а б л и ц а 1

Перемещения в вершине трещины ($c = 1$ мм)

Перемещения u , мм	a , мм			
	1	2	3	4
$u(x, +0)$	0,011645	0,013373	0,015933	0,019729
$u(x, -0)$	0,010074	0,010952	0,012393	0,014415

Т а б л и ц а 2

Величины коэффициента интенсивности напряжений ($c = 1$ мм)

a , мм	K_I , МПа · м ^{1/2}
1	10,081
2	15,535
3	22,716
4	34,100

С помощью выражения (7) определим значения коэффициента интенсивности напряжений (табл. 2) и построим график его зависимости от длины трещины a (рис. 5,б).

По полученным данным формируем интерполяционный полином в виде

$$K_I(x) = 3,878 + 7,403x - 1,6125x^2 + 0,4127x^3.$$

Зависимость (6) принимает вид

$$f(x) = \frac{100K_{Ic}}{3,878 + 7,403x - 1,6125x^2 + 0,4127x^3}$$

Строится функция $f(x)$, которая определяет зависимость критической длины зоны предельного состояния материала от величины внешних воздействий (рис. 5, в).

При совместном решении численно или графически уравнения (1) получим критическое значение внешних воздействий, при котором будет иметь место полное разрушение участка трубы:

$$f(1,51) = g(1,51) = 390,6 \text{ МПа.}$$

Таким образом, при глубине коррозионного повреждения 10% критическая длина зоны предельного разрушения $a_{cr} = 1,51$ мм, критическое значение напряжения $\sigma_y^{cr} = 390,6$ МПа, критическое (предельное) давление $p_0^{cr} = 7,74$ МПа = 78,87 атм. Аналогично для каждого случая коррозионного повреждения получены соответствующие значения критических напряжения и давления газа в трубе (рис. 6).

Зная предельное и рабочее давление, были определены фактические коэффициенты запаса прочности для трубы с заданной коррозией (рис. 7).

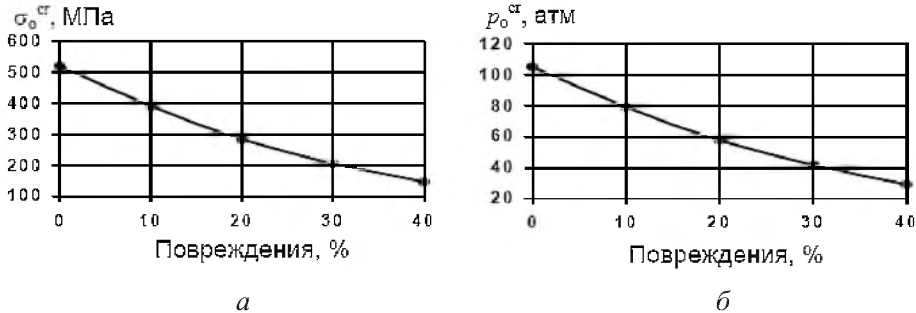


Рис. 6. Зависимость критических напряжений σ_0^{cr} (а) и давлений газа p_0^{cr} (б) в опасном сечении стенки трубы от степени ее коррозии.

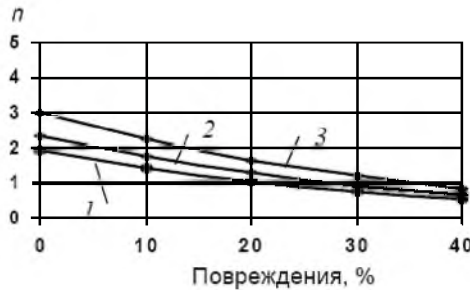


Рис. 7. Зависимость коэффициента запаса прочности n от степени коррозии стенки трубы при рабочем давлении газа: 1 – $p_1 = 55$ атм; 2 – $p_2 = 45$ атм; 3 – $p_3 = 35$ атм.

Предлагаемый метод позволяет определить предельное состояние стенки трубопровода не только при наличии одного повреждения, но и группы произвольно расположенных повреждений как с внутренней, так и с внешней стороны трубы. Полученные значения величин критического (предельного) давления для одного и нескольких близкорасположенных повреждений приведены на рис. 8. Исследовалось влияние нескольких близкорасположенных повреждений на предельное состояние стенки трубы. Схемы конструктивных элементов, которые анализировались в процессе расчета, приведены на рис. 9.

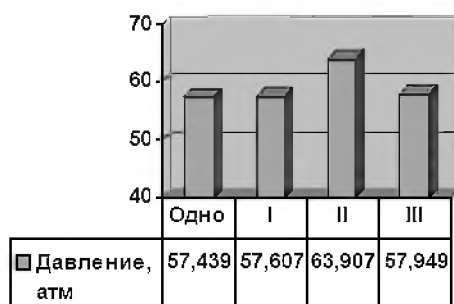


Рис. 8. Влияние одного и нескольких близкорасположенных повреждений в стенке трубы на критическое давление: I, II, III – схемы повреждений, показанные соответственно на рис. 9, а, б и в.

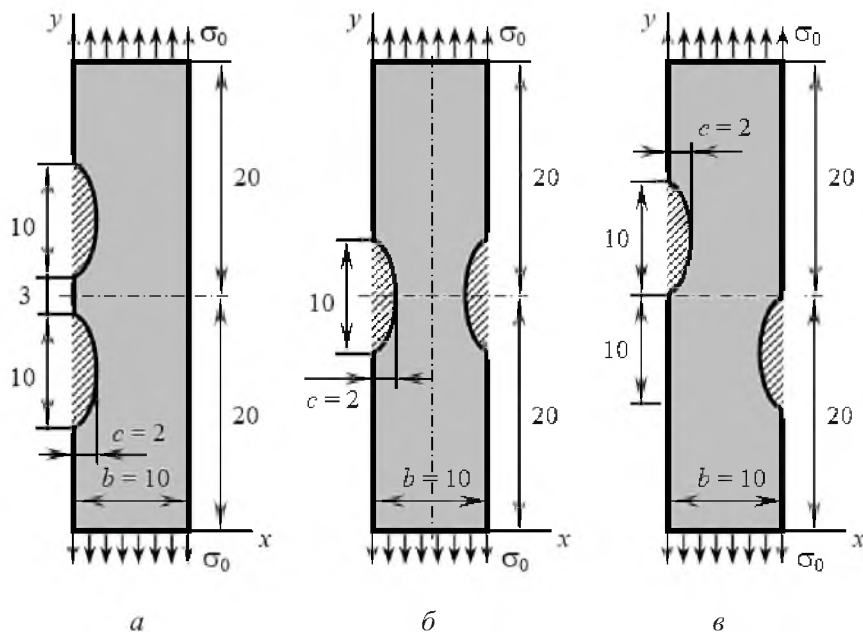


Рис. 9. Конструктивные схемы элемента с близкорасположенными коррозионными повреждениями.

Глубина коррозионного повреждения для всех случаев принималась 2 мм. Сравнивались возможные варианты уменьшения толщины стенки: 20% – для одного повреждения и схем I и III, 40% – для схемы II.

Результаты экспериментальных исследований. Для подтверждения работоспособности и точности предлагаемого метода определения опасного давления в трубопроводе с коррозионными повреждениями был спланирован и проведен специальный эксперимент, в котором моделировалась работа участка трубопровода, нагруженного внутренним давлением.

Испытания проводили путем нагружения заполненных жидкостью (водой [9]) двух образцов внутренним давлением от насосной станции испытательной машины ZDMU-30 (рис. 10). Каждый из них представлял собой трубу длиной 1 м с приваренными по торцам стальными пластинами толщиной 20 мм, в одной из которых были выполнены резьбовые отверстия для штуцеров подвода масла от испытательной машины и дренажа во время заполнения образца жидкостью. После заполнения образца жидкостью дренажное отверстие закрывалось заглушкой. В обоих образцах механическим путем были выполнены модельные повреждения в виде фрезерованного паза глубиной 3,25 мм, шириной 10 мм и длиной 100 мм. Размеры трубы: диаметр 219 мм, толщина стенки 5,65 мм [10]. Физико-механические характеристики материала следующие: $\nu = 0,28$; $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа; $G = 8 \cdot 10^4$ МПа; $\sigma_b = 490$ МПа; $\sigma_{0,2} = 370$ МПа; $\gamma = 77$ кН/м³.

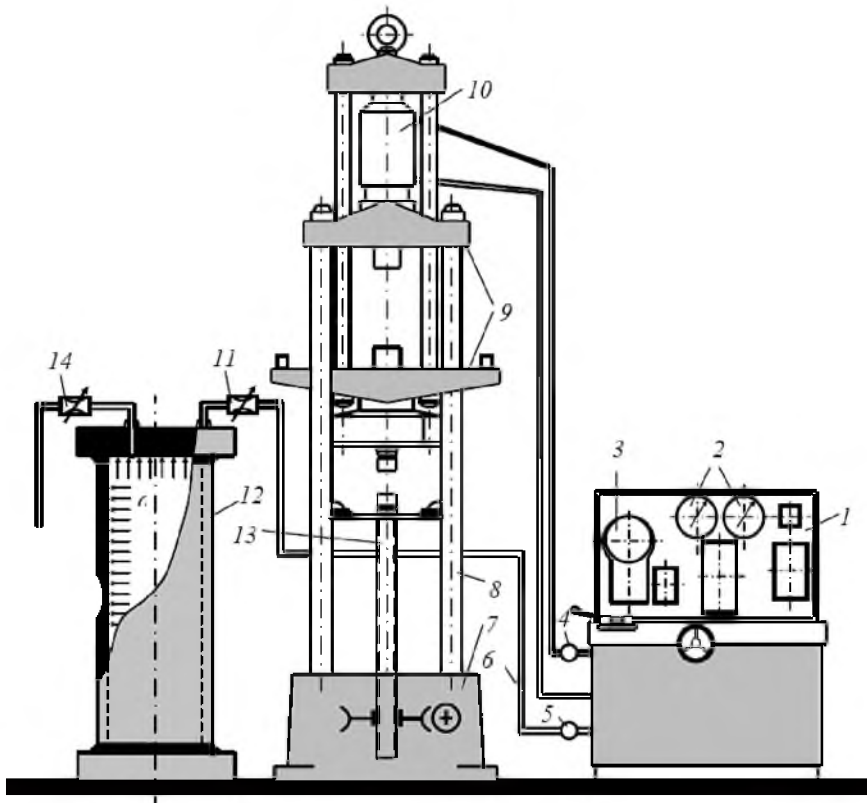


Рис. 10. Схема проведения эксперимента на испытательной машине ZDMU-30: 1 – пульт управления; 2 – манометр; 3 – силоизмерители; 4 – датчик усилия машины (датчик давления); 5 – датчик испытательного давления; 6 – магистраль высокого давления; 7 – станина; 8 – колонна; 9 – поперечина; 10 – силовой цилиндр; 11 – перекрывной кран; 12 – испытуемый элемент трубопровода; 13 – ходовой винт с захватом; 14 – сливной кран.

Труба нагружалась внутренним давлением до полного разрушения в зоне модельного повреждения (рис. 11). Видно, что характер разрушения соответствует типичному механизму разрушения пластичного материала (большая часть – срез, небольшая часть – отрыв). Результаты испытания показывают, что разрушающее давление $p_0^{cr} = 16,38 \text{ МПа} = 166,9 \text{ атм}$.

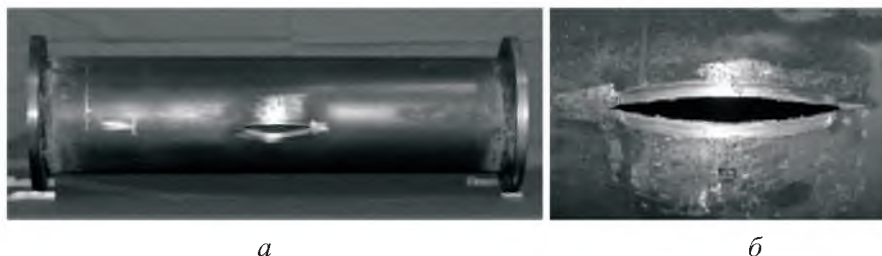


Рис. 11. Трубопровод после испытаний: *a* – общий вид; *б* – зона разрушения.

Поскольку вышепредлагаемый метод был проиллюстрирован на примере модельного расчета трубы большого диаметра и соответствующей марки стали, для сравнения полученных данных с экспериментальными проведен дополнительный расчет трубы по той же методике. При этом учитывалась кривизна фрагмента трубы (рис. 12) и сделана поправка на пластические свойства материала.

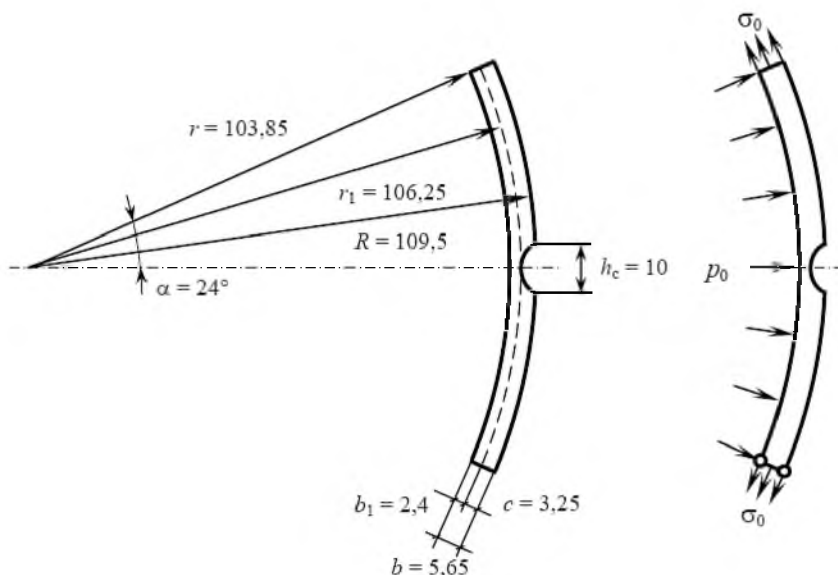


Рис. 12. Расчетная схема фрагмента стенки трубы.

Напряженно-деформированное состояние в стенке трубы с рассматриваемым повреждением исследовали с помощью МКЭ при использовании 45798 элементов и 10280 узлов.

Наибольшее нормальное напряжение в опасном сечении поврежденной стенки трубы $\sigma_y^{\max} = 1290 \text{ МПа}$. Дальнейший расчет выполнен по изложен-

ному выше методу с учетом поправки на пластическую зону вблизи вершины трещины. В результате получено значение критического напряжения $\sigma_0^{cr} = 281,2$ МПа, что соответствует критическому (предельному) давлению $p_{cr} = 15,3$ МПа = 156 атм. Разница между расчетными и экспериментальными значениями предельного давления составляет 7,1%, что представляется вполне удовлетворительным.

Заключение. Разработан метод определения предельного давления для магистральных трубопроводов с коррозионными повреждениями. Метод базируется на численно-аналитическом исследовании напряженно-деформированного состояния и разрушения поврежденного участка реального трубопровода и результатах лабораторных испытаний внутренним давлением модельного образца трубопровода.

Удовлетворительное соответствие между рассчитанными и экспериментальными данными рассмотренного комплексного исследования позволяет рекомендовать метод и его структурную схему в качестве инженерной методики определения фактического коэффициента запаса прочности для трубопровода с имеющейся или заданной коррозией.

Резюме

Розглянуто метод визначення граничного тиску для газонафтопроводів із локальними корозійними пошкодженнями. Запропонований метод базується на спільному використанні критеріїв міцності механіки суцільного середовища і механіки руйнування. Його використання підтверджується результатами числових розрахунків і лабораторними модельними випробуваннями.

1. *СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ГУП ЦПП, 1998. – 52 с.
2. *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. – М.: ОАО “Газпром”, 2000. – 56 с.
3. *ВБН В.2.3 00018201.04 2000*. Расчеты на прочность действующих магистральных трубопроводов с дефектами. – Киев: Госнефтегазпром Украины, 2000 – 56 с.
4. *DNV Recommended Practice*. – DNV-RP-F101. – Corroded Pipelines, Det Norske Veritas, Norway, 2004.
5. *Орыняк И. В.* Leak and break models of ductile fracture of pressurized pipe with axial defects // Proc. IPC2006 6th Int. Pipeline Conf. (Sept. 25–29, Calgary). – Canada, 2006.
6. *Красовский А. Я., Орыняк И. В., Торон В. М.* Вязкое разрушение цилиндрических тел с аксиальными трещинами, нагруженных внутренним давлением // Пробл. прочности. – 1990. – № 2. – С. 16 – 20.
7. *Орыняк И. В.* Расчет давления вязкого разрушения трубы с осевой сквозной трещиной // Там же. – 1993. – № 4. – С. 39 – 49.

8. *Stress Intensity Factor Handbook* / Ed. Y. Murakami. – Oxford: Pergamon Press, 1987. – Vol. 1. – 448 p.
9. *ГОСТ 3845-75*. Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением. – Введ. 01.01.77.
10. *ГОСТ 20295-85*. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. – Введ. 01.01.87.

Поступила 05. 01. 2009