

Оценка ресурса прочности искривленных подземных магистральных трубопроводов

В.А. Котляревский, главный научный сотрудник, д-р техн. наук, профессор

Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана

e-mail: kotlyarevsky22@mail.ru

Ключевые слова:

трубопровод,
высотные отметки,
углы смежности,
кривизна,
напряжения изгиба,
предел текучести,
сплайн-аппроксимация,
ресурс трубопроводов.

Рассмотрены методы оценки ресурса и прочности искривленных подземных магистральных трубопроводов, находящихся под давлением и подвергающихся температурным перепадам.

1. Введение

Оценка прочности заглубленных магистральных трубопроводов (МТ) обычно осуществляется расчетом, в основном посредством компьютерного моделирования. В [1–3] рассмотрены алгоритмы и программные средства анализа напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводов в различных геологических и температурных условиях, в частности, при подземном проложении в сейсмически активных регионах. Применен двумерный прочностной расчет трубы в плоскости xu , нормальной к ее оси z по схеме «плоской деформации», определено осевое напряжение в конкретном сечении z_p , в том числе — от начальной кривизны оси $K(z_p)$ и переменных искривлений при воздействии сейсмической волны.

Алгоритмы прочностных задач основаны на классических методах механики сплошной среды, теорий упругости, пластичности и строительной механики, реализующих как статические, так и эволюционные (динамические) задачи. Объективность НДС обеспечивается адекватностью математических моделей сред и материалов, достоверностью начальных и граничных условий по конкретной геометрической и физической информации для вмещающей грунтовой среды, труб и транспортируемого продукта, а также

по температурным и кинематическим (сейсмическим) воздействиям.

Большинство перечисленных факторов можно установить достаточно достоверно, кроме искривлений осевой линии МТ и сейсмической информации. Алгоритм обработки данных прошлых землетрясений и генерирования синтетических акселерограмм, нормированных на заданную сейсмичность, для оценки степени риска повреждений объектов методами статистического моделирования в условиях хронического дефицита сейсмической информации предложен в [4–7].

Влияние искривлений на прочность МТ исследованы мало, хотя проблема регистрации положения трубопровода с оценкой НДС очень важна в связи с тем, что опасные напряжения изгиба с пластическими деформациями возможны при небольших искривлениях оси трубопровода, особенно нагруженного в условиях эксплуатации. В предположении о начальной прямолинейности всех участков осевой линии МТ, со временем при изменении внешних условий и различных воздействиях неизбежно некоторое искривление осевой линии, что сложно рассчитать. По-видимому, наиболее точно установить кривизну можно на основе регистрации планово-высотных отметок вдоль оси подземного МТ¹.

¹ Координаты точек осевой линии подземных МТ с учетом глубины заложения устанавливают посредством спутниковой навигационной системы глобального позиционирования GPS (Global Positioning System) с двухчастотными приемниками, обеспечивающими высокую точность измерений.

При мониторинге заглубленных магистральных трубопроводов с контролем НДС на основе планово-высотной информации в дискретном виде $y(z)$ необходимо обработать соответствующие числовые массивы для определения кривизны МТ вдоль трассы. Процедура обработки регистрируемых координат в [8] представлена набором эмпирических формул для оценки фактического положения МТ без указания оценки НДС. При обработке данных рассчитывали только упругие кривизну и напряжение МТ, свободных от нагрузок и температурных воздействий [9].

Рассмотрим алгоритм обработки фиксируемых рядов планово-высотных отметок МТ, определения НДС от начальных искривлений трубопроводов с поворотами и в условиях эксплуатации — при различных воздействиях, под внутренним гидростатическим давлением транспортируемого продукта и при температурных перепадах — с учетом возможных пластических деформаций в трубах. Программная реализация алгоритма предполагает автоматический перебор возможных вариантов появления и развития пластичности в сжато-изогнутых трубах с определением экстремумов упруго-пластических деформаций. Значения упругого ресурса прочности определяются по относительным размерам упругого ядра поперечного сечения труб.

2. Оценка начальной кривизны с коррекцией проектных поворотов МТ на расчетную осевую линию

В начальных условиях прочность МТ в сечениях z_i вдоль трассы можно оценить по исходной кривизне $K_i(z_i)$ переходом к деформациям с определением максимумов упругих напряжений изгиба, а за пределом текучести — остаточного упругого ресурса, независимо от небольших напряжений МТ в плоскости, ортогональной осевой линии, например от литостатических давлений. При эксплуатации состояние МТ по некоторому условию прочности оценивается с учетом всех компонент тензоров напряжений и деформаций с учетом изменения (при сейсмическом влиянии) искривлений и ряда факторов (температурных перепадов, гидростатического давления транспортируемого продукта и др.). При поворотах линейных частей МТ в местах изгиба осевой линии (со встроенными изогнутыми элементами или угловыми патрубками) соответствующий угол поворота, не влияющий на локальную деформационную кривизну, определяют, продолжая осевые линии до их пересечения.

Рассматривается функция $y(z)$ в системе координат x, z с горизонтальной осью z , параллельной уровню моря. При уклонах и наличии поворотов на расчетной дистанции необходимо корректировать функцию $y(z)$, приводя ординаты к единой осевой линии МТ. При повороте проектной осевой линии на угол α от участ-

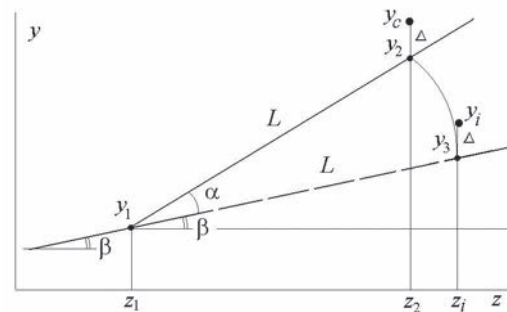


Рис. 1. Корректировка массива отметок при поворотах осевой линии трубопровода

ка с наклоном β фиксируются отметки с координатами, которые в применяемой стандартной процедуре обработки следует преобразовать проектированием на продолжение до поворотной оси. Рассмотрим процедуру преобразований для одной i -й точки, зафиксированной с координатами $y_c(z_2)$ на дистанции L от точки поворота $y_1(z_1)$ (рис. 1), которую следует повторять в цикле по всем отметкам на дистанции L от поворота.

Для определения координат скорректированной отметки $y_i(z_i)$ отсечем на продолжении исходной осевой линии дистанцию L . Абсцисса искомой точки равна $z_i = z_1 + L \cos \beta$. Расстояние Δ от точки замера до проектной линии $\Delta = y_c - y_2$, при $y_2 = y_1 + L \sin(\alpha + \beta)$. Искомое значение отметки $y_i = y_3 + \Delta$, где $y_3 = y_1 + L \sin \beta$, и после подстановок получаем

$$y_i = y_c - L [\sin(\alpha + \beta) - \sin \beta].$$

При горизонтальной осевой линии до поворота ($\beta = 0$) имеем простые формулы для координат

$$z_i = z_1 + L, \quad y_i = y_c - L \sin \alpha.$$

Поскольку кривизна бруса представляет вторую производную по координате, функцию $y(z)$ надлежит подвергнуть двойному дифференцированию с применением численных методов. Принимается, что возможные искривления первоначально линейной осевой линии МТ возникают вследствие нагружения трубопровода и взаимодействия с неровностями рельефа вдоль осевой линии, а соответствующие изгибные деформации и нормальные напряжения трубопровода в плоскости x, z , ортогональной оси с локальным искривлением, не зависят от поля воздействий в плоскости x, y .

Изгибные напряжения можно оценить, рассчитав кривизну по углам смежности, вычисляемым по малому числу табличных данных, снятых вдоль оси МТ. По определению, кривизна K плоской кривой в точке A задается формулой $K = \lim_{B \rightarrow A} (\phi / \psi_{AB})$, где ϕ — угол смежности, равный разности углов между

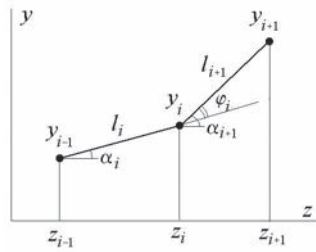


Рис. 2. Схема для расчета центрированной кривизны ломаной

осью z и касательными в точках A и B , ψ_{AB} — длина дуги между указанными соседними точками.

Функция $y(z)$ вводится в параметрическом виде масшивом $y(n)$ с аргументами $z(n)$. Расчетные формулы для «кривизны ломаной» K_i в зоне узла i следующие (рис. 2).

Наклоны отрезков ломаной

$$\alpha_i = \arctg\left[\frac{(y_i - y_{i-1})}{(z_i - z_{i-1})}\right] \approx \frac{(y_i - y_{i-1})}{(z_i - z_{i-1})},$$

и средний (центрированный) наклон в точке с абсциссой z_i равен $\alpha_{i,cp} = \frac{1}{2}(\alpha_i + \alpha_{i+1})$.

Угол смежности $\phi_i = \alpha_{i+1} - \alpha_i$, в точке z_i кривизна $K_i = \phi_i/A$, $A = \frac{1}{2}(l_i + l_{i+1})$.

Данная процедура расчета K_i эквивалентна разностному оператору, центрированному на индекс i , для второй производной с шагом h второго порядка точности

$$K_i \equiv d^2 y_i / dz^2 = (y_{i+1} - 2y_i + y_{i-1}) / h^2, \quad (1)$$

и первой производной — оператору

$$d y_i / dz = (y_{i+1} - y_{i-1}) / (2h). \quad (2)$$

Поскольку для трубы с внешним диаметром D отношение моментов инерции и сопротивления $J/W = D/2$, изгибные фибровые деформации ϵ_k и напряжения σ_k от искривлений не зависят от толщины стенки трубы и в пределах упругих деформаций определяются по формулам

$$\epsilon_k = \pm JK / W = \pm \frac{1}{2} K D; \quad \sigma_k = \pm \frac{1}{2} E K D. \quad (3)$$

В табл. 1 приведены значения фибровых напряжений σ в стальных трубах с модулем упругости $E = 2,06 \times 10^5$ МПа (по ГОСТ Р 52079-2003 [10]) в зависимости от кривизны. Данные таблицы оказывают, что с ростом диаметра труб возрастает опасность искривлений. Не зависящие от толщины стенки трубы напряжения в пределах $0 < \sigma \leq \sigma_T$ определялись по формуле (3). Для стали класса прочности K56 предел

Таблица 1

Напряжение σ (МПа) в трубах с внешним диаметром D в зависимости от кривизны K

$10^4 K, 1/м$	$D, мм$						
	426	530	720	820	1020	120	1420
0,5	2,19	2,73	3,71	4,22	5,25	6,28	7,31
1	4,39	5,46	7,42	8,45	10,51	12,6	14,6
5	21,9	27,3	37,1	42,2	52,5	62,8	73,1
10	43,9	54,6	74,2	84,5	105,1	125,7	146,3
20	87,8	109,2	148,3	168,9	210,1	251,3	292,5
30	131,6	163,8	222,5	253,4	315,2	377,0	438,8
40	175,5	218,4	296,6	337,8	420,2	σ_T	
50	219,4	272,9	370,8	422,3	σ_T		
60	263,3	327,5	445,0	σ_T			
80	351,0	436,7	σ_T				
100	438,8	σ_T					

текучности $\sigma_T = 410$ МПа, для стали класса прочности K60 — $\sigma_T = 440$ МПа.

В табл. 2 и на рис. 3а приведены данные и показаны результаты измерений ряда высотных отметок $y(z)$ на дистанции 625 м с шагом $h = 25$ м, отнесенных к реперной точке — началу координат ($y(0) = 0$), и пример обработки ряда с центрированием на индекс i по приведенным формулам.

Пример 1. Рассчитаем экстремум изгибных напряжений искривлений для труб диаметром $D = 1,22$ м. В опасном сечении $z_{23} = 575$ м $K_{23} = 9,12 \times 10^{-4}$ 1/м, радиус кривизны $\rho_{23} = 1/K_{23} = 1,096$ км, напряжение по формуле (3) $\sigma_{max} = \pm 114,6$ МПа. Максимальный наклон при $z_{24} = 600$ м равен $\alpha_{cp, 24} = 1,78 \times 10^{-2}$ рад.

Практическая значимость представленных соотношений состоит в том, что опасность повреждений трубопровода можно оценить оперативно при визуализации кривой $y(z)$ по трем соседним точкам измерений, выбранным на глаз по местам сильных градиентов.

Таблица 2

Ряд высотных отметок $y(z)$, наклоны $\alpha_{cp} = y'(z)$ и кривизна $K(z)$ трубопровода

i	$z, м$	$y, м$	$10^2 \alpha_{cp}$	$10^4 K, 1/м$	i	$z, м$	$y, м$	$10^2 \alpha_{cp}$	$10^4 K, 1/м$
0	0	0			13	325	-0,54	-0,92	0,32
1	25	0,33	1,38	0,48	14	350	-0,76	-0,88	0,00
2	50	0,69	1,08	-2,88	15	375	-0,98	-0,94	-0,48
3	75	0,87	0,6122	-0,80	16	400	-1,23	0,12	8,96
4	100	1,0	0,54	0,16	17	425	-0,92	1,18	-0,48
5	125	1,14	0,48	-0,64	18	450	-0,64	1,18	0,48
6	150	1,24	0,26	-1,12	19	475	-0,33	0,64	-4,80
7	175	1,27	-0,58	-5,60	20	500	-0,32	-0,34	-3,04
8	200	0,95	-1,50	-1,76	21	525	-0,50	-0,78	-0,48
9	225	0,52	-1,64	0,64	22	550	-0,71	-0,78	0,48
10	250	0,13	-1,24	2,56	23	575	-0,89	0,42	9,12
11	275	-0,10	-0,86	0,48	24	600	-0,50	1,78	1,76
12	300	-0,30	-0,88	-0,64	25	625	0	0,44	

¹ В изложенной в [8] методике, в терминах ее авторов, для определения «радиуса прогиба ρ » трубы по трем соседним точкам использованы эмпирические соотношения с различными ограничениями, дающие результаты, соответствующие дифференциальному оператору (1).

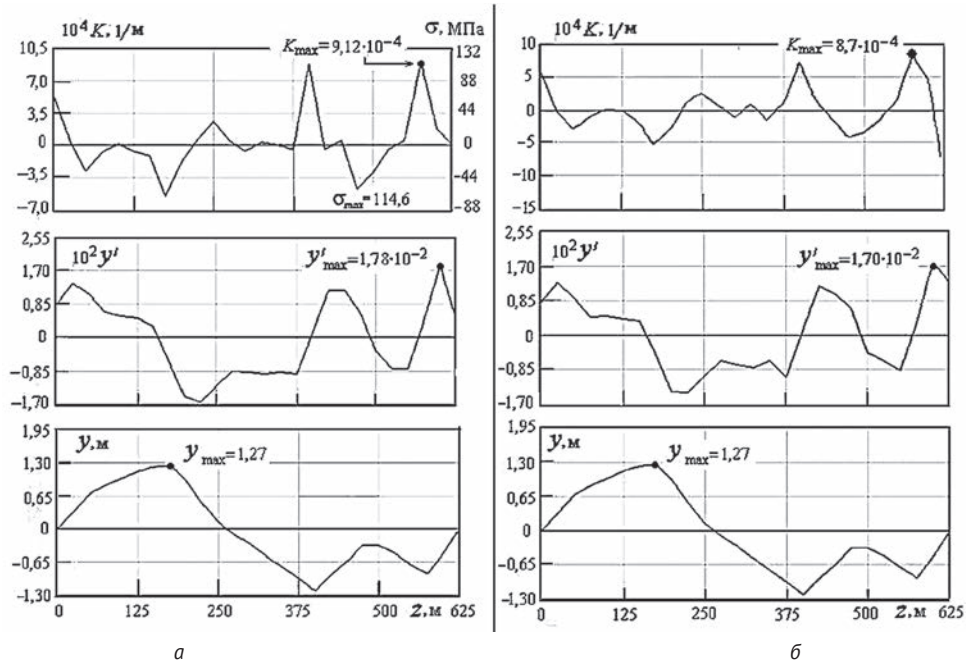


Рис. 3.

а) Данные и обработка массива плано-высотных отметок трубопровода по формулам (1) и (2); б) Обработка массива высотных отметок на основе сплайн-аппроксимации дифференцированием интерполяционного многочлена с шагом $h = 1$ м

Пример 2. Значительные градиенты плано-высотных отметок заметны на дистанции 400 и 575 м. Например, на дистанции $z_i = 400$ м отметка $y_i(z_i) = -1,23$ м; в соседних точках: $z_{i-1} = 375$ м, $y_{i-1} = -0,98$ м; $z_{i+1} = 425$ м, $y_{i+1} = -0,92$ м. Кривизна по формуле (1)

$$K_{16} = (-0,92 - 2(-1,23) - 0,98) / 25^2 = 8,96 \times 10^{-4} \text{ 1/м.}$$

Приведенные формулы дают хорошее значение второй производной для достаточно гладких функций $y(z)$. Для рядов с небольшим числом элементов и большими градиентами целесообразно устанавливать кривизну более точным методом, рассмотренным ниже.

3. Упругопластичность трубопроводов

До предела текучести ($\sigma \leq \sigma_T$) изгибные напряжения в трубопроводе пропорциональны деформациям $\sigma = \varepsilon E$. Переход в упругопластическую стадию происходит, когда «фибровое» напряжение (в крайних волокнах сечения) достигает предела текучести σ_T при

значении кривизны $K_T = 2\sigma_T / (ED)$. При более высоких значениях кривизны в сечении развиваются пластические деформации, распространяющиеся к нейтральной оси. Далее предполагается применимость для стали упругопластической зависимости $\sigma(\varepsilon)$ по диаграмме Прандтля с постоянным напряжением на площадке текучести. При этом в сечении трубы напряжение в пределах пластической зоны ($x > x_p$) будет равно σ_T . Возможные варианты работы сечений показаны на рис. 4.

Рассмотрим вариант а) состояния трубы при искривлении. В упругой стадии деформации и напряжения в опасном сечении распределены линейно, а при появлении пластических деформаций линейность сохраняется только для «ядра» упругой зоны при максимуме деформации $\varepsilon_{\max} = \varepsilon_k > \varepsilon_T = \sigma_T / E$ и размере ядра $x_z = 2x_p = D\varepsilon_T / \varepsilon_k$ (рис. 5).

Введем для упругого ядра предельно допустимую величину $x_p = x_* > 0$ с упругим ресурсом сечения

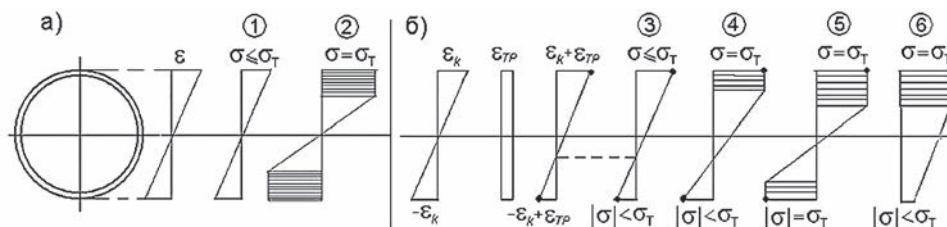


Рис. 4. Варианты состояния сечения в упругой стадии и с пластическими деформациями: а) при искривлении; б) при искривлении совместно с осевой деформацией

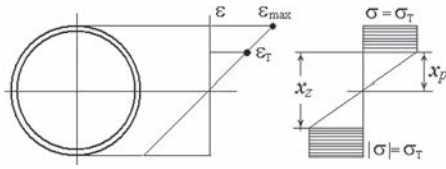


Рис. 5. Напряженно-деформированное сечение изогнутой трубы. За пределом текучести размер упругого ядра x_z

$\xi = 2x_z/D$, означающим упругую долю сечения по высоте. Соответствующее предельное значение кривизны

$$K_* = \sigma_T / (E x_z) = 2\sigma_T / (ED\xi)$$

при максимуме фибровой пластической деформации, независимо от диаметра,

$$\varepsilon_{\max} = \pm \frac{1}{2} DK_* = \pm \sigma_T / (E\xi).$$

При $\varepsilon_{\max} > \varepsilon_\delta$, т.е. при превышении предельного значения пластической деформации ε_δ , возможно разрушение трубы. Для стали классов K56 и K60 $\varepsilon_\delta = 0,2$ (20% [10]).

В табл. 3 приведены предельные значения кривизны (без учета ΔT и P) и соответствующие величины фибровых деформаций для ряда вариантов упругого ресурса сечений МТ двух классов прочности.

Из приведенных данных видно, что при значительном искривлении трубопроводов с сохранением до 5% упругого ядра сечений фибровые пластические деформации не превышают 5%, т.е. значительно ниже предельных нормативных значений ($\varepsilon_{\max} \ll \varepsilon_\delta$).

3. Упругопластичность изогнутых труб под давлением при температурных перепадах

Для определения эквивалентных напряжений эксплуатируемых трубопроводов кроме данных о кривизне требуются данные о воздействии перепадов

температуры $\Delta T = T_2 - T_1$, где T_1 и T_2 — начальная и текущая температура, и гидростатического давления P транспортируемого продукта с учетом коэффициента защемления K_z , характеризующего степень «заделки» участка подземного трубопровода по концам. От давления P в стенке трубы толщиной δ возникают не суммирующиеся с осевыми деформациями растягивающие кольцевые удлинения, вызывающие осевые деформации ε_μ .

При $K_z > 0$ повышение температуры вызывает осевое сжатие $\varepsilon_\theta = -K_z K_T \Delta T$, а давление — осевое растяжение

$$\varepsilon_\mu = \frac{1}{2} \mu K_z P D / (\delta E),$$

где K_T — коэффициент температурного расширения, μ — коэффициент Пуассона. При совместном действии перечисленных факторов деформации суммируются.

Максимум деформаций равен $\varepsilon_{\max} = \pm \varepsilon_k + \varepsilon_\theta + \varepsilon_\mu$, при $\varepsilon_{\max} < \varepsilon_T = \sigma_T / E$ максимум упругих напряжений $\sigma_{\max} = E \varepsilon_{\max}$. При $\varepsilon_{\max} > \varepsilon_T$ в сечении возникают пластические деформации.

Рассмотрим наиболее опасный случай суммирования осевых деформаций, когда температурный перепад отрицательный, труба находится под внутренним давлением, осевые деформации растяжения в сумме составляют $\varepsilon_{PT} = \varepsilon_\theta + \varepsilon_\mu$, максимум деформации растянутой (верхней) фибры $\varepsilon_{\max} = \varepsilon_k + \varepsilon_{PT}$, а модуль деформации нижней фибры уменьшается $\varepsilon_{\min} = -\varepsilon_k + \varepsilon_{PT}$. Расчетный алгоритм для данного случая (рис. б) обобщает указанные выше варианты 1–4. При смещении нейтральной оси размеры растянутой зоны x_0 и растянутой части упругого ядра x_p , всего упругого ядра x_z и пластической зоны x_{PLS} при $|\varepsilon_{\min}| \leq \varepsilon_T$ определяются по формулам

$$x_0 = \frac{1}{2} D \varepsilon_{\max} / \varepsilon_k, \quad x_p = \frac{1}{2} D \varepsilon_T / \varepsilon_k \quad (x_0 \leq D),$$

Таблица 3

Кривизна K труб диаметром D с упругим ресурсом ξ сечений при максимумах фибровых пластических деформаций ε_{\max} .
При $\xi = 100\%$ фибровое напряжение $\sigma = \sigma_T$

Класс прочности	Упругий ресурс, %	ε_{\max} , %	D , мм						
			426	530	720	820	1029	1220	1420
			$10^2 K$, 1/м						
K56	100	0,199	0,934	0,751	0,553	0,485	0,390	0,326	0,280
	50	0,398	1,869	1,502	1,106	0,971	0,781	0,853	0,501
	30	0,663	3,115	2,504	1,843	1,618	1,301	1,088	0,934
	20	0,995	4,672	3,755	2,764	2,472	1,951	1,611	1,402
	10	1,99	9,344	7,511	5,529	4,854	3,903	3,263	2,803
	5	3,98	18,69	15,02	11,06	9,709	7,805	6,526	5,606
K60	100	0,214	1,003	0,806	0,593	0,521	0,418	0,350	0,301
	50	0,427	2,006	1,612	1,187	1,042	0,838	0,700	0,602
	30	0,712	3,343	2,607	1,978	1,737	1,396	1,167	1,003
	20	1,068	5,014	4,030	2,967	2,605	2,094	1,751	1,504
	10	2,14	10,028	8,060	5,933	5,210	4,188	3,502	3,008
	5	4,27	20,056	16,120	11,866	10,419	8,376	7,003	6,017

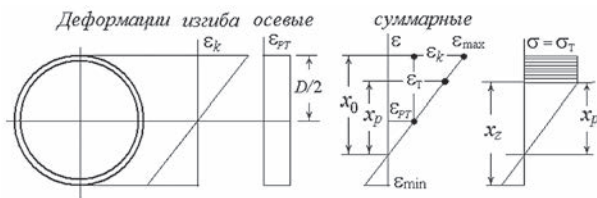


Рис. 6. Состояние сечения трубы под давлением в упругопластической стадии при искривлении и температурном перепаде

$$x_z = D - (x_0 - x_p) = D \left[1 - \frac{1}{2} (\epsilon_{\max} - \epsilon_T) / \epsilon_k \right] \quad (\epsilon_{\max} \leq 2\epsilon_k),$$

$$x_{PLS} = x_0 - x_p.$$

При $x_0 = D (\epsilon_{\max} = 2\epsilon_k)$ размер пластической зоны составит $x_{PLS} = D(1 - \frac{1}{2}\epsilon_T/\epsilon_k)$, т.е. при преобладающем действии охлаждения и $\epsilon_{\max} \leq 2\epsilon_k$ все сечение окажется растянутым (вариант б).

При преобладающем действии искривлений над осевым усилием возможно превышение предела текучести в обеих крайних фибрах, поскольку модуль деформации нижней фибры $|\epsilon_{\min}| > \epsilon_T$ (вариант 5). При этом размер упругого ядра $x_z = 2x_p = D\epsilon_T/\epsilon_k$ при размерах пластических зон: верхней $x_0 - x_p$ и нижней $D - (x_0 + x_p)$, т.е. в сумме $D - x_z$.

При положительном температурном перепаде с появлением осевого сжатия контроль осуществляется при суммировании осевых деформаций с фибровыми сжимающими деформациями, и алгоритм не меняется. Во всех случаях упругий ресурс оценивается как $\xi = x_z/D$.

4. Алгоритм программной реализации метода. Программа STAIRS

Для участка трубопровода

1. Ввод числового массива плано-высотных отметок.
2. Ввод координат мест поворотов и углов линейных участков трубопровода до (α) и после (β) их пересечения.
3. Коррекция поворотов проектированием на единую расчетную осевую линию.

4. Определение распределения кривизны МТ вдоль трассы с фиксацией опасных сечений (с экстремальными значениями кривизны).

Для каждого опасного сечения

5. Ввод данных: $D, \delta, E, \mu, \sigma_T, \Delta T, P$.
6. Расчет деформаций $\epsilon_T, \epsilon_k, \epsilon_\theta, \epsilon_\mu, \epsilon_{\max}, \epsilon_{\min}$. При $\Delta T \leq 0$ деформация ϵ_k относится к растянутой фибре, при $\Delta T > 0$ — к сжатой фибре.
7. При $\epsilon_{\max} = > \sigma_T/E, \epsilon_{\min} < \sigma_T/E$ — упругопластический расчет по варианту 4.
8. При $\epsilon_{\max} = > \sigma_T/E, \epsilon_{\min} > \sigma_T/E$ — упругопластический расчет по варианту 5.
9. Определение НДС, экстремума относительных деформаций и упругого ресурса сечения.

Пример 3. Анализ состояния трубопровода с искривлениями в сечении на участке с защемленными концами ($K_z = 1$) в диапазоне: кривизны $10^3 K = 1,64 - 5,0, \Delta T = 0, -40$ и $+40^\circ C, P = 0$ и $8,8$ МПа. Труба $D = 1,22$ м, $\delta = 20$ мм, сталь класса прочности К56; $\mu = 0,3; \epsilon_T = 0,2\%; \epsilon_\delta = 20\%; 10^5 K_T = 1,2$ град $^{-1}$.

При расчете получены значения осевых деформаций: при $\Delta T = \pm 40$ град $10^2 \epsilon_\theta = \pm 4,8 \%$; при $P = 8,8$ МПа $10^2 \epsilon_\mu = 3,91\%$. Из табл. 4, где приведены результаты расчета, видно, при каких условиях возникают и прогрессируют пластические деформации (по превышению значения $\epsilon_T = 0,2\%$). На прочность рассмотренных труб совместное действие внутреннего давления и температуры в указанных в таблице пределах не оказывает заметного влияния при деформациях искривлений, превышающих $0,3\%$ при упругом ресурсе менее 66% .

5. Определение кривизны МТ сплайн-аппроксимацией функций

Для обработки рядов с небольшим числом элементов применяется метод дифференцирования числовых массивов программой BALANS [5]. Исходный массив аппроксимируется кубическими сплайнами и генерируется интерполяционный многочлен с увеличенным числом членов (скажем, на порядок). Такой массив, сглаженный сплайнами, дает уточненные значения

Таблица 4

Упругопластические деформации σ трубопровода с искривлениями под внутренним давлением P при температурных перепадах ΔT и упругий ресурс ξ опасного сечения

P, МПа	ΔT , град	Параметр							
		$10^3 K, 1/м$	1,64	2,05	2,46	2,87	3,28	4,10	4,92
0, 8.8	0, ± 40	$\pm \epsilon_k, \%$	0,100	0,125	0,150	0,175	0,200	0,250	0,300
		$\xi, \%$	100	100	100	100	99,5	79,6	66,3
8.8	-40	$\epsilon_{\max}, \%$	0,187	0,212	0,237	0,262	0,287	0,337	0,387
		$ \epsilon_{\min} , \%$	0,013	0,038	0,063	0,088	0,113	0,163	0,213
		$\xi, \%$	100	94,8	87,3	82,0	78,0	72,4	66,3
	+40	$\epsilon_{\max}, \%$	0,091	0,116	0,141	0,166	0,191	0,241	0,291
		$ \epsilon_{\min} , \%$	0,109	0,134	0,159	0,184	0,209	0,259	0,309
		$\xi, \%$	100	100	100	100	97,5	79,6	66,3



Рис. 7. Блок-схема программы BALANS обработки рядов планово-высотных отметок сглаживанием кубическими сплайнами

производных и кривизны. Сплайн-аппроксимация осуществляется стандартной процедурой SPLINE, а интерполяция — процедурой SEVAL [11] (рис. 7).

На рис. 3б представлены результаты обработки программой BALANS исходного ряда дифференцированием на основе сплайн-аппроксимации. Полученные экстремумы параметров имеют несколько меньшие значения по сравнению с результатами на рис. 3а без обработки сплайнами.

6. Рекомендации по оперативной оценке прочности МТ

Для оперативной оценки прочности МТ по графику экспериментально снятых планово-высотных отметок на глаз устанавливают места сильных градиентов (перепадов высот) и по трем соседним точкам вычисляют значение кривизны K по формуле (1) (см. Пример 2). По значению K (см. табл. 1) определяют напряжение. Случай $\sigma > \sigma_T$ указывает на работу сечения трубы за пределом текучести, упругий резерв устанавливают по табл. 3.

Пример 4. Для МТ $D = 1220$ мм класса прочности К60 на графике отметок установлены два опасных сечения. По формуле (1) для этих сечений определены значения кривизны: $K_1 = 30 \times 10^{-4}$ 1/м и $K_2 = 75 \times 10^{-4}$ 1/м. По табл. 1 для первого сечения $\sigma_1 = 377$ МПа. Для второго сечения $\sigma_2 > \sigma_T$, т.е. часть сечения пластически

деформирована при сохранении упругости центральной зоны. По табл. 3 в колонке для $D = 1220$ мм по классу прочности К60 при $K_2 = 0,75 \times 10^{-2}$ 1/м интерполированием получаем значение упругого ресурса $\xi \sim 75\%$ при максимуме пластической деформации $\varepsilon_{\max} \sim 0,3\% \ll \varepsilon_0 = 20\%$.

Заключение

Представленные методы и алгоритмы обработки числовых рядов планово-высотных отметок деформации искривленных трубопроводов с проектными поворотами позволяют комплексно оценить ресурс прочности МТ в начальных и эксплуатационных условиях. Методика позволяет осуществлять оперативную оценку локальной прочности в опасных сечениях МТ — в зонах больших градиентов отметок по трем соседним точкам осевой линии.

Прочность в опасных сечениях от деформационного изгиба вдоль осевой линии МТ оценивается по экстремумам упругих напряжений, а при превышении предела текучести — по упругому резерву сечений. За пределом текучести дается оценка экстремума фибровой пластической деформации по сравнению с предельным нормативным удлинением металла.

При незначительном числе планово-высотных отметок с большими градиентами для уточнения расчетов НДС предложено применять метод обработки числовых рядов сглаживанием на основе сплайн-аппроксимации и дифференцирования интерполяционного массива с мелким шагом квантования. Вариантными расчетами с определением прочности магистральных трубопроводов (классов прочности К56 и К60) установлена возможность их эксплуатации при пластической деформации стенок труб с упругим ресурсом до 70–80%, поскольку при этом экстремальные значения фибровых пластических деформаций не превышают нормативных показателей удлинения металла.

Обозначения

- D — диаметр трубы, м
- E — модуль упругости материала, Па
- J — момент инерции сечения, м⁴
- h — шаг квантования планово-высотных отметок вдоль оси трубопровода, м
- W — момент сопротивления сечения, м³
- K — кривизна плоской кривой, 1/м
- K_T — кривизна трубы на пределе текучести фибры трубы, 1/м
- $K(z_i)$ — кривизна трубопровода в сечении z_i , 1/м
- K_c — предельно-допустимая кривизна трубы, 1/м
- K_T — коэффициент температурного расширения, 1/град

K_z — коэффициент заземления концов участка трубопровода	ε_k — фибровые деформации от изгиба искривленной трубы, %
P — гидростатическое давление транспортируемого продукта, Па	$\varepsilon_{\min/\max}$ — экстремумы фибровых деформаций сечения сжато-изогнутой трубы, %
x_0 — размер растянутой зоны сечения трубы, м	ε_{PT} — осевая деформация трубы, %
x_p — часть упругого ядра (упругой зоны) сечения трубы, м	ε_T — деформация на пределе текучести, %
x_{PLS} — размер пластической зоны сечения трубы, м	ε_θ — осевая деформация от температурного перепада, %
x_z — размер упругого ядра сечения трубы, м	ε_μ — осевая деформация от гидростатического давления, %
x_* — предельно-допустимый размер упругого ядра, м	ξ — упругий ресурс сечения, %
$y(z)$ — массив планово-высотных отметок, м	μ — коэффициент Пуассона
α — угол поворота проектной осевой линии трубопровода, рад	ρ — радиус кривизны, м
α_i — наклон отрезка ломаной, рад	σ_k — изгибные фибровые напряжения от искривлений трубы, Па
α_{cp} — средний (центрированный) наклон оси трубопровода, рад	σ_T — предел текучести материала, Па
β — начальный проектный наклон трубопровода, рад	φ — угол смежности, рад
δ — толщина стенки трубы, мм	(*)' — символ оператора дифференцирования
ΔT — температурный перепад, град	MT — магистральный трубопровод
ε — относительная деформация, %	НДС — напряженно-деформированное состояние сечения трубы
ε_δ — максимальное удлинение материала, %	

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров А.А., Котляревский В.А., Ларионов В.И., Лисин Ю.В. Модель динамического анализа прочности магистральных нефтепроводов на сейсмические воздействия // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». — 2011. — № 5. — С. 66–88. URL: <http://www.ogbus.ru>
2. Котляревский В.А., Александров А.А., Ларионов В.И. Анализ прочности заглубленных в грунт магистральных нефтепроводов в сложных условиях нагружения // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. — (Серия «Машиностроение»). — 2011. — № 4(85). — С. 24–33.
3. Котляревский В.А. Контроль ресурса прочности магистральных трубопроводов на трассах со сложными геологическими условиями // Электронный журнал «Наука и безопасность». — 2012. — № 3(3). — С. 127–152. URL: <http://www.art-atis.com>
4. Болотин В.В. Статистические методы в строительной механике. — М.: Стройиздат, 1965. — 279 с.
5. Котляревский В.А. Статистическое моделирование сейсмических воздействий на сооружения // Строительная механика и расчет сооружений. — 1988. — № 3. — С. 44–48.
6. Александров А.А., Котляревский В.А., Ларионов В.И. Оценка надежности магистральных трубопроводов на сейсмостойкость / Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. — (Сер. «Естественные науки»). — 2011. — № 4(43). — С. 54–62.
7. Котляревский В.А. Оценка риска аварий методами теории надежности // Энциклопедия безопасности. Строительство, промышленность, экология. — Т. 1 / Под ред. В.А. Котляревского. — М.: Наука, 2005. — С. 35–45.
8. ВРД 39-1.10-026-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. — М.: НТЦ «Ресурс газопроводов ООО «ВНИИГАЗ», 2001. — 106 с.
9. Александров А.А., Суцев С.П., Ларионов В.И., Валекжанин Д.Ю. Определение прочности подземных участков трубопроводов по результатам обследования планово-высотного положения // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. — (Серия «Машиностроение»). — 2011. — № 4(85). — С. 16–23.
10. ГОСТ Р 52079-2003. Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. ТУ. — М.: Госстандарт России, 2005.
11. Математическое обеспечение ЕС ЭВМ. Пакет научных подпрограмм. — Вып. 1. — Ч. 1 / Пер. с англ.; под ред. Т.И. Пыльцовой и Н.Д. Соколовой. — Минск, 1973. — 228 с.

Assessment of Durability Resource of Bent Underground Main Pipelines

V.A. Kotlyarevsky, Chief Research Associate, Doctor of Engineering, Professor, Bauman Moscow State Technical University (BMSTU)

Assessment methods of resource and durability of bent underground main pipelines being under pressure and exposed to temperature differences are considered.

Keywords: pipeline, ground elevation marks, angles of contingence, curvature, bend tensions, fluidity limit, spline-approximation, resource of pipelines.