

В.А. КОТЛЯРЕВСКИЙ

**Обработка геодезических данных с
оценкой ресурса прочности
подземных магистральных
трубопроводов в условиях
дефицита информации**

УДК 622.692.4

Московский государственный технический университет (МГТУ) имени Н.Э. Баумана.
Научно-образовательный центр исследования экстремальных ситуаций (НОЦ ИЭС),
г.Москва

Рассмотрены методы обработки данных и оценки прочности подземных трубопроводов с поворотами на стыках линейных участков под давлением, при температурных перепадах и сейсмических нагрузках, с искривлениями, фиксируемыми по малому числу планово-высотных отметок, при упруго-пластическом деформировании.

Введение

Оценка прочности заглубленных магистральных трубопроводов (МТ) обычно осуществляется расчетом, в основном посредством компьютерного моделирования. В [1, 2] рассмотрены алгоритмы и программные средства по анализу напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводов в различных геологических и температурных условиях, в частности, проложенных подземно в сейсмически активных регионах. Наиболее распространен двумерный прочностной расчет трубы в плоскости xu , нормальной ее оси z , по схеме «плоской деформации» с определением осевых напряжений в конкретном сечении z_i , в том числе – от начальной кривизны оси $K(z_i)$ и переменных искривлений от воздействий 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 устанавливаются достаточно достоверно или регламентировано нормативными требованиями, за исключением искривлений осевой линии МТ.

Далее для установления искривлений трубопроводов от различных воздействий представлен алгоритм обработки экспериментальных рядов планово-высотных отметок, фиксируемых по малому числу замеров. Кривизны труб определяются в целях оценки степени риска повреждений от изгиба как в начальных условиях (возведения), так и при эксплуатации – при температурных перепадах, под внутренним гидростатическим давлением транспортируемого продукта, а для трубопроводов, проложенных в сейсмически активных регионах, – под действием сейсмических нагрузок, с учетом возможного появления в трубах пластических деформаций. То есть по результатам обработки допустима оценка прочности МТ в комплексе компонент тензоров напряжений и деформаций на основе определенной теории прочности.

1. Оценка исходных кривизн с коррекцией проектных поворотов МТ проекцией на начальную осевую линию.

В предположении о проектной прямолинейности всех участков осевой линии МТ в начальных и меняющихся со временем условиях под различными воздействиями неизбежно некоторое искривление осевой линии, что весьма сложно предвидеть теоретическим анализом. По-видимому единственно надежным методом установить кривизну возможно на основе регистрации планово-высотных отметок вдоль оси подземного МТ (координаты точек осевой линии подземных МТ с учетом глубин заложения устанавливаются посредством спутниковой навигационной системы глобального позиционирования GPS (Global Positioning System) с двухчастотными приемниками, обеспечивающими высокую точность измерений).

При мониторинге заглубленных магистральных трубопроводов с контролем напряженно-деформированного состояния на основе планово-высотной информации в дискретном виде $y(z)$ необходима обработка соответствующих числовых массивов для определения

кривизн МТ вдоль трассы. Рассмотрим методы обработки такой информации для определения соответствующих статическим кривизнам изгибных деформаций и напряжений при малом числе замеров с большими интервалами по координате.

При поворотах линейных частей МТ в местах осевой линии с встроенными изогнутыми элементами или угловыми патрубками угол поворота, не влияющий на локальную деформационную кривизну, определяют продолжением осевых линий до их пересечения.

Рассматривается функция $y(z)$ – в системе координат x, y, z с горизонтальной осью z , параллельной уровню моря. При уклонах и наличии поворотов на расчетной дистанции необходимо корректировать функцию $y(z)$ приведением ординат к единой осевой линии МТ. При повороте проектной осевой линии на угол α от участка с наклоном β фиксируются отметки с координатами, которые в применении стандартной процедуры обработки следует преобразовать на продолжение доповоротной 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 $\Delta = y_c - y_2$, где $y_2 = y_1 + L \sin(\alpha + \beta)$. Искомое значение отметки $y_i = y_3 + \Delta$, где $y_3 = y_1 + L \sin \beta$. 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

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

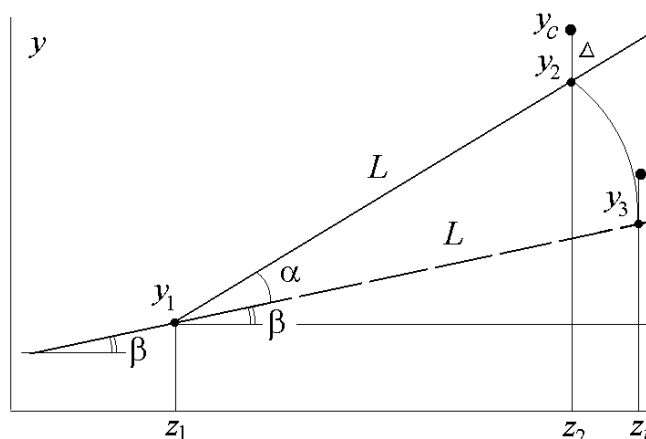


Рис. 1. Схема корректировки массива отметок при поворотах осевой линии МТ

В начальных условиях прочность в сечениях z_i вдоль трассы МТ можно оценить по исходным кривизнам $K_i(z_i)$ 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.

В условиях эксплуатации оценка состояния МТ по некоторому условию прочности осуществляется по тензорам напряжений и деформаций с учетом ряда факторов – температурных перепадов, гидростатического давления транспортируемого продукта, сейсмических воздействий.

Принимается, что возможные искривления первоначально линейной осевой линии МТ являются следствием взаимодействия с неровностями рельефа вдоль оси z , и соответствующие изгибные деформации и нормальные напряжения в сечениях трубопровода не зависят от локального поля воздействий в плоскости xu .

Оценку изгибных напряжений можно осуществить расчетом кривизны по углам смежности, вычисляемым по малому числу табличных данных, снятых вдоль оси МТ. По определению кривизна K плоской кривой в точке A дается формулой $K = \lim_{B \rightarrow A} (\varphi / \psi_{AB})$, где φ – угол смежности, равный разности углов между осью z и касательными в точках A и B , ψ_{AB} – длина дуги между указанными соседними точками.

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

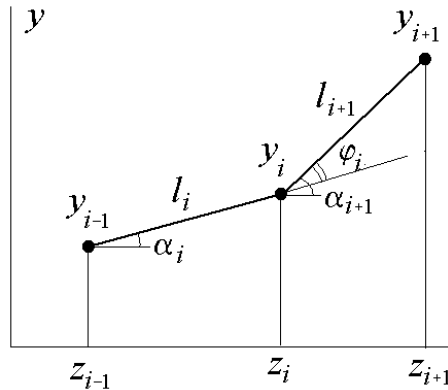


Рис. 2. Схема к расчету центрированной кривизны ломаной

Наклоны отрезков ломаной

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

средний (центрированный) наклон в точке с абсциссой z_i

$$\alpha_{i,cp} = (\alpha_i + \alpha_{i+1}) / 2.$$

Угол смежности $\varphi_i = \alpha_{i+1} - \alpha_i$, и кривизна в точке z_i

$$K_i = \varphi_i / A, \quad A = (l_i + l_{i+1}) / 2.$$

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 (в методике [3] в терминах ее авторов для «радиуса прогиба ρ » трубы по трем соседним точкам использованы эмпирические соотношения с различными ограничениями, дающие результаты, соответствующие дифференциальному оператору (1)).

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

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

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

В табл. 1 приведены значения фибровых напряжений σ в стальных трубах с модулем упругости $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа [4] в зависимости от кривизны, из которой видно повышение опасности искривлений с ростом диаметра труб. Не зависящие от толщины стенки трубы напряжения в пределах $0 < \sigma \leq \sigma_T$ определялись по формуле (3). Для стали класса прочности К56 предел текучести $\sigma_T = 410$ МПа, для стали класса прочности К60 $\sigma_T = 440$ МПа.

Таблица 1.

Напряжения 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	1220	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	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					

В табл. 2 и на рис. 3,а приведены данные и показана визуализация 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.

Таблица 2.

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

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	

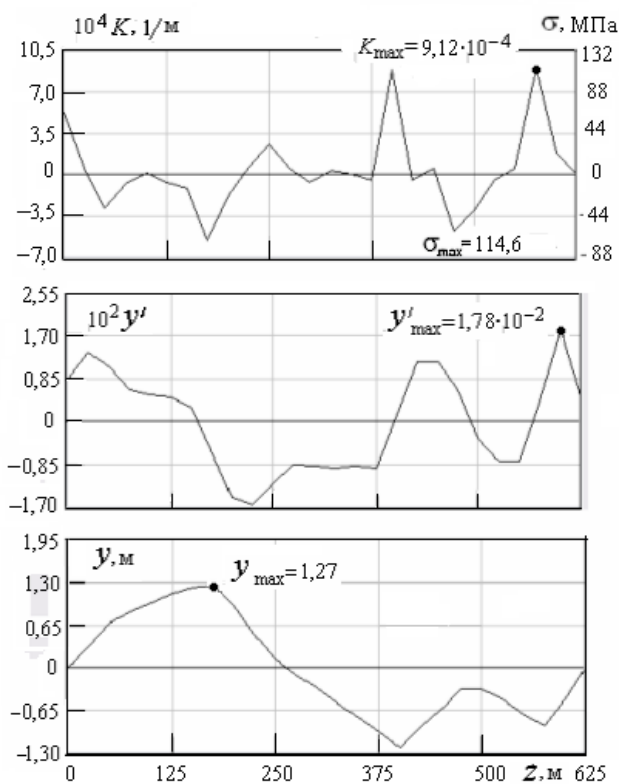


Рис. 3,а. Данные и обработка массива плано - высотных отметок по формулам п. 1

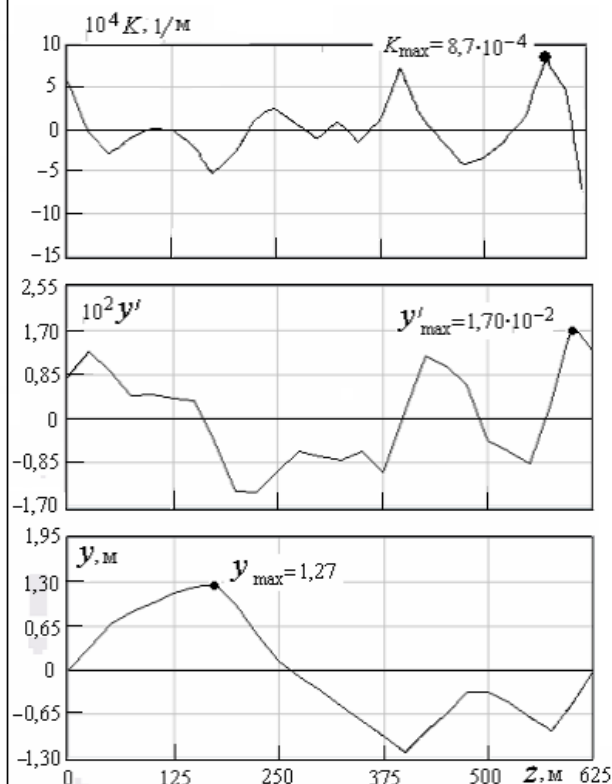


Рис. 3,б. Обработка массива высотных отметок на основе сплайн - аппроксимации дифференцированием интерполяционного многочлена с шагом $h = 1$ м

Практическая значимость представленных соотношений состоит в том, что оперативную оценку опасности повреждений трубопровода можно осуществить вручную при визуализации кривой $y(z)$ по трем соседним точкам измерений, выбранных на глаз по местам сильных градиентов (перепадов высот). По графику экспериментально снятых плано-высотных отметок на глаз устанавливают места сильных градиентов и по трем соседним точкам вычисляют значение кривизны K по формуле (1). По табл. 1 по значению K определяют напряжение. Случай $\sigma > \sigma_T$ указывает о работе сечения трубы за пределом текучести, и упругий ресурс устанавливают по табл. 3.

Пример 1. Значительные градиенты плано – высотных отметок заметны на дистанциях 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)

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

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.

2. Определение кривизны МТ на основе сплайн-аппроксимации функций.

Для обработки рядов с небольшим числом элементов применяется метод дифференцирования числовых массивов, аппроксимируемых кубическими сплайнами, с генерированием интерполяционного многочлена с увеличенным числом членов (скажем, на порядок) с применением стандартных процедур [5]. Такой массив, сглаженный сплайнами, дает уточненные значения производных и кривизн. Сплайн – аппроксимация осуществляется процедурой SPLINE, а интерполяция – процедурой SEVAL. Разработанная программа STAIRS осуществляет обработку рядов и определение упругого ресурса опасных сечений трубопровода в упругой стадии, а также за пределом текучести по соотношениям следующего раздела.

На рис. 3,б представлены результаты обработки исходного ряда дифференцированием на основе сплайн-аппроксимации, выполненной программой STAIRS. Полученные экстремумы параметров имеют несколько меньшие значения в сравнении с результатами на рис. 3,а без обработки сплайнами.

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) достигнет предела текучести при значении кривизны $K_T = 2\sigma_T / (ED)$. При больших значениях кривизны в сечении развиваются пластические деформации, распространяющиеся к нейтральной оси. Далее полагается применимость для стали упругопластической зависимости $\sigma(\varepsilon)$ по диаграмме Прандтля с постоян-

ным напряжением на площадке текучести. При этом в сечении трубы напряжения в пределах пластической зоны будут равны σ_T . В общем случае продольно-поперечного изгиба возможные варианты работы сечений показаны на рис. 4.

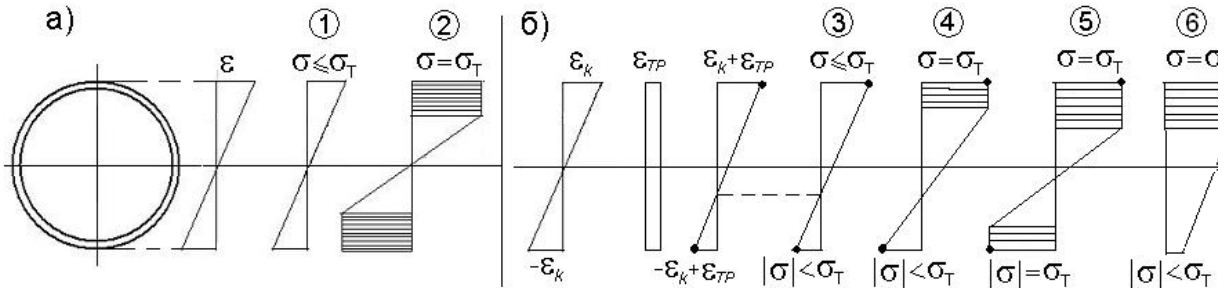


Рис. 4. Варианты состояния сечения в упругой стадии и с пластическими деформациями: а) при искривлении, б) совместно с осевой деформацией

3.1. Состояние опасных сечений при искривлениях перед вводом МТ в эксплуатацию.

Рассмотрим вариант а) состояния трубы от искривлений. 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 (рис. 5)

$$x_z = 2x_p = D \varepsilon_T / \varepsilon_k .$$

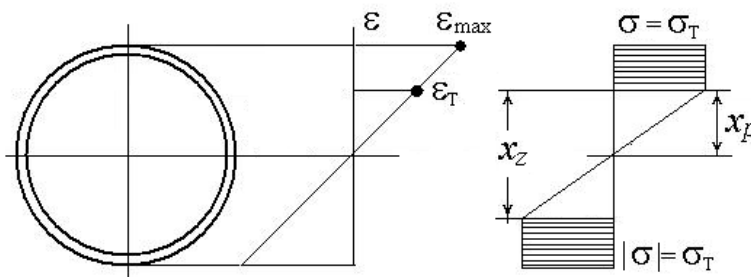


Рис. 5. Напряженно-деформированное состояние сечения изогнутой трубы за пределом текучести

Введем для упругого ядра предельно допустимую величину $x_p = x^* > 0$ с коэффициентом упругого ресурса $\xi = 2x^*/D$, означающим упругую долю сечения по высоте. Соответствующее предельное значение кривизны

$$K^* = \sigma_T / (E x^*) = 2\sigma_T / (ED\xi)$$

при максимуме фибровой пластической деформации, независимом от диаметра:

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

При $\varepsilon_{\max} > \varepsilon_{\delta}$, то есть при превышении предельного значения пластической деформации ε_{δ} , возможно разрушение трубы. Для сталей классов К56 и К60 $\varepsilon_{\delta} = 0,2$ (20 % [4]).

В табл. 3 приведены предельные значения кривизн (при отсутствии осевых деформаций) и соответствующие величины фибровых деформаций для ряда вариантов упругого ресурса сечений МТ двух классов прочности. Таблица может быть использована для экспресс оценки состояния МТ перед вводом в эксплуатацию.

Таблица 3.

Кривизны К 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						
К56	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
К60	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

Из приведенных данных видно, что при значительных искривлениях трубопроводов с сохранением до 5% упругого ядра сечений фибровые пластические деформации не превышают 5%, то есть значительно ниже предельных удлинений металла ($\varepsilon_{\max} \ll \varepsilon_{\delta}$).

Пример 2. Для МТ класса прочности К60 диаметром 1220 мм на графике отметок установлены два опасных сечения. По формуле (1) для этих сечений определены значения кривизн: $K_1 = 30 \cdot 10^{-4}$ 1/м и $K_2 = 75 \cdot 10^{-4}$ 1/м. По табл. 1 для первого сечения $\sigma_1 = 377$ МПа. Для второго сечения $\sigma_2 > \sigma_T$, то есть часть сечения пластически деформирована при сохранении упругости центральной зоны. По табл. 3 в колонке для $D = 1220$ мм по классу прочности К60 при $K_2 = 0,75 \cdot 10^{-2}$ 1/м, интерполируя, получаем упругий ресурс $\sim 46,7\%$ при максимуме пластической деформации $\varepsilon_{\max} \sim 0,3\% \ll \varepsilon_{\delta} = 20\%$.

3.2. Состояние опасных сечений МТ в условиях эксплуатации.

Подземный трубопровод (линейной части) в стадии эксплуатации, деформационно изогнутый неровностями рельефа, находится под гидростатическим давлением транспортируемого продукта при температурном перепаде. В сейсмически активных регионах на трубопровод действует волновая сейсмическая нагрузка. Поведение трубопровода в значительной степени зависит от свойств грунтовой среды, взаимодействующей с поверхностью труб, что фиксируется нормативным коэффициентом заземления K_z , характеризующим степень «заделки» участка подземного трубопровода по концам [6].

От искривлений осевой линии при кривизне K в опасном сечении трубы с внешним диаметром D фибровые (в крайних волокнах сечения) деформации ε_k равны

$$\varepsilon_k = \pm \frac{1}{2} KD .$$

От давления продукта P в стенке трубы толщиной δ возникают не суммирующиеся с осевыми деформациями растягивающие кольцевые удлинения, вызывающие при $K_z > 0$ осевые деформации удлинения ε_μ

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

где μ – коэффициент Пуассона.

Давление на торцы (в свету с внутренним диаметром d) участка МТ при $K_z < 1$ вызывает осевое относительное растяжение

$$\varepsilon_p = \frac{1}{4} (1 - K_z) P d / (\delta E) .$$

От воздействий температурного перепада $\Delta T = T_2 - T_1$ при $K_z > 0$ повышение температуры $\Delta T > 0$ вызывает осевую деформацию сжатия, а при $\Delta T < 0$ – деформацию растяжения

$$\varepsilon_\theta = -K_z K_T \Delta T ,$$

где T_1 и T_2 – начальная и текущая температура, K_T – коэффициент температурного расширения материала.

Сейсмическое воздействие по нормам [6] определяется осевым напряжением σ_s

$$\sigma_s = \pm 0,04 K_z k_0 k_{\Pi} a_c E T_0 / V_1 ,$$

с нормативными параметрами: k_0 – коэффициент ответственности МТ; k_{Π} – коэффициент повторяемости землетрясений; a_c – сейсмическое ускорение; T_0 – преобладающий период сейсмических колебаний; V_1 – скорость продольной сейсмической волны.

Величина ускорения принимается по балльности землетрясения G . При $G = 6, 7, 8, 9$ и 10 баллов $a_c = 50, 100, 200, 400$ и 800 см/с².

В диапазонах реальных значений параметров напряжение σ_S не превышает предела текучести σ_T , и формулу для осевой деформации от сеймики примем в виде (например, при $K_z = 1$; $a_c = 400$ см/с² (землетрясение 9 баллов); $K_0 = 1,5$; $K_{\Pi} = 1$; $T_0 = 1,7$ с; $V_1 = 350$ см/с напряжение $\sigma_S = 240$ МПа.)

$$\varepsilon_S = \pm 0,04 K_z k_0 k_{\Pi} a_c T_0 / V_1.$$

При совместном действии перечисленных факторов деформации суммируются. Максимумы фибровых деформаций

$$\varepsilon_{\max} = \pm \varepsilon_k + \varepsilon_{\mu} + \varepsilon_p \pm \varepsilon_{\theta} \pm \varepsilon_S.$$

При $\varepsilon_{\max} > \varepsilon_T$ в сечении возникают пластические деформации.

Если $\varepsilon_{\max} < \varepsilon_T = \sigma_T/E$, максимум упругих продольных напряжений $\sigma_{\max} = E \varepsilon_{\max}$, и эквивалентные напряжения σ_{ε} определим по энергетической теории прочности интенсивностью напряжений с учетом растягивающего кольцевого напряжения σ_R от гидростатического давления $\sigma_R = \frac{1}{2} Pd/\delta$:

$$\sigma_{\varepsilon} = \sqrt{\sigma_{\max}^2 + \sigma_R^2 - \sigma_{\max} \sigma_R}.$$

Оценка прочности дается условием не превышения напряжением σ_{ε} предела текучести σ_T .

От реальных значений гидростатического давления кольцевые напряжения не превышают предела текучести, поэтому обратим внимание на условия появления пластичности от продольных деформаций – в сумме осевых и фибровых с учетом их возможных значений.

Деформации $\varepsilon_{\mu} > 0$ и $\varepsilon_p > 0$ – осевые и всегда положительны.

Деформации $\varepsilon_{\theta} > 0$ и $\varepsilon_S > 0$ – осевые и могут быть положительными и отрицательными.

Деформации ε_k – изгибные, с разными знаками на фибрах.

В связи с неоднозначностью осевых деформаций от температуры и сейсмике и на фибрах сечений от искривлений возможны два сочетания условий для критических событий:

А) При $\Delta T \leq 0$ деформации $\varepsilon_\theta > 0$ или $\varepsilon_\theta = 0$, и экстремум деформации реализуется при $\varepsilon_k > 0$ и $\varepsilon_S > 0$ – на растянутой фибре.

Б) При $\Delta T > 0$ деформации $\varepsilon_\theta < 0$, то есть экстремум деформации реализуется при $|\varepsilon_\theta| > \varepsilon_\mu + \varepsilon_p$, $\varepsilon_k < 0$ и $\varepsilon_S < 0$ – на сжатой фибре или при $|\varepsilon_\theta| < \varepsilon_\mu + \varepsilon_p$, $\varepsilon_k > 0$ и $\varepsilon_S > 0$ – на растянутой фибре.

При нагружении МТ в сжато-изогнутом состоянии симметрия деформаций в сечении нарушается. Рассмотрим опасный случай «А» (рис. 6) суммирования осевых деформаций, когда температурный перепад отрицательный, труба находится под внутренним давлением, осевые деформации растяжения в сумме составляют $\varepsilon_{PT} = \varepsilon_\mu + \varepsilon_p + \varepsilon_\theta + \varepsilon_S$, и максимум деформации растянутой (верхней) фибры $\varepsilon_{\max} = \varepsilon_k + \varepsilon_{PT}$, тогда как модуль деформации нижней фибры уменьшается $\varepsilon_{\min} = -\varepsilon_k + \varepsilon_{PT}$. Расчетный алгоритм для данного случая обобщает указанные выше варианты 1–4 (рис. 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

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

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

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

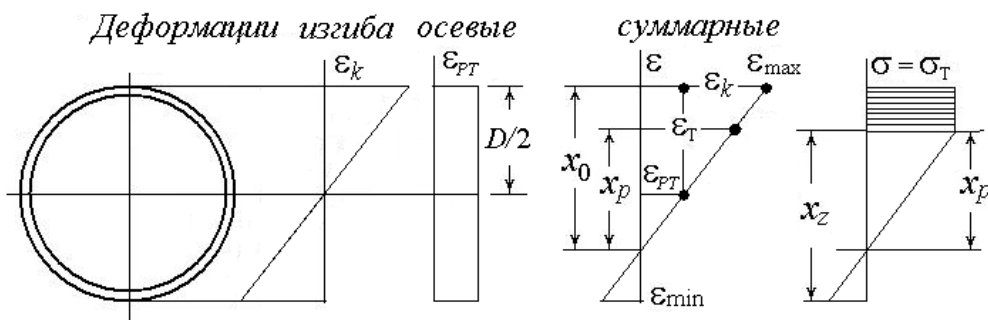


Рис. 6. Состояние сечения трубы при сейсмическом воздействии, под давлением, при искривлении и температурном перепаде в упругопластической стадии

При $x_0 = D$ ($\varepsilon_{\max} = 2\varepsilon_k$) размер пластической зоны будет $x_{PLS}^* = D(1 - \frac{1}{2}\varepsilon_T/\varepsilon_k)$, то есть при преобладающем действии охлаждения и $\varepsilon_{\max} \geq 2\varepsilon_k$ все сечение окажется растянутым (вариант 6).

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

При положительном температурном перепаде случай (Б) 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. Программная реализация алгоритма обработки рядов и оценки упругого ресурса трубопроводов при эксплуатации в сейсмически активных регионах.

Рассмотренный алгоритм реализован в программе STAIRS, блок-схема которой представлена на рис. 7.



Рис. 7. Блок-хема программы STAIRS обработки рядов планово-высотных отметок сглаживанием кубическими сплайнами

Пуск программы осуществляется с чтения массива планово-высотных отметок и ввода данных: $D, \delta, E, \mu, \sigma_T, K_T, P, \Delta T, G, K_Z, K_0, K_{\Pi}, T_0, V_1$.

При расчете деформаций $\varepsilon_T, \varepsilon_k, \varepsilon_{\theta}, \varepsilon_{\mu}, \varepsilon_{\max}, \varepsilon_{\min}$ при $\Delta T \leq 0$ величины ε_k и ε_S относятся к растянутой фибре, при $\Delta T > 0$ – к сжатой фибре.

При $\varepsilon_{\max} \Rightarrow \sigma_T/E, \varepsilon_{\min} < \sigma_T/E$ – ведется упругопластический расчет по вар. 4.

При $\varepsilon_{\max} \Rightarrow \sigma_T/E, \varepsilon_{\min} > \sigma_T/E$ – ведется упругопластический расчет по вар. 5.

В итоге расчета при реализации упругой стадии выдаются значения эквивалентного напряжения, а при превышении напряжением предела текучести – значения экстремума пластической деформации и упругого ресурса опасного сечения.

Пример 3. Анализ состояния трубопровода с искривлениями в сечении на участке с заземленными концами ($K_Z = 1$) в диапазонах: кривизн $10^3 K = 1,64-5,0$; $\Delta T = 0, -40$ и $+40^\circ\text{C}$; $P = 0$ и $8,8$ МПа. Труба $D = 1,22$ м; $\delta = 20$ мм сталь класса прочности К56, $\sigma_T = 410$ МПа; $\mu = 0,3$; $\varepsilon_T = 0,2\%$; $\varepsilon_{\delta} = 20\%$; $10^5 K_T = 1,2$ град $^{-1}$. Сейсмическое воздействие отсутствует.

Расчетом получены значения осевых деформаций: при $\Delta T = \pm 40$ град $10^2 \varepsilon_{\theta} = \pm 4,8 \%$; при $P = 8,8$ МПа $10^2 \varepsilon_{\mu} = 3,91\%$. Из табл. 4 результатов расчета видно, при каких условиях возникают и прогрессируют пластические деформации (по превышению значения $\varepsilon_T = 0,2\%$). 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% .

Таблица 4.

Упругопластические деформации ε трубопровода с кривизнами K под внутренним давлением P при температурных перепадах ΔT и упругий ресурс ξ опасного сечения

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

Пример 4. Расчет с данными предыдущего примера, дополненными сейсмическим воздействием интенсивность $G = 8$ баллов (при ускорении $a_c = 200 \text{ см/с}^2$), $k_0 = 1,5$; $k_{\Pi} = 1$; $T_0 = 1,7 \text{ с}$; $V_1 = 350 \text{ м/с}$. Результаты расчета представлены в табл. 5.

Таблица 5.

Упругопластические деформации ε трубопровода с кривизнами K под внутренним давлением P при температурных перепадах ΔT при сейсмике 8 баллов и упругий ресурс ξ_S сечения

P , МПа	ΔT , град	Параметры							
		$10^3 K$, 1/м	1,64	2,05	2,46	2,87	3,28	4,10	4,92
0; 8,8	0; ± 40	$\pm \varepsilon_k$, %	0,100	0,125	0,150	0,175	0,200	0,250	0,300
		ξ_S , %	91,2	83,0	77,5	73,5	70,6	66,5	63,7
8,8	-40	ε_{\max} , %	0,304	0,329	0,354	0,379	0,404	0,454	0,504
		$ \varepsilon_{\min} $, %	0,104	0,079	0,054	0,029	0,0036	0,046	0,096
		ξ_S , %	47,7	48,1	48,6	48,7	48,8	49,1	49,2
	+40	ε_{\max} , %	0,025	0,00043	0,025	0,050	0,075	0,125	0,175
		$ \varepsilon_{\min} $, %	0,226	0,250	0,276	0,300	0,326	0,376	0,426
		ξ_S , %	86,8	79,4	74,5	71,0	68,4	64,7	62,3

Расчетом установлено, что при отрицательном температурном перепаде и кривизнах в диапазоне $10^3 K = 1,64\text{--}3,28 \text{ 1/м}$ нейтральная ось выходит за пределы полностью растянутого сечения, и при

больших кривизнах появляется небольшая сжатая упругая зона, что вызывает незначительный рост размера упругого ядра и ресурса. Во всем диапазоне расчетных кривизн при однозначном и двузначном распределении упругих деформаций по сечению упругий ресурс находится на стабильном уровне 48–49%. При положительном температурном перепаде упругий ресурс возрастает, расчетной является сжатая фибра и текучесть реализуется только в сжатой зоне, причем ресурс убывает с кривизной.

Для примера на рис. 8 показаны эпюры напряженно-деформированного состояния сечений для двух характерных вариантов состояния.

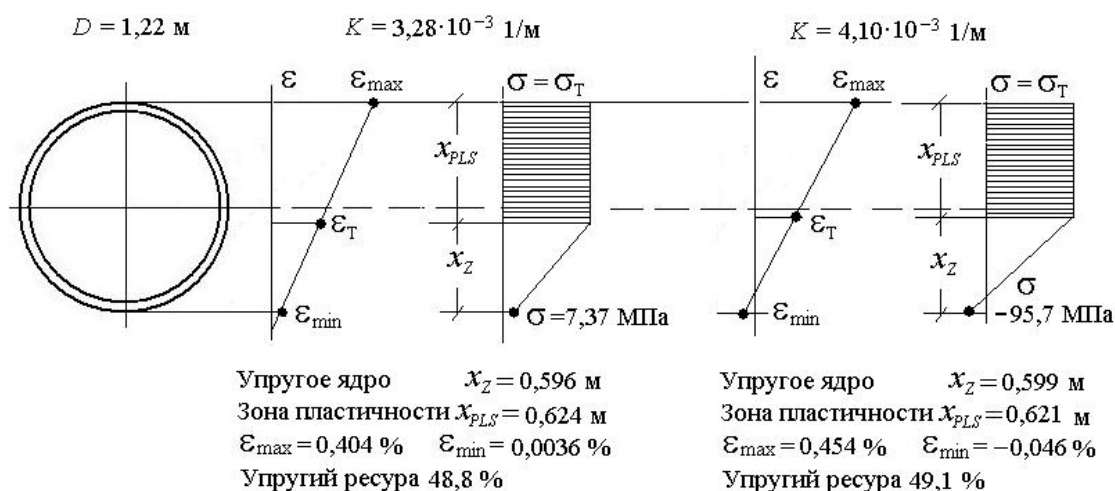


Рис. 8. Состояние сечения трубопровода с искривлениями при сейсмике 8 баллов, температурном перепаде -40 град., под давлением 8,8 МПа; при кривизне $103K = 3,28 \text{ 1/м}$ сечение растянуто; при $103K = 4,1 \text{ 1/м}$ часть упругого ядра сжата

Выводы

1. Представлена методика обработки рядов плано-высотных отметок искривленных трубопроводов для расчета кривизн и оценки прочности МТ с учетом проектных поворотов осевой линии МТ под давлением, при температурных перепадах и сейсмических воздействиях в пределах упругости и в упругопластической стадии.

2. Методика позволяет осуществлять оперативную оценку прочности в опасных сечениях МТ – в зонах больших градиентов отметок по трем соседним точкам осевой линии.

3. Оценка прочности в опасных сечениях от деформационного изгиба вдоль осевой линии МТ дается по экстремумам упругих напряжений, а при превышении предела текучести – по упругому

ресурсу сечений. За пределом текучести дается оценка экстремума фибровой пластической деформации для сравнения с предельным нормативным удлинением металла.

4. При малой численности рядов отметок с большими градиентами в целях уточнения расчетов НДС применен метода обработки сглаживанием на основе сплайн-аппроксимации и дифференцирования генерируемого интерполяционного многочлена с мелким шагом.

Литература

1. *Котляревский В.А.* Контроль ресурса прочности магистральных трубопроводов на трассах со сложными геологическими условиями. // Электронный журнал «Наука и безопасность», № 3(3), март 2012. – С. 127–152. URL:<http://www.art-atis.com>.

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. ВРД 39-1.10-026-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. – М.: НТЦ "Ресурс газопроводов ООО "ВНИИГАЗ", 2001. – 106 с.

4. ГОСТ Р 52079-2003. Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. ТУ. – М.: Госстандарт России, 2005.

5. 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.

6. СНиП 2.05.06-85*, с изм. 1996 г. Магистральные трубопроводы.– 71 с.