



АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО УСЛОВНОГО РЕСУРСА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА КОРРОЗИОННЫХ И МЕХАНИЧЕСКИХ ДЕФЕКТАХ С УЧЁТОМ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СТЕНКИ ТРУБЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

П.В. НИКОЛАЕВ (ООО «ГОЛИАФ»)

Приведён анализ методики оценки состояния магистральных трубопроводов, описан алгоритм решения задачи расчета рекомендуемого давления, условного ресурса, а также нахождения компонентов напряжений и деформаций труб с коррозионными или механическими дефектами. Для определения напряжённо-деформированного состояния трубы на дефектном месте, рассматривается решение нелинейной системы уравнений численными методами.

Материал, изложенный в статье, будет интересен представителям линейно-эксплуатационной службы газотранспортных предприятий, руководителям специализированных подразделений, осуществляющих управление эксплуатационной надёжностью магистральных газопроводов, подрядным организациям, выполняющим их диагностику и ремонт, а также IT-специалистам, разрабатывающим соответствующие программные продукты.

Ключевые слова: дефекты газопроводов, расчёт условного ресурса, напряжённо-деформированное состояние, пластическая деформация.

Эффективное управление эксплуатационной надёжностью магистральных газопроводов является сложной комплексной задачей, требующей реализации методов контроля и диагностики. Основными контролируемыми величинами, исходя из анализа факторов, влияющих на возникновение аварий, являются: пространственное положение газопровода и характеристики дефектов трубных секций. Для измерения показателей, влияющих на напряжённо-деформированное состояние труб при изменении пространственного положения в сложных инженерно-географических условиях, используется специализированное инновационное оборудование, такое как: системы на волоконно-оптических сенсорах, инерциальные навигационные системы в снарядах-дефектоскопах и т.д. Для выявления дефектов уменьшения толщины стенки трубы (коррозия, механические повреждения, трещины, стресс-коррозия) применяются такие способы как внутритрубная диагностика, визуальный и приборный контроль в шурфах и т.д.

Очевидно, что одинаковые дефекты уменьшения толщины стенки трубы, но находящиеся на трубах с разным напряжённо-деформированным состоянием, будут по-разному влиять на прочностные характеристики трубо-

провода. Следовательно, оценку напряжённо-деформированного состояния линейной части магистральных газопроводов необходимо проводить комплексно, на основе совместного анализа характеристики дефектов труб и пространственного положения газопровода. Однако применяемая в настоящий момент практика этого не учитывает. Это связано с существующей на данный момент нормативной отраслевой базой, в которой отсутствует такой комплексный подход.

Почти все существующие отечественные [1, 2] и зарубежные [3, 4] методики оценки степени опасности дефектов используют эмпирические методы, основанные на результатах разрушающих методов испытаний статически расположенных труб, не имеющих напряжения растяжения и изгиба. Эти методики не учитывают фазы перехода металла в пластическую деформацию, а рассматривают только момент разрушения трубы на дефекте заданной конфигурации и соответствующее ему значение давления. Однако при выходе в состояние пластической деформации, металл еще некоторое время сохраняет свою целостность, но несущей способности уже не имеет. Как только такое состояние достигнуто, дальнейшее деформирование может происходить без увеличения

нагрузки, неустойчиво. Следовательно, после выхода в такое состояние, спонтанное разрушение трубы может происходить не только с течением времени при сохранении давления, но и даже при его снижении. В указанных методиках этот фактор не учитывается, и это является их существенным недостатком.

Единственной методикой, оперирующей компонентами напряжений и деформаций в трёхмерной модели, и учитывающей пластическую деформацию стенки трубы под давлением, является нормативный документ под названием “Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса” ВРД 39-1.10-004-99 [5].

К достоинствам этого документа следует отнести то, что он содержит подробное описание математического аппарата, позволяющего вычислять плоское напряженное и объемное деформированное состояние при нагружении труб внутренним давлением. Более того, ВРД 39-1.10-004-99 является единственным российским нормативным документом, описывающим методику вычисления коэффициентов концентраций напряжений, трёхмерных компонентов напряжений и деформаций, а также такого показателя как “интенсивность деформаций” на трубах с дефектами потери металла. Таким образом, на данный момент этот документ является оптимальной базой для создания на его основе новой методики, осуществляющей комплексный расчёт напряженно-деформированного состояния трубопровода на участках, одновременно содержащих и дефекты потери металла, и подвергшихся смещению из-за подвижек грунта.

Но вместе с тем, этот документ имеет и недостаток: в нём отсутствует последовательный алгоритм расчёта условного ресурса дефектных участков газопроводов, на основании которого могло бы быть разработано соответствующее программное обеспечение. Кроме этого, в нём содержится несколько опечаток (основные анализируются далее по тексту статьи), что также усложняет его понимание и последующую алгоритмизацию. Эти два фактора, по всей видимости и вызвали причину того, что приведённая в рассматриваемом документе интересная и перспективная методика не получила широкого распространения, а впоследствии была незаслуженно забыта и заменена такими документами, как [1, 2].

Таким образом, задача комплексной оценки напряженно-деформированного состояния линейной части магистральных газопроводов является чрезвычайно актуальной и на настоящий момент не решённой. В настоящей статье рассматривается первый этап решения этой задачи – формирование алгоритма расчёта остаточного условного ресурса коррозионных и механических дефектов с учётом напряженно-деформированного состояния стенки трубы под давлением.

ВЫБОР ПОДХОДА К ОЦЕНКЕ СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ДЕФЕКТОВ ДЛЯ АЛГОРИТМИЗАЦИИ

Анализируя содержание ВРД 39-1.10-004-99, можно увидеть, что в этом документе рассматриваются два подхода к оценке степени опасности дефектов: сначала описывается математический (“уточнённый”) метод расчёта степени опасности дефектов, а далее приводится упрощённый метод, суть которого состоит в визуальной оценке допустимых коэффициентов запаса по приведённым номограммам.

Использование упрощённого метода для проведения окончательного достоверного расчёта степени опасности дефектов не предполагается: “Приведенные на рис. П 6.1-П 6.8 номограммы могут использоваться для предварительной оценки работоспособности участков трубопроводов с коррозионными дефектами” [5, п. 6.3.]. Это связано с тем, что этот метод имеет следующие существенные недостатки:

- увеличенная погрешность, вызванная самим подходом, при котором цифровые значения преобразовываются в аналоговые графики, значения на которых получают примерную визуальную оценку;
- отсутствие возможности варьирования параметрами марки стали, используемой в расчете;
- невозможность определения величин напряжений и деформаций, а значит и невозможность проведения комплексного расчета совмещенных или близкорасположенных дефектов, а также участков труб, находящихся под напряжением из-за подвижек грунта;
- невозможность применения для расчета степени опасности продольных или поперечных трещин.

Таким образом, для оценки напряженно-деформированного состояния труб необходимо проведение комплексного расчета напряжений и деформаций на дефектах потери металла с учетом пространственного положения трубопровода на основе полного математического метода. Однако хотя в ВРД 39-1.10-004-99 и говорится о том, что такой “*уточненный расчет проводится с помощью специализированной программы*” [5, п. 6.3], но ни исходных кодов программы, ни используемых алгоритмов, ни ссылок о возможном месте приобретения этой программы – в документе не приводится.

Для формирования такого алгоритма, на основе которого, в свою очередь, может быть разработана специализированная программа, рассмотрим порядок действий, позволяющих произвести расчет рекомендуемого давления, условного ресурса, а также компонентов напряжений и деформаций труб с коррозионными или механическими дефектами. Далее цифрами приведены шаги и подшаги предлагаемого алгоритма. При этом нумерация шагов является условно-хронологической: некоторые шаги необходимо повторять итерационно, а некоторые – носят аналитически-информационный характер и не подлежат непосредственному переводу в машинные команды.

1. АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ И РАСЧЕТНЫХ ВЕЛИЧИН

В качестве исходных данных в ВРД 39-1.10-004-99 используются:

- Геометрические параметры дефекта (зафиксированного снарядом-дефектоскопом при проведении внутритрубной диагностики):
 - L – длина дефекта в проекции на ось трубопровода в мм;
 - W – ширина дефекта по окружности трубопровода в мм;
 - H – глубина дефекта в мм.
- Параметры трубопровода:
 - δ – толщина стенки трубы;
 - D – внутренний диаметр трубы.
- Справочные величины на данную марку стали трубы:
 - $\sigma_{0,2}$ – условный предел текучести;
 - σ_b – предел прочности;
 - σ_T – предел текучести;
 - m – коэффициент деформационного упрочнения;
 - ε_{ff} – разрушающая интенсивность деформаций;
 - ε_{of} – разрушающая объемная деформация.

В приложении к ВРД 39-1.10-004-99 приведены значения механических свойств для некоторых марок трубных сталей (таблица 1):

Таблица 1

Марка стали	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_b , МПа	σ_T , МПа	m	ε_{of}	ε_{ff}
17 ГС	450	550	420	0,09	0,0021	1,4
X70	480	600	450	0,10	0,0025	1,8
10Г2АФ	500	650	460	0,11	0,0026	1,8

Кроме того, в расчете используются следующие справочные величины:

- E – модуль Юнга;
- m – коэффициент Пуассона.

В результате должны быть рассчитаны следующие значения:

- степень опасности дефекта (закритический/критический/докритический/незначительный);
- рекомендуемое рабочее давление (в % от проектного);
- условный ресурс дефектной секции трубы (в годах).

Также в промежуточных расчетах фигурируют следующие показатели:

- коэффициенты концентраций напряжений;
- компоненты напряжений и деформаций;
- интенсивность деформаций, объемная деформация, и т. д.

2. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ

2.1. Рассчитываем приведенную длину дефекта \tilde{L} [5, формула 4.10 б, часть 3]:

$$\tilde{L} = \frac{L_*}{\sqrt{0,5D_* \delta_{ост*}}},$$

где L_* – длина дефекта с учетом деформирования;

D_* – внутренний диаметр трубы с учетом деформирования;

$\delta_{ост*}$ – остаточная толщина стенки трубы;

В соответствии с [5, Приложение 3], деформацию трубы в этой формуле можно не учитывать, и рассчитать $\delta_{ост*}$ на основании данных о номинальной толщине стенки трубы и глубине дефекта. Получим:

$$\tilde{L} = \frac{L}{\sqrt{0,5D(\delta - H)}}. \tag{1}$$

2.2. Рассчитываем угловую ширину дефекта θ и угол дефекта β [5, формула 4.10 б, часть 4]:

$$\beta = W_*/D_*$$

где W_* – ширина дефекта с учетом деформирования.

В соответствии с [5, Приложение 3], деформацию трубы не учитываем, в итоге получим:

$$\beta = W/D, \tag{2}$$

$$\Theta = 2\beta. \tag{3}$$

2.3. Рассчитываем η и α_0 [5, формула 4.10 б, части 1–2]:

$$\eta = \delta_{\text{ОСТ}^*}/\delta_*$$

В соответствии с [5, Приложение 3]:

$$\eta = \frac{\delta - H}{\delta}, \quad \alpha_0 = 3 - 2 \frac{3\eta - 1}{2\eta}. \tag{4}$$

2.4. В соответствии с [5, формула 4.10 а] и учитывая [5, Приложение 3], рассчитываем коэффициенты концентрации напряжений α_θ (кольцевые напряжения) и α_z (продольные напряжения):

$$\alpha_\theta = \frac{1 + \eta\alpha_0}{2\eta} + \frac{1 - \eta\alpha_0}{2\eta} \text{th} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (\bar{L} + \eta\pi - \pi) \right],$$

$$\alpha_z = \frac{\pi\eta + 2(1 - \eta)\sin \beta}{\eta[\pi - \beta(1 - \eta)]} + \frac{(\alpha_0 - 1)(\pi - \beta)}{\pi}. \tag{5}$$

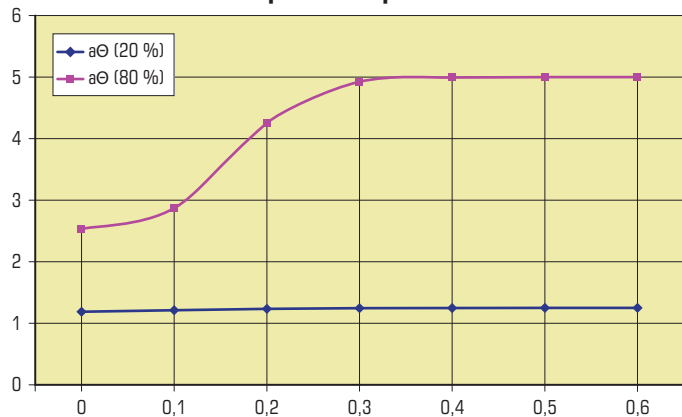
Найденные значения коэффициентов концентрации напряжений необходимы при решении уравнений распределения напряжений в области дефекта.

Для подтверждения достоверности определения коэффициентов концентрации напряжений, построим графики зависимости этих коэффициентов от размеров дефектов (рис. 1, 2).

Полученные графики совпадают с рисунками, представленными в [5, п. 3.2.] Таким образом, можно сделать вывод, что расчет коэффициентов произведен правильно и рассчитанные значения могут использоваться при определении степени опасности коррозионных или механических дефектов.

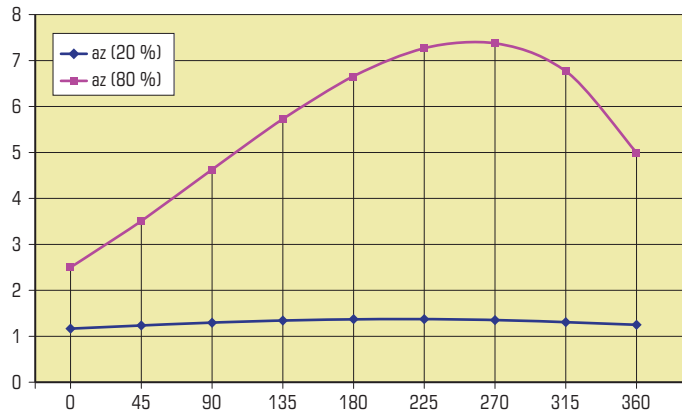
Для продольных или поперечных трещин расчет условно-упругих компонентов напряжений ведется в соответствии с [5, формула 4.13].

Поперечные напряжения



▲ Рис. 1. График зависимости поперечных напряжений от размеров дефектов

Продольные напряжения



▲ Рис. 2. График зависимости продольных напряжений от размеров дефектов

3. РАСЧЕТ УСЛОВНО-УПРУГИХ КОМПОНЕНТОВ НАПРЯЖЕНИЙ

Для расчета условно-упругих компонентов напряжений необходимо знать номинальные компоненты напряжения $\sigma_{\text{НОМ}}$, $\sigma_{\text{ЗННО}}$. Но для этого, в свою очередь, необходимо знать номинальное давление, при котором произойдет разрушение трубы. Давление рассчитывается на основании упруго-пластических компонентов напряжений, которые, в свою очередь, зависят от условно-упругих компонентов напряжений.

В итоге получаем нелинейную систему из 10 алгебраических уравнений [5, формулы 4.10-4.12], с учетом [5, формулы 4.1-4.4 и 4.9] с неизвестными максимальными и номинальными напряжениями при неизвестных компонентах деформации, на которую накладываются условия предельного состояния [5, формулы 5.1-5.2]. В “ВРД 39-1.10-004-99” рекомендуется решать данную систему уравнений путём использования численных методов.

В литературе можно найти описание нескольких методов решения систем уравнений численными методами с применением ПК. В данном случае автором был выбран так называемый “метод итераций” (т.е. метод последовательных приближений) исходя из удобства его программной отладки. Этот метод не позволит найти абсолютно точного решения, однако позволит найти **приближенное решение с заданной степенью точности**, что удовлетворяет условиям задачи.

Для программной реализации данного метода необходимо найти **области определения** искомых величин, что производится на следующем шаге описываемого алгоритма.

3.1. Расчет полного проектного и максимально допустимого давлений. Выбор значения номинального давления

Аналитическим путем выявлено, что **областью определения** искомого значения p (давление при предельном состоянии) являются значения в диапазоне $\{p_{02} : Z p_B\}$,

$$\text{где } p_{02} = \sigma_{02} \frac{2\delta}{D}, \quad p_B = \sigma_B \frac{2\delta}{D}, \quad (6)$$

p_{02} – наибольшее допустимое давление при испытаниях участка трубопровода;

p_B – полное проектное давление участка трубопровода;

Z – коэффициент расчетного запаса.

Правильным вариантом расчета **нижней границы области определения p** является причисление дефекта к категории закритических. Для закритических дефектов не имеет смысла вычислять условный ресурс (он принимается равным 0), а рассчитывать надо только максимально допустимое давление в процентах от проектного.

При $p \leq p_{02}$, согласно [5, пп. 1.5.1, 7.2.3], дефект будет являться закритическим.

Верхняя граница области определения p определяется следующим образом:

При $p > p_{02}$, согласно классификации [5, п. 1.5.3-1.5.4], дефект будет являться докритическим или незначительным (в зависимости от принятой годовой скорости коррозии ν). При этом p не может быть выше $p(\text{zero})$ (давление разрушения бездефектной трубы), а $p(\text{zero})$, в свою очередь, может лишь немного превышать p_B (по расчетам $p(\text{zero}) \approx 1,35 p_B$). Для проведения расчетов можно принять $p < Z p_B$, где коэффициент $Z = 1,5$.

В качестве “стартового” значения принимаем значение нижней границы области определения:

$$p = p_{02}.$$

Для нахождения значения p при выполнении условий предельного состояния необходимо проверить удовлетворение условиям [5, пп. 5.1-5.2] всех значений в установленном диапазоне с заданным шагом i , ($p_i = p + i$). При этом, в зависимости от требуемой точности расчета необходимо выбирать значение i в диапазоне 0,01-0,1.

Затем производим расчет условий предельного состояния (см. далее п. 11). В случае невыполнения этих условий будем увеличивать значение p на заданный шаг до выполнения условия. После этого вычисляем расчетный коэффициент запаса (п. 12) и классифицируем дефект согласно п. 13.

3.2. Расчет номинальных компонентов напряжения

Вычисленное в п. 3.1 значение p условно считаем расчетным номинальным давлением и, основываясь на [5, п. 2.1] получаем:

$$\sigma_{\text{НОМ}} = \sigma_{\text{КЦ}} = \frac{pD}{2\delta}, \quad \sigma_{\text{ЗННО}} = \frac{\sigma_{\text{НОМ}}}{2} = \frac{pD}{4\delta}. \quad (7)$$

3.3. Расчет условно-упругих компонентов напряжения

Из [5, пп. 1.1, 3.2 и с учетом формулы 4.10 а]:

$$\begin{aligned} \sigma_{\theta e} &= \sigma_{\text{НОМ}} \alpha_{\theta e}, \\ \sigma_{Ze} &= \sigma_{\text{ЗННО}} \alpha_{Ze}, \\ \sigma_{re} &= 0. \end{aligned} \quad (8)$$

где $\sigma_{\theta e}, \sigma_{Ze}, \sigma_{re}$ – условно-упругие компоненты напряжения.

4. РАСЧЕТ ИНТЕНСИВНОСТИ НАПРЯЖЕНИЙ

4.1. Расчет интенсивности номинальных напряжений

Интенсивности напряжений рассчитываются по формуле [5, 4.1]:

$$\sigma_i = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_{\theta} - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_{\theta})^2}. \quad (9)$$

Из [5, 2.3] $\sigma_{\text{ЗННО}} = 0$ и, следовательно, получаем:

$$\sigma_{\text{ЗННО}} = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_{\text{НОМ}} - \sigma_{\text{ЗННО}})^2 + \sigma_{\text{ЗННО}}^2 + \sigma_{\text{НОМ}}^2}. \quad (10)$$

4.2. Расчет интенсивности местных упругих напряжений

Из п. 8 $\sigma_{re} = 0$ и формула расчета интенсивности напряжений преобразуется к виду:

$$\sigma_{ie} = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_{0e} - \sigma_{ze})^2 + \sigma_{ze}^2 + \sigma_{0e}^2} \tag{11}$$

5. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ

5.1. Расчет упругого коэффициента концентрации

В соответствии с [5, формула 4.11]:

$$\alpha_e = \sigma_{ie} / \sigma_{iHNO}$$

5.2. Расчет “Нейберовского” коэффициента концентрации

В соответствии с [5, формула 4.9]:

$$\alpha_{\sigma N} = \alpha_e \text{ при } \sigma_{iHNO} \leq \sigma_T, \sigma_i \leq \sigma_T;$$

$$\alpha_{\sigma N} = \alpha_e^{1+m} \left(\frac{\sigma_{iHNO}}{\sigma_T} \right)^{m-1} \text{ при } \sigma_{iHNO} \leq \sigma_T, \sigma_i > \sigma_T;$$

$$\alpha_{\sigma N} = \alpha_e^{1+m} \text{ при } \sigma_{iHNO} \geq \sigma_T, \sigma_i \geq \sigma_T.$$

6. РАСЧЕТ УПРУГОПЛАСТИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ НАПРЯЖЕНИЙ

6.1. Анализ расчета компонентов напряжений

В соответствии с [5, формула 4.12] упруго-пластические компоненты напряжений в зоне дефекта:

$$\begin{aligned} \sigma_{\theta} &= \sigma_{\theta HNO} \left(\frac{1-\gamma}{2} \alpha_{\sigma N} + \frac{1+\gamma}{2} \alpha_e \right), \\ \sigma_z &= \sigma_{zHNO} \alpha_e, \\ \sigma_r &= 0, \end{aligned} \tag{12}$$

$$\text{где } \gamma = th \left[\frac{\sqrt{3}}{2} \left(\frac{L_*}{\sqrt{0,5D_* \delta_*}} - \pi \right) \right]. \tag{13}$$

На данном этапе расчёта пока неизвестны размеры дефекта и диаметр трубы с учетом деформирования, однако в ВРД 39-1.10-004-99 не сообщается о возможности не учитывать деформацию в данной формуле (как было в пп. 2.1-2.3). Это объясняется тем, что на

¹ На самом деле в тексте ВРД 39-1.10-004-99 указано: “при $\sigma_{iHNO} \leq \sigma_T, \sigma_i \leq \sigma_T$ ”. Очевидно, что это опечатка, так как в таком случае данное выражение теряет логический смысл.

практике значение отношения $\frac{L_* \sqrt{0,5D\delta}}{L_* \sqrt{0,5D_* \delta_*}}$ может изменяться в диапазоне [0,9... 1,3], и округление этого значения до 1,0 может вызвать в окончательных результатах погрешность порядка 3-8%.

Для уменьшения погрешности предпочтительно проведение расчета в 2 этапа. На первом этапе вычисляются упругопластические компоненты напряжений в зоне дефекта без учета деформации. Затем рассчитываются компоненты деформаций, и мы получаем возможность оценить размеры дефекта и диаметр трубы с учетом деформации. На втором этапе производится уточненный расчет с использованием скорректированных, с учетом деформации, диаметра трубы и размеров дефекта. Второй этап производится в несколько итераций до выполнения одного из условий, обозначенных в далее приведённых формулах (28)-(29).

Итак, проводим предварительный расчет по формуле (13), подставляя размеры без учета деформирования:

$$\gamma = th \left[\frac{\sqrt{3}}{2} \left(\frac{L}{\sqrt{0,5D\delta}} - \pi \right) \right]. \tag{14}$$

После того, как вычислим размеры дефекта и трубы с учетом деформации по формулам (24)-(27) вернемся к формуле (12) и произведем перерасчет с использованием (13).

6.2. Расчет интенсивности

По формуле [5, 4.1] и учитывая, что $\sigma_r = 0$, находим интенсивность:

$$\sigma_i = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_{\theta} - \sigma_z)^2 + \sigma_z^2 + \sigma_{\theta}^2}. \tag{15}$$

7. РАСЧЕТ УПРУГОПЛАСТИЧЕСКОГО МОДУЛЯ СДВИГА И МОДУЛЯ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ

Для расчета деформированного состояния трубы на основе известного напряженного состояния, необходимо определить зависимость между напряжениями и деформациями. Такая зависимость, связывающая компоненты напряжений и деформаций рассматривается в [5, п. 4.3], где в соответствии с деформационной теорией пластичности, выводится формула:

$$\begin{aligned} \varepsilon_0 &= \sigma_0 \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_z + \sigma_r) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\ \varepsilon_z &= \sigma_z \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_r + \sigma_0) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right), \\ \varepsilon_r &= \sigma_r \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_0 + \sigma_z) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right). \end{aligned} \quad (16)$$

Участвующие в данной формуле компоненты напряжений нам известны, но в формуле также присутствуют:

μ_p – упруго-пластический модуль сдвига;

k – модуль объемного расширения.

7.1. Расчет упругопластического модуля сдвига

В соответствии с [5, формула 4.46]:

$$\mu_p = \mu \text{ при } \sigma_i \leq \sigma_T (\varepsilon_i \leq \varepsilon_T); \quad (17)$$

$$\mu_p = \mu \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_T} \right)^{m-1} = \mu \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}} \text{ при } \sigma_i > \sigma_T (\varepsilon_i > \varepsilon_T).^2$$

Для того, чтобы рассчитать μ_p по этой формуле нам необходимо знать μ – упругий модуль сдвига).

В “ВРД 39-1.10-004-99” отсутствует информация о том, как можно рассчитать μ . Но здесь мы можем применить закон Гука, из которого можно вывести формулу нахождения упругого модуля сдвига на основании модуля упругости и коэффициента Пуассона:

$$\mu = E/[2(1 + m)] \quad (18)$$

Модуль Юнга E и коэффициент Пуассона m – справочные величины для материалов.

Для стали: $E = 2,16 \text{ е}11$; $m = 0,28$.

7.2. Расчет модуля объемного расширения

Информация о расчете k в “ВРД 39-1.10-004-99” также отсутствует. Сам термин “Модуль объемного расширения” в литературе встречается очень редко, но исходя из логического смысла использования этого термина, можно предположить, что под значением k имеется в виду физическая величина, обычно называемая *объемным модулем упругости*. Эту величину также можно вывести из закона Гука:

$$k = E/[3(1 - 2m)]. \quad (19)$$

² На самом деле в тексте ВРД 39-1.10-004-99: “при $\sigma_i \geq \sigma_T (\varepsilon_i \geq \varepsilon_T)$ ”. Очевидно, что это опечатка, иначе условие $\sigma_i = \sigma_T$ выполнялось бы и в первом и во втором случае.

7.3. Доказательство

Докажем, что μ и k определены и рассчитаны правильно. Предположим, что имеет место частный случай упругого деформирования без учета пластических деформаций. Подставим в формулу расчета (16) значения k и μ и проведем математические преобразования с учетом $\sigma_{re} = 0$.

$$\begin{aligned} \varepsilon_0 &= \sigma_0 \left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p} \right) + (\sigma_z + \sigma_r) \left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p} \right) = \\ &= \sigma_0 \left(\frac{3(1-2m)}{9E} + \frac{2(1+m)}{3E} \right) + \sigma_z \left(\frac{3(1-2m)}{9E} - \frac{2(1+m)}{6E} \right) = \\ &= \sigma_0 \left(\frac{1-2m}{3E} + \frac{2+2m}{3E} \right) + \sigma_z \left(\frac{1-2m}{3E} - \frac{1+m}{3E} \right) = \\ &= \sigma_0 \frac{1-2m+2+2m}{3E} + \sigma_z \frac{1-2m-1-m}{3E} = \\ &= \sigma_0 \frac{3}{3E} + \sigma_z \frac{-3m}{3E} = \sigma_0 \frac{1}{E} - \sigma_z \frac{m}{E} = \frac{\sigma_0 - \sigma_z m}{E}. \end{aligned}$$

Такие же преобразования можно произвести для компонентов $\varepsilon_z, \varepsilon_r$. Полученное в результате выражение соответствует *обобщенному закону Гука*, устанавливающего пропорциональную зависимость между напряжением и соответствующей линейной деформацией при одноосном напряженном состоянии:

$$\varepsilon_x(\sigma_x) = \varepsilon_x E,$$

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \mu(\sigma_y + \sigma_z)].$$

Следовательно, μ и k найдены правильно.

8. РАСЧЕТ ДЕФОРМАЦИИ

8.1. Расчет компонентов деформаций

Подставляя в формулу (16) полученные μ_p и k , рассчитываем компоненты деформаций $\varepsilon_0, \varepsilon_z, \varepsilon_r$.

8.2. Расчет интенсивности деформаций

Рассчитываем интенсивность деформаций по формуле [5, формула 4.1]:

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{((\varepsilon_0 - \varepsilon_z)^2 + (\varepsilon_z - \varepsilon_r)^2 + (\varepsilon_r - \varepsilon_0)^2)}. \quad (20)$$

8.3. Расчет объемной деформации

Находим объемную деформацию в соответствии с формулой [5, формула 4.5]:

$$\varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_0 + \varepsilon_z + \varepsilon_r}{3}. \quad (21)$$

8.4. Расчет наибольшей деформации удлинения

Находим наибольшую деформацию удлинения в соответствии с выражением [5, формула 4.6]:

$$\varepsilon_1 = \max(\varepsilon_\theta, \varepsilon_z, \varepsilon_r). \tag{22}$$

8.5. Расчет угла подобия девиатора деформаций φ_ε [5, формула 4.7]:

$$\varphi_\varepsilon = \arccos\left(\frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}{\varepsilon_i}\right). \tag{23}$$

9. РАСЧЕТ РАЗМЕРОВ ТРУБЫ И ДЕФЕКТА С УЧЕТОМ ДЕФОРМАЦИИ

Расчет размеров трубы с учетом деформации необходим для перерасчета компонентов деформации.

9.1. Расчет длины дефекта с учетом деформации

В соответствии с формулой [5, формула 4.10 в] длина дефекта зависит от величины Z – компоненты максимальной деформации.

$$L_* = L \exp(\varepsilon_z). \tag{24}$$

9.2. Расчет глубины дефекта с учетом деформации

В соответствии с [5, формула 4.10 в], толщина стенки трубы зависит от величины Z – компоненты номинальной деформации.

$$\delta_* = \delta \exp(\varepsilon_{r\text{HNO}}). \tag{25}$$

В соответствии с п. 7.3 значение $\varepsilon_{r\text{HNO}}$ может быть рассчитано с использованием E и m .

$$\delta_* = \delta \exp\left(-\frac{\sigma_{\text{HNO}} m + \sigma_{z\text{HNO}} m}{E}\right). \tag{26}$$

9.3. Расчет диаметра трубы с учетом деформации

В соответствии с [5, формула 4.10 в] получаем, что диаметр трубы, сформировавшийся в результате напряженно-деформированного состояния, зависит как от номинальной $\varepsilon_{r\text{HNO}}$, так и от максимальной величины деформации ε_r :

$$D_* = D \exp(\varepsilon_{\text{HNO}}) + \frac{W}{\pi} \exp(\varepsilon_\theta - \varepsilon_{\text{HNO}}). \tag{27}$$

10. ВОЗВРАЩАЯСЬ К МЕТОДУ ИТЕРАЦИЙ

В соответствии с методом итераций, после проведенного расчета размеров с учетом деформации, необходимо вернуться к определению упругопластических компонентов деформации, подставив в формулу (13) уточненные размеры. Необходимо выполнить п. 6-п. 9 настоящего алгоритма (т.е. произвести итерации) столько раз, сколько будет нужно, чтобы добиться заданной погрешности нахождения решения.

Погрешность можно определить как:

$$P(i) - P(i - 1) \leq \Delta,$$

где: $P(i)$ – давление, рассчитанное в текущей итерации;

$P(i - 1)$ – давление, рассчитанное на предыдущей итерации;

Δ – заданная погрешность вычисления.

При выполнении данного условия (т.е. нахождение искомого давления с заданной погрешностью), итерации должны быть прекращены. Решение считается найденным.

В нашем случае имеет смысл принять $\Delta = 0,1$ Мпа. Дальнейшее уменьшение значения Δ нецелесообразно, так как оно не повысит точность расчетов, но приведет к значительному замедлению скорости вычислений.

Практическим путем установлено, что расчет в две-три итерации оказывается достаточным, дальнейшее увеличение числа итераций не дает эффекта, так как введенное в начале расчета (п. 2) допущение об использовании оригинальных размеров вместо деформационных в формуле [5, формула 4.12 б] влияет на все результаты расчетов. Однако данная погрешность является допустимой (составляет менее 1 %) [5, Приложение 3].

11. РАСЧЕТ УСЛОВИЙ ПРЕДЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ

Расчет условий предельного состояния необходим для определения номинального давления в соответствии с п. 3.1.

11.1. Расчет предельной деформационной способности

В соответствии с [5, п. 5.1.1] разрушение происходит при достижении предельной деформационной способности и выполнении условия:

$$\frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0f}} + \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{if}} = 1. \quad (28)$$

11.2. Расчет истощения несущей способности

В соответствии с [5, п. 5.1.2] разрушение также возможно при истощении деформационной способности и выполнении условия:

$$\frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0u}} + \frac{\varepsilon_i \cos \varphi_{\varepsilon}}{\varepsilon_{iu}} = 1, \quad (29)$$

где: $\varepsilon_{0u} = 0,5$; $\varepsilon_{iu} = m$.

12. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАПАСА И РЕКОМЕНДУЕМОГО ДАВЛЕНИЯ

После того, как в соответствии с [5, пп. 5.1, 10] нашли максимально возможное давление p , необходимо рассчитать коэффициенты запаса.

12.1. Расчет полного проектного коэффициента запаса

Полным проектным коэффициентом запаса называется отношение полного проектного давления к рабочему (номинальному) давлению [5, формула 7.2.4]:

$$[n]_{\text{полный}} = p_B / p_{\text{раб(норм)}}. \quad (30)$$

12.2. Расчет допускаемого коэффициента запаса

В качестве допускаемого коэффициента запаса выберем значение отношения наибольшего допустимого давления при испытаниях трубопровода к рабочему (номинальному) давлению:

$$[n] = p_{02} / p_{\text{раб(норм)}}, \quad (31)$$

где: $[n]$ – допускаемый коэффициент запаса;
 $p_{\text{раб(норм)}}$ – номинальное рабочее давление участка трубопровода.

12.3. Расчетный коэффициент запаса

Расчетный коэффициент запаса равен отношению расчетного давления к номинальному рабочему давлению:

$$n = p / p_{\text{раб(норм)}}. \quad (32)$$

В случае выполнения условия

$$n \leq [n], \quad (33)$$

условный ресурс считается равным 0. ($УР=0$).

12.4. Расчет рекомендуемого рабочего давления

Рекомендуемое рабочее давление в % от проектного считается как отношение расчетного коэффициента запаса к полному проектному коэффициенту запаса

$$p_{\text{рек.}} = (n/[n]_{\text{полный}}) * 100\%. \quad (34)$$

13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ДЕФЕКТА И РАСЧЕТ УСЛОВНОГО РЕСУРСА

13.1. Критерии степени опасности

Дефекты разделяются по степени опасности по следующим критериям [5, пп. 7.2.6-7.2.7]:

1. **Закритическими** считаются дефекты, условный ресурс которых $УР = 0$.
2. **Критическими** считаются дефекты, при $0 < УР \leq 1$.
3. **Докритическими** считаются дефекты при $1 < УР \leq 5$.
4. **Незначительными** считаются дефекты при $УР > 5$.

13.2. Закритические дефекты

В случае если $n \leq [n]$ – дефект считается **закритическим** и имеющим условный ресурс 0 лет.

13.3. Расчет условного ресурса для остальных дефектов

В случае если $n > [n]$ производится расчет с учетом возможного развития дефекта. Принимается, что размеры дефекта изменяются во времени [5, п. 7.2.5]:

$$\begin{aligned} L(t) &= L + 2vt, \\ W(t) &= W + 2vt, \\ H(t) &= H + vt, \end{aligned} \quad (35)$$

где v – скорость распространения коррозии (считается равной 1 мм в год, если нет других данных);
 t – время в годах. Задается в диапазоне $[0,1 \dots 10]$.

Расчет условного ресурса производится итерационно. На каждом шаге итерации значение t наращивается на $\Delta t = 0,1$, производится перерасчет размеров дефекта и расчет коэффициента запаса с учетом новых рассчитанных размеров дефекта, t наращивается до тех пор, пока не выполнится условие (33). Таким образом:

$$UR = t(UR = 0) - \Delta t. \quad (36)$$

После определения условного ресурса производится классификация дефекта по степени опасности в соответствии с п. 13.1.

Приведенный алгоритм расчёта условного ресурса был использован в программном продукте, реализованном в среде разработки “Delphi” (свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2014662288 от 27.11.2014, рис. 3). Данный программный продукт может применяться для инженерных расчетов степени опасности коррозионных и механических дефектов, если использовать в качестве исходных параметров результаты внутритрубной диагностики участка трубопровода или результаты измерений после проведения шурфовочных работ. Промежуточные результаты расчёта программы могут быть также применены для оценки упругопластических напряжений и деформаций участка трубы, содержащего дефекты.

Дальнейшим актуальным направлением исследований остаётся разработка формализованных критериев и непосредственно алгоритма комплексной оценки напряжённо-деформированного состояния труб для определения потенциально опасных участков на основе совместного анализа характеристики дефектов труб и пространственного положения газопровода.

Список литературы

1. *Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов.* ОАО “Газпром”, М., 2008.
2. *СТО 2-2.3-173-2007.* Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подвержен-



▲ Рис. 3. Свидетельство о регистрации программного продукта

- ных коррозионному растрескиванию под напряжением. ОАО “Газпром”, М., 2007.
3. *ASME B31G-2012.* Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to B31 Code for Pressure Piping. STANDARD by ASME International, 10/24/2012.
4. *DET NORSKE VERITAS.* Recommended practice DNV-RP-F101, Corroded pipelines. Reprint with corrections 2001.
5. *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. Введен 2000.03.05. М.: ИРЦ Газпром, 2000, 44 с.

Николаев Павел Владимирович – руководитель проектов автоматизации энергетики и ТЭК ООО “ГОЛИАФ”.