

УДК 621.643.053

Применение комбинированной вероятностно-статистической методики количественной оценки прочности и долговечности магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами

А. В. Сальников*, А. А. Игнатик

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

**e-mail: ugtusovet@yandex.ru*

Аннотация. Магистральные газонефтепроводы являются важнейшими объектами топливно-энергетического комплекса государства. К ним предъявляются строгие требования по надежной и безопасной работе. Поэтому при эксплуатации магистральных трубопроводов необходимо производить оценку их прочности (текущей прочности) и долговечности (прогнозной прочности).

Стенка труб действующих магистральных трубопроводов испытывает различные нагрузки и воздействия. Чтобы не допустить разрушения или отказа трубопровода, выполняются расчеты на прочность и долговечность, где учитываются параметры воздействия (load) на трубопровод и параметры механического сопротивления (resistance) труб. Поэтому применяется расчетная модель «воздействие — сопротивление» для количественной оценки надежности магистрального трубопровода.

В данной работе представлены основные теоретические положения методики оценки прочности и долговечности магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами в рамках комбинированного вероятностно-статистического подхода, а также рассмотрен пример использования методики для участка магистрального трубопровода, обследованного внутритрубным дефектоскопом.

Ключевые слова: вероятность отказа; долговечность; надежность; предельное давление; проектное давление; прочность

Application of the combined probabilistic-statistical methods of quantitative assessment of strength and durability of main pipelines with single and combined defects

Alexander V. Salnikov*, Anatoly A. Ignatik

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

**e-mail: ugtusovet@yandex.ru*

Abstract. Main gas and oil pipelines are the most important objects of the fuel and energy complex of the state. They are subjected to strict requirements for reliable and safe operation. Therefore, it is necessary to assess their strength (current strength) and durability (prediction strength) when operating main pipelines.

The wall of the pipes of the existing main pipelines is subjected to various loads and influences. To prevent pipeline failure, strength and durability calculations are performed. The parameters of the load and mechanical resistance of the pipes are taken into account when calculating. Therefore, the "load — resistance" model is used to quantify the reliability of the main pipeline.

This paper presents the main theoretical provisions of the methodology for assessing the strength and durability of trunk pipelines with single and combined defects in the framework of a combined probabilistic-statistical approach, and also an example of the use of the technique for a section of a trunk pipeline examined by an in-line flaw detector.

Key words: probability of failure; durability; reliability; maximum allowable pressure; operating pressure; strength

Введение

Научно-обоснованная оценка степени опасности развивающихся в процессе эксплуатации одиночных и особенно комбинированных дефектов труб магистральных трубопроводов, прогноз их технического состояния — одна из актуальных задач магистрального транспорта нефти и газа, напрямую влияющая на планирование ремонтных работ линейной части.

Адекватное и оперативное решение этой задачи зачастую осложняется отсутствием единообразия в нормативно-технических документах по оценке технического состояния труб с дефектами, а также сложностью используемого в методиках оценки прочности и долговечности труб с дефектами математического аппарата.

Проведенные ранее исследования [1–3] позволили сформулировать требования и разработать расчетную методику для количественной оценки прочности и долговечности магистральных трубопроводов, в которой используется вероятностно-статистический подход, а в качестве базовой была принята модель «воздействие — сопротивление» [4].

В работе [3] параметром воздействия принято проектное давление $p_{\text{проект}}$, а параметром сопротивления служит предельное давление $p_{\text{пред}}$. Проектное и предельное давления рассматриваются как случайные непрерывные величины, имеющие распределение по некоторому закону, и их рассмотрение производится методами теории вероятности и математической статистики. Проектное давление — это давление, действующее в рассматриваемой секции трубопровода, а предельное давление — это максимальное избыточное давление, которое может выдержать труба с дефектом без разрушений и отказов. Предельное давление $p_{\text{пред}}$ вычисляются при использовании расчетных схем и деформационных критериев предельных состояний трубопровода из документа¹ или при использовании рекомендаций² из источников [5–9]. Исследование законов распределения проектного и предельного давлений позволяет перейти к определению вероятности отказа магистрального трубопровода.

Объект и методы исследования

Величина $S = p_{\text{пред}} - p_{\text{проект}}$ называется запасом прочности. Она служит количественным показателем надежности трубопровода [10]. Если $S \geq 0$ (или

¹ 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.

² СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. — Введ. 2007-08-28. — М.: ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2007. — 68 с.

$p_{\text{пред}} \geq p_{\text{проект}}$), то прочность конструкции выполняется. Если $S < 0$ (или $p_{\text{пред}} < p_{\text{проект}}$), то прочность конструкции не соблюдена.

При расчете на прочность необходимо определить величины $p_{\text{проект}}$ и $p_{\text{пред}}$ в момент времени эксплуатации $t = 0$, то есть в момент выполнения диагностики трубопровода. В ходе расчета на долговечность вычисляются величины $p_{\text{проект}}$ и $p_{\text{пред}}$ в моменты времени от $t = 0$ до момента перехода трубопровода в предельное состояние $t = t_{\text{пред}}$, где $t_{\text{пред}}$ — предельный срок эксплуатации трубопровода, год. Величина времени t является переменной величиной при расчете на долговечность. А при расчете на прочность переменной величиной является давление p .

Линейная часть магистрального трубопровода рассматривается как система, состоящая из совокупности элементов. Элементом в рассматриваемой методике является дефектная зона. Каждый элемент характеризуется одним значением проектного давления $p_{\text{проект}}$ и одним значением предельного давления $p_{\text{пред}}$. Как правило, для бездефектных зон труб $p_{\text{проект}} < p_{\text{пред}}$ и условие прочности соблюдается, в том числе в будущие моменты времени. Бездефектные зоны в разработанной методике не учитываются. Дефекты уменьшают значение $p_{\text{пред}}$. К тому же многие дефекты развиваются с течением времени, их геометрические параметры увеличиваются по определенному механизму (коррозионному или циклическому), и еще больше уменьшается величина предельного давления $p_{\text{пред}}$.

Магистральный трубопровод с одиночными и комбинированными дефектами, являющийся объектом исследования, разделяется на участки, на которых расположены n соседних дефектных зон, где $n \geq 50$ (это условие необходимо для применения критерия Пирсона).

Каждый участок трубопровода определяется совокупностью из n значений $p_{\text{проект}}$ и n значений $p_{\text{пред}}$. Эти n значений проектного, а также предельного давлений составляют выборки объемом n . С этими выборками производятся операции, известные из теории математической статистики. Определяются законы распределения величин проектного и предельного давлений. На рисунке 1 схематично представлены графики плотностей законов распределения предельного и проектного давлений.

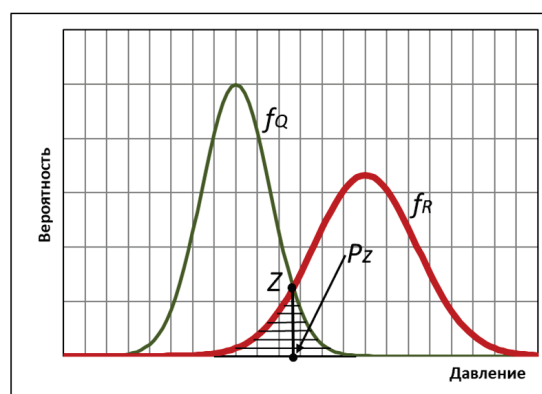


Рис. 1. Модель «воздействие — сопротивление» для участка магистрального трубопровода: f_Q — кривая воздействия (плотности распределения проектного давления); f_R — кривая сопротивления (плотности распределения предельного давления); Z — точка пересечения кривых; P_Z — давление, соответствующее точке пересечения кривых

Вероятность разрушения или перехода в другое предельное состояние, то есть вероятность отказа, равна площади заштрихованной зоны (см. рис. 1). Для этой зоны значения запаса прочности меньше нуля $S < 0$ (или $p_{\text{пред}} < p_{\text{проект}}$). Вероятность отказа обозначается буквой V . Вероятность отказа следует сравнить с нормативной величиной $V_{\text{норм}}$ [10], являющейся технико-экономическим показателем. Если $V \leq V_{\text{норм}}$, то обеспечивается надежная работа рассматриваемого участка трубопровода. Если $V > V_{\text{норм}}$, то надежная работа не обеспечивается. С течением времени эксплуатации t прогнозируется уменьшение значений $p_{\text{пред}}$, а следовательно, значение V будет расти, что ухудшает техническое состояние трубопровода.

Для упрощения расчетов принимается, что проектное давление $p_{\text{проект}}$ — это постоянная величина, не являющаяся случайной и не зависящая от времени эксплуатации. Величина же предельного давления $p_{\text{пред}}$ — это случайная величина, изменяющаяся с течением времени эксплуатации трубопровода. Тогда вероятность отказа V рассчитывается по следующей формуле:

$$V = \int_{-\infty}^{p_{\text{ПРОЕКТ}}} f_R(p; t) = F_R(p_{\text{ПРОЕКТ}}; t), \quad (1)$$

где $F_R(p_{\text{ПРОЕКТ}}; t)$ — функция распределения случайной величины предельного давления.

Результаты

Рассмотрим частный случай расчета на прочность и долговечность магистрального трубопровода, когда учитываются только дефекты потери металла, развивающиеся по коррозионному механизму. Для оценки прочности и долговечности методами теории вероятности и математической статистики был выбран один из участков магистрального нефтепровода (МН) Ухта — Ярославль протяженностью 5 км. Исходные данные для выполнения вычислений приняты по результатам внутритрубной диагностики (ВТД), проведенной дефектоскопом WM в 2005 году и из проектной документации. Для расчета предельного давления $p_{\text{пред}}$ труб с дефектами потери металла из отчета ВТД использовались следующие позиции:

- дистанция трубной секции от начала трубопровода;
- расположение дефекта от начала секции;
- расположение дефекта на трубе (внешнее или внутреннее);
- толщина стенки трубной секции вне дефекта δ ;
- длина L , ширина W и глубина H дефекта потери металла;
- угловые координаты границ дефекта $\Theta_{\text{нач}}$ и $\Theta_{\text{кон}}$;
- категория участка МН.

Расположение дефекта от начала секции, его геометрические параметры (длина L , ширина W и глубина дефекта потери металла H) и угловые координаты границ дефекта ($\Theta_{\text{нач}}$ и $\Theta_{\text{кон}}$) использовались для выявления комбинированных коррозионных дефектов. Дефекты являются комбинированными (образуют сочетание), если минимальное расстояние между их границами меньше или равно $4 \cdot \delta$. На исследуемом участке МН установлено 63 дефекта потери металла, среди них 7 являются комбинированными, состоящими из двух отдельных дефектов. Трубы рассматриваемого участка МН произведены из стали 17ГС (17Г1С). Величина проектного давления $p_{\text{проект}}$ принята постоянной, не зависящей от времени эксплуатации t . Как показали расчеты, проектное

давление на исследуемом участке изменяется в пределах от 5,9 до 5,8 МПа. В качестве одного детерминированного значения принято $p_{\text{проект}} = 5,9$ МПа. Следовательно, величина проектного давления не является случайной.

Если не учитывать высотные отметки трассы трубопровода, распределение давления в МН выражается следующей формулой:

$$p_x = p_0 - \frac{L_{0x}}{L} \cdot (p_0 - p_k), \quad (2)$$

где p_x — проектное давление в точке с координатой x , МПа; $x = L_{0x}$ — дистанция трубной секции от начала трубопровода по данным ВТД, км; p_0 — давление в начальной точке трубопровода, принято $p_0 = 6,0$ МПа; p_k — давление в конечной точке трубопровода, принято $p_k = 3,8$ МПа; L — длина рассматриваемого трубопровода, $L = 142$ км.

Высотные отметки трубопровода в формуле (2) не учитываются, поэтому перепад высот принимаем $\Delta z = 0$.

По формуле (2) для участка трубопровода 10–15 км имеем

$$p_{10\text{км}} = 6,0 - \frac{10,0}{142,0} \cdot (6,0 - 3,8) = 5,9 \text{ МПа},$$

$$p_{10\text{км}} = 6,0 - \frac{15,0}{142,0} \cdot (6,0 - 3,8) = 5,8 \text{ МПа}.$$

По результатам расчетов за параметр воздействия принимаем проектное давление $p_{\text{проект}} = 5,9$ МПа.

Величину предельного давления $p_{\text{пред}}$ считаем случайной величиной. Для каждого из 63 дефектов потери металла по методике³ вычисляется одно значение $p_{\text{пред}}$. Рекомендации и расчетные схемы⁴ были применены в среде Microsoft Excel. Полученная выборка значений $p_{\text{пред}}$ представлена в таблице 1.

Таблица 1

Выборка значений предельных давлений $p_{\text{пред}}$ (в МПа), рассчитанных применительно к дефектам потери металла, для участка трубопровода 10–15 км при $t = 0$

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$p_{\text{пред}}$	12,1	11,7	12,6	12,8	13,0	13,3	12,8	13,0	13,3	13,3
№	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$p_{\text{пред}}$	13,6	13,3	13,6	13,3	13,3	13,4	13,3	13,0	12,8	13,2
№	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$p_{\text{пред}}$	13,2	13,0	13,1	13,6	13,9	13,8	13,6	13,0	13,2	12,7
№	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
$p_{\text{пред}}$	13,6	13,3	11,7	11,4	10,3	11,3	11,1	11,1	11,7	11,4
№	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
$p_{\text{пред}}$	11,4	11,4	12,0	12,2	13,0	12,7	12,7	10,2	11,2	11,1
№	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
$p_{\text{пред}}$	11,3	121,2	11,4	11,4	11,4	11,8	10,9	10,8	11,4	10,8
№	61	62	63							
$p_{\text{пред}}$	11,1	11,7	11,7							

³РД-23.040.00-КТН-115-11. – С. 58.

⁴Там же. – С. 93.

Для выборки $p_{\text{пред}}$ найдены среднее значение $\overline{p_{\text{ПРЕД}}} = 12,33$ МПа (команда «СРЗНАЧ» в Microsoft Excel) и стандартное отклонение $\sigma_{p_{\text{пред}}} = 1,0023$ МПа (команда «СТАНДОТКЛОН» в Microsoft Excel). Далее необходимо определить закон распределения, которому подчиняется ряд значений $p_{\text{пред}}$.

Рассматривались следующие законы распределения случайных величин:

- нормальный;
- Вейбулла;
- логнормальный;
- гамма-распределение.

Проверка гипотез о законе распределения проводилась по критерию χ^2 (Пирсона). Расчетные значения критерия для каждого закона распределения приведены в таблице 2.

Таблица 2

Расчетные значения критерия χ^2 ($K_{\text{расч}}$) для разных законов распределения случайных величин при $t = 0$

Закон распределения	Нормальный	Вейбулла	Логнормальный	Гамма-распределение
$K_{\text{расч}}$	11,31	11,76	12,09	11,74

Выборка значений $p_{\text{пред}}$ была разделена на 7 интервалов с диапазоном 1 МПа от 8 до 15 МПа. Все четыре закона распределения являются двухпараметрическими.

Критическое значение критерия при уровне значимости $\alpha = 0,01$ и числе степеней свободы $m = 4$ равно $K_{\text{крит}} = \chi_{0,01;4}^2 = 13,3$. Так как $K_{\text{расч}} < K_{\text{крит}}$ для всех законов распределения, то все эти законы можно применять для описания случайной величины $p_{\text{пред}}$.

С течением времени эксплуатации магистрального трубопровода коррозионные дефекты увеличиваются в размерах, что приводит к снижению значений предельного давления в исследуемой выборке. Откуда следует, что параметры закона распределения случайной величины $p_{\text{пред}}$ изменяются во времени.

Были рассмотрены выборки значений $p_{\text{пред}}$ через $t = 1; 2; 3; 4; 5; 10$ лет эксплуатации от даты проведения ВТД без проведения ремонтных работ на участках с коррозионными дефектами.

Принимается, что с течением времени увеличиваются глубина дефекта H и площадь продольного сечения дефекта A . Соответственно, необходимо знать скорости развития глубины v_H (мм/год) и площади продольного сечения v_A (мм²/год) дефекта. Величины скоростей v_H и v_A считаются постоянными при эксплуатации трубопровода. Скорость роста дефекта потери металла в глубину v_H на внешней поверхности трубы определяется по формуле из работы [3]

$$v_H = \frac{H_0 - H_{00}}{\Delta t} \cdot (1 + K_1 + K_2 + K_3), \quad (3)$$

где H_0 — начальная глубина дефекта при $t = 0$, мм; H_{00} — глубина дефекта при проведении предпоследней ВТД, мм; Δt — период времени между двумя последними ВТД, год; K_1 — коэффициент учета влияния удельного сопротивления грунта; K_2 — коэффициент учета влияния удельного сопротивления антикоррозионного покрытия; K_3 — коэффициент учета влияния блуждающих токов.

Значения коэффициентов K_1 , K_2 , K_3 приняты по рекомендациям⁵: $K_1 = 0,028$; $K_2 = 0,077$; $K_3 = 0,0$. Также определено, что $H_{00} = 0$ и $\Delta t = 5$ лет. С учетом этого формула (3) примет следующий вид:

$$v_H = 0,221 \cdot H_0.$$

Скорость роста дефекта потери металла в глубину v_H на внутренней поверхности трубы определяется по формуле (3), но без учета коэффициентов K_1 , K_2 и K_3 ($K_1 = K_2 = K_3 = 0$).

Скорость роста площади продольного сечения дефекта потери металла v_A вычисляется по формуле из работы [4]

$$v_A = v_H \cdot L_0,$$

где L_0 — начальная длина дефекта потери металла, мм.

Площадь продольного сечения дефекта рассчитывается следующим образом: $A = (2/3) \cdot L \cdot H$, причем используется параболическая аппроксимация площади.

Через время эксплуатации с момента диагностики $t = 1; 2; 3; 4; 5; 10$ лет определяются значения геометрических параметров дефектов: H_t , A_t и L_t . Вычисления производятся в следующей последовательности: 1) $H_t = H_0 + v_H \cdot t$; 2) $A_t = A_0 + v_A \cdot t$; 3) $L_t = (3 \cdot A_t) / (2 \cdot H_t)$. Отметим, что начальная площадь продольного сечения дефекта $A_0 = (2/3) \cdot L_0 \cdot H_0$.

Величина ширины дефекта потери металла W считается неизменной с течением времени. В связи с тем что величины L и H дефектов возрастают при эксплуатации трубопровода, а остальные исходные параметры, используемые в расчетах на долговечность, не изменяются, то величина предельного давления $p_{\text{пред}}$ уменьшается.

Для $t = 1; 2; 3; 4; 5; 10$ лет определены выборки из 63 значений $p_{\text{пред}}$. Затем были выполнены те же самые операции математической статистики, что и при $t = 0$ (см. табл. 1 и 2). Расчетные значения критерия χ^2 (Пирсона) $K_{\text{расч}}$ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Расчетные значения критерия χ^2 ($K_{\text{расч}}$) для разных законов распределения случайных величин при $t = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 10$ лет

Время эксплуатации t , год	Закон распределения			
	Нормальный	Вейбулла	Логнормальный	Гамма-распределение
Расчетные значения критерия χ^2 ($K_{\text{расч}}$)				
0	11,31	11,76	12,09	11,74
1	8,02	6,35	10,41	9,70
2	6,12	4,06	8,10	7,39
3	6,75	2,28	12,91	11,62
4	10,77	4,64	17,61	17,40
5	7,49	4,16	11,46	10,64
10	35,10	8,29	71,89	187,97

Для времени эксплуатации $t = 1; 2; 3; 4; 5$ лет удовлетворительно описывают распределение случайной величины $p_{\text{пред}}$ нормальный закон и закон Вейбулла. Для $t = 10$ лет пригоден только закон распределения Вейбулла. Наличие

⁵ РД-23.040.00-КТН-115-11. – С. 115.

больших значений расчетного критерия $K_{расч}$ при $t = 10$ лет предположительно связано с тем, что через 10 лет эксплуатации на исследуемом участке трубопровода будут находиться закритические (или недопустимые) дефекты потери металла, для которых $p_{пред} < p_{проект}$. Закритические дефекты необходимо отремонтировать для предотвращения аварий на магистральном трубопроводе. Однако закон распределения Вейбулла хорошо описывает распределение $p_{пред}$ и при наличии на трубопроводе закритических дефектов.

Графики плотностей распределения случайной величины $p_{пред}$ по закону Вейбулла исследуемого участка МН представлены на рисунке 2. Эти графики являются кривыми сопротивления модели «воздействие — сопротивление» при разном значении времени эксплуатации трубопровода t от момента проведения ВТД.

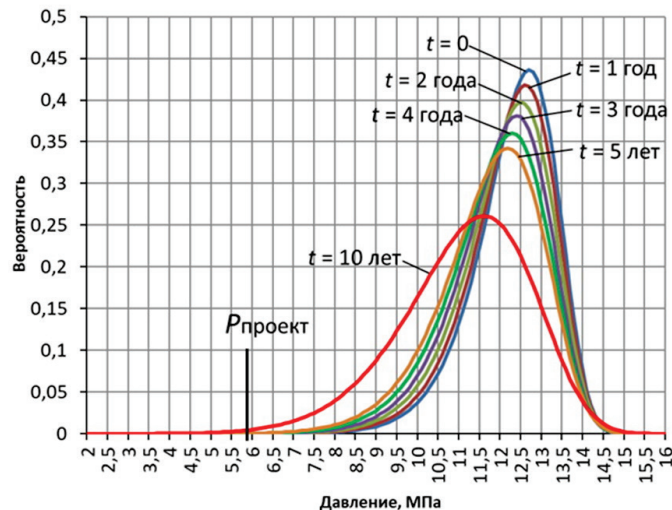


Рис. 2. Кривые плотностей закона распределения Вейбулла для величин предельного давления дефектных зон участка рассматриваемого трубопровода (10–15 км) при времени эксплуатации от момента проведения ВТД $t = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 10$ лет без проведения ремонтных работ

Вероятности отказа V исследуемого участка трубопровода при разном значении t определены по формуле (1) с применением закона распределения Вейбулла (табл. 4). Значения V_t в таблице 4, относящиеся к 5 км трубопровода и переведенные к 1 000 км, должны быть сравнены с нормативным значением $V_{норм}$, 1/1 000 км. Значение $V_{норм}$ назначается, в нашем случае принято $V_{норм} = 0,050$ 1/1 000 км.

Обсуждение

Как видно из таблицы 4, условие прочности через 5 лет (на конец пятого года) эксплуатации не выполняется. При эксплуатации трубопровода недопустимо, чтобы расчетная вероятность отказа превышала нормативную. Для уменьшения расчетной вероятности отказа производятся ремонтные работы в дефектных зонах, или снижается давление в трубопроводе. В нашем случае следует, например, в начале пятого года эксплуатации (с момента проведения ВТД) или ранее провести ремонтные работы по удалению дефектов. Необходимо отремонтировать столько дефектов, чтобы вероятность отказа после ремонта была ниже нормативной последующие несколько лет. В таблице 4 указана вероятность отказа через 5 лет эксплуатации, если произвести ремонт двух самых опасных дефекта

потери металла, у которых наименьшие значения предельного давления. Отремонтированные дефекты не включаются в исследуемую выборку.

Таблица 4

**Вероятности отказа V_t рассматриваемого участка трубопровода (10–15 км)
при $t = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 10$ лет**

Время эксплуатации t , год	Нормативная вероятность отказа $V_{\text{норм}}$, 1/1 000 км	Расчетная вероятность отказа V_t , 1/5 км	Расчетная вероятность отказа V_t , 1/1 000 км	Выполнение условия прочности $V \leq V_{\text{норм}}$
0	0,050	$8,8 \cdot 10^{-6}$	0,0018	да
1		$1,7 \cdot 10^{-5}$	0,0034	да
2		$3,4 \cdot 10^{-5}$	0,0068	да
3		$6,3 \cdot 10^{-5}$	0,0126	да
4		0,00013	0,026	да
5		0,00029	0,058	нет
10		0,00316	0,632	нет
5 (ремонт двух самых опасных дефектов)			$5,1 \cdot 10^{-5}$	0,0102

Несмотря на проведение оценки прочности и долговечности участка трубопровода и ремонтных работ, внутритрубная диагностика должна производиться в сроки, определенные действующим нормативно-техническим документом, для уточнения величины вероятности отказа, так как на участке трубопровода могут появиться новые дефекты потери металла.

Выводы

В данной работе демонстрируются теоретические положения методики количественной оценки прочности и долговечности магистрального трубопровода с дефектами, где применен комбинированный вероятностно-статистический подход. Приведен пример использования методики по данным внутритрубной диагностики.

Величину предельного давления дефектного участка трубопровода предлагается считать случайной величиной, описываемой двухпараметрическим законом распределения Вейбулла и зависимой от времени эксплуатации. Величина проектного давления принимается постоянной величиной, не зависящей от времени эксплуатации.

Вероятность отказа магистрального трубопровода вычисляется по формуле (1) и сравнивается с нормативным значением величины отказа. По итогам сравнения величин расчетной и нормативной вероятности отказа планируются объем и срок выполнения ремонтных работ для удаления дефектов.

Библиографический список

1. 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.
2. 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.
3. Игнатик А. А., Сальников А. В. Разработка методики расчета на прочность и долговечность магистральных трубопроводов в рамках вероятностно-статистического подхода // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 5 (63). – С. 42–45.

4. Научно-технические, социально-экономические и правовые аспекты надежности транспорта нефти и нефтепродуктов / С. Г. Радионова [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 5 (25). – С. 20–31.
5. ASME B31G-2009 (Revision of ASME B31G-1991). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines / The American Society of Mechanical Engineers. – New York: ASME, 2009. – 56 p.
6. Салюков В. В., Харионовский В. В. Магистральные газопроводы. Диагностика и управление техническим состоянием. – М.: Недра, 2016. – 212 с.
7. Харионовский В. В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: Недра, 2000. – 467 с.
8. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями / И. Н. Бирилло [и др.]; под общ. ред. И. Ю. Быкова. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 168 с.
9. Гаспарянц Р. С. Расчет на прочность и долговечность трубопроводов с коррозионными дефектами потери металла // Нефтепромышленное дело. – 2008. – № 1. – С. 34–39.
10. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л. И. Быков [и др.]; под общ. ред. Л. И. Быкова – СПб.: Недра, 2006. – 824 с.

References

1. Salnikov, A. V., Sharygin, A. M. & Ignatik, A. A. (2016). Strength and durability evaluation of pipes with defects for effective repair planning on the linear part of the main pipelines. Oil and Gas Territory, (9), pp. 114-121. (In Russian).
2. Salnikov, A. V. & Ignatik, A. A. (2018). Development of Durability Calculation Methods for Pipes with Combined Defect "Geometry Defect with Corrosion Metal Loss". Oil and Gas Territory, (3), pp. 62-70. (In Russian).
3. Ignatik, A. A. & Salnikov, A. V. (2017). Development of strength and durability calculations for the main pipelines using probabilistic-statistical method. Pipeline Transport: Theory and Practice, (5(63)), pp. 42–45. (In Russian).
4. Radionova, S. G., Revel-Muroz, P. A., Lisin, Y. V., Neganov, D. A., Makhutov, N. A. & Zorin N. E. (2016). Scientific, technical, socio-economic and legal aspects of the reliability of the transport of oil and oil products. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, (5(25)), pp. 20-31. (In Russian).
5. ASME B31G-2009 (Revision of ASME B31G-1991). (2009). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. The American Society of Mechanical Engineers. New York, ASME, 56 p. (In English).
6. Salyukov, V. V., Kharionovskiy, V. V. (2016). Magistral'nye gazoprovody. Diagnostika i upravlenie tekhnicheskim sostoyaniem. Moscow, Nedra Publ., 212 p. (In Russian).
7. Kharionovskiy, V. V. (2000). Nadezhnost' i resurs konstruksiy gazoprovodov. Moscow, Nedra Publ., 467 p. (In Russian).
8. Birillo, I. N., Yakovlev, A. Ya., Teplinskiy, Yu. A., Bykov I. Yu. & Voronin V. N. (2008). Otsenka prochnostnogo resursa gazoprovodnykh trub s korroziionnymi povrezhdeniyami. Moscow, CentrLitNefteGaz Publ., 168 p. (In Russian).
9. Gasparyants, R. S. (2008). Raschet na prochnost' i dolgovechnost' truboprovodov s korroziionnymi defektami poteri metalla. Oilfield Engineering, (1), pp. 34-39. (In Russian).
10. Bykov, L. I., Mustafin, F. M., Rafikov, S. K., Nechval, A. M. & Lavrentiev, A. E. (2006) Pipeline construction and maintenance calculations. St. Petersburg, Nedra Publ., 824 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Сальников Александр Викторович, к. т. н., доцент кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, e-mail: ugtusovet@yandex.ru

Игнатик Анатолий Александрович, аспирант, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Information about the authors

Alexander V. Salnikov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Design and Maintenance of Main Gas and Oil Pipelines, Ukhta State Technical University, Ukhta, e-mail: ugtusovet@yandex.ru

Anatoly A. Ignatik, Postgraduate, Ukhta State Technical University