

НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ

Федоров Ю.Ю., Саввина А.В.

В статье приводится прогноз напряженно-деформированного состояния полиэтиленового газопровода подземного заложения в условиях многолетней мерзлоты. Результаты анализа изгибных напряжений трубы, вызванных неравномерным морозным пучением грунта, выявили существование достаточного запаса прочности материала. Длительное воздействие изгибной нагрузки с учетом вязкоупругих свойств материала, при реальной температуре системы, снижает со временем напряженное состояние трубы.

Работа поддержана РФФИ, проект №03-01-96018.

В результате морозного пучения грунта газопроводы подземного заложения перемещаются в вертикальной плоскости. Неравномерность этих перемещений по длине трубопровода создает изгибные деформации относительно оси трубопровода. Для прогноза напряженно-деформированного состояния подземного газопровода определяем зависимость допустимого радиуса изгиба полиэтиленовой трубы от уровня снижения температуры. Используем трехточечную схему нагружения сосредоточенной силой балки тонкого кольцевого сечения (рис. 1). Эта модель будет наиболее приближена к реальному процессу воздействия сил морозного пучения. Подставляя экспериментально полученные механические характеристики трубного полиэтилена классификации ПЭ-80 [1], находим значения предельного радиуса изгиба по формуле теории упругости:

$$\rho(T) = \frac{E(T) \cdot J_z}{M_u} \quad (1)$$

где $E(T)$ – модуль упругости, выражаемый как функция от температуры; $J_z = \pi D^3 h / 8$ – момент инерции; $M_u = \pi \sigma_{ПВЭ}(T) D^2 h / 4$ – изгибающий момент; D – внешний диаметр трубы, м; h – толщина трубы; $\sigma_{ПВЭ}(T)$ – предел вынужденной эластичности, зависящий от температуры.

Графическое отображение расчета по формуле (1) представлено на рис.1. Из рисунка видно, что при снижении температуры предельный радиус изгиба нелинейно увеличивается в пределах исследуемого диапазона температур.

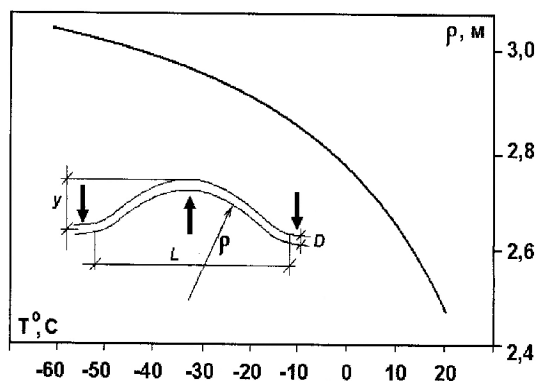


Рисунок 1. Расчетная кривая предельного радиуса изгиба полиэтиленовой трубы ПЭ-80 в зависимости от температуры

На следующем этапе проводим оценку напряжений в газопроводе при локальном пучении грунта, используя предыдущую модель изгиба трубы без учета внутреннего давления. Влияние внутреннего давления до 1,2 МПа на показатели прочности осевого растяжения существенного влияния не оказывают [1]. Общее напряжение ($\sigma_{об}$) в осевом направлении запишем в виде суммы напряжений: температурного ($\sigma_{темп}$); изгиба от неравномерного пучения грунта ($\sigma_{изг}$); напряжения, возникающего в результате осевого растяжения при подъеме участка трубы в условиях жесткого защемления остальной части газопровода мерзлым грунтом ($\sigma_{раст}$):

$$\sigma_{об} = \sigma_{темп} + \sigma_{изг} + \sigma_{раст},$$

т.е. в конечном виде:

$$\sigma_{об} = \varepsilon_T \cdot E(T) + 6yE(T) \frac{D}{(L)^2} + 2,66 \cdot E(T) \cdot \left(\frac{y}{L} \right)^2, \quad (2)$$

где ε_T – температурная деформация материала трубы; L – длина участка газопровода, подвергнутого изгибу неравномерным пучением, м; y – величина вертикального перемещения газопровода, оценивается как $y = \theta_{об}(1 - H_0/\gamma_{кр})$, где H_0 – глубина заложения трубопровода, м; $\theta_{об}$ – общее пучение, замеряемое экспериментально, м; $\gamma_{кр}$ – глубина промерзания, м. Феноменологическую формулу (2) следует применять в строго узких ограничениях: $H_0 > \gamma_{кр}$; $\theta_{об} > y$.

По данным многофакторного анализа температурных деформаций получена номограмма низкотемпературных деформаций частей труб [2, 3], которая учитывает процесс мгновенной структурной релаксации температурных

напряжений, поэтому возникающую температурную деформацию (ε_T) определяем по рис. 2., на котором она представлена.

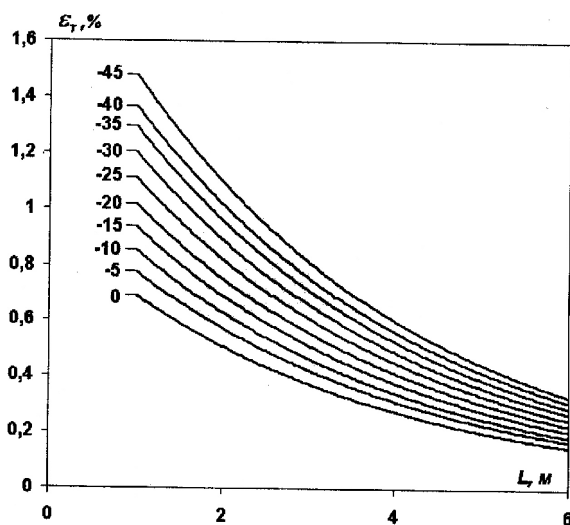


Рисунок 2. Номограмма низкотемпературных деформаций частей труб

Используя экспериментальные данные пучения грунтов и уравнение (2) рассчитано осевое напряжение от глубины заложения газопровода (табл. 1). Для расчетов использовались данные вертикальных перемещений (y) [4], вызванных пучением и распределение температур по глубине расположения слоев грунта [5]. В качестве критерия использовался предельный радиус изгиба (ρ) полиэтиленовой трубы ПЭ-80 Ø 110. Температурная зависимость приведена на рис. 1. При реализации модели изгиба было получено, что радиус кривизны газопровода не достигает критических значений.

Таблица 1

Результаты расчетной оценки осевых напряжений
от глубины заложения газопровода

Исходные данные						Результаты						
H_0 , м	T , °C	ΔT , °C	L , м	y , м	ε , %	E , МПа	$\sigma_{пред}$, МПа	$\sigma_{темп}$, МПа	$\sigma_{изг}$, МПа	$\sigma_{раст}$, МПа	$\sigma_{общ}$, МПа	C
0,5	-15	35	6	0,085	0,21	1650	32	3,46	2,47	0,87	6,8	4,70
0,8	-13	33	6	0,07	0,20	1600	31	3,2	2,4	0,84	6,44	4,80
1,0	-10	30	6	0,065	0,19	1550	29,5	2,94	2,32	0,82	6,08	4,85
1,5	-8	28	6	0,045	0,18	1450	28	2,61	2,17	0,77	5,55	5,04

ΔT – разность температур относительно нормальной;

$C = \sigma_{пред} / \sigma_{общ}$ – коэффициент запаса прочности.

Из табл. 1 видно, что величина осевых напряжений при воздействии фактора пучения грунта возрастает со снижением глубины заложения. Коэффициент запаса прочности при этом не достигает нормативного значения 2,8 [6]. Следовательно глубину заложения газопровода можно снизить до 0,8 метра, при этом запас прочности составит $C = 4,9$. Такая глубина заложения $H_0 = 0,8$ м является нормативно предельным ограничением от воздействия внешних гидростатических сил, возникающих от давления массы грунта и колесных транспортных средств на поверхность трубопровода в условиях теплого климата или в летнее время в условиях холодного климата [6].

По результатам мониторинга [4] общее напряжение реального пучения составляет $\sigma_{об} = 2,65$ МПа, оно ниже предела вынужденной эластичности при растяжении в 10,5 раз. Наибольшее давление обжатия мерзлых грунтов (промерзающих с поверхности и с вечной мерзлоты) может достигать 0,3 МПа, что далеко не безопасно для труб ПЭ-80. Величина напряжений отрыва адгезионного прилипания влажного грунта на поверхности полиэтиленовой трубы при смерзании грунта составляет порядка 0,7 МПа. Отсюда ясно, что возникающие осевые напряжения будут сдвигать трубопровод в осевом направлении, тем самым снижая общее напряжение, поэтому значения реальных напряжений не будут достигать теоретических. Такой процесс осевого перемещения был зафиксирован экспериментально [7].

Задача длительного прогноза напряженно-деформированного состояния подземного газопровода, возникающего при локальном пучении грунта, решается также с помощью модели изгиба трубы, но с учетом вязкоупругих свойств материала. Общую анализируемую осевую деформацию трубы при подъеме некоторого участка L в условиях жесткого защемления остальной части газопровода запишем в виде уравнения Вольтера II рода с разностным ядром

$$\varepsilon(t) = \sigma(t)E^{-1}(T) + \int_0^t \sum_{i=1}^m \frac{I_{\infty i}}{\tau_i} \exp\left(-\frac{t-s}{\tau_i}\right) \sigma(s) ds,$$

где $I_{\infty i}$ и τ_i – спектры равновесных податливостей и времен релаксаций материала при $i=1, \dots, m$ (m – реологическая характеристика материала, для ПЭ-80 в диапазоне рассматриваемых температур $m = 3$). Напряжения в изделии находим

из механических условий изгиба, введя функцию вертикальных перемещений $B(t)$, зависящую от временной координаты

$$\sigma(t) = E(T)[\varepsilon_T + K_1 B(t) + K_2 B^2(t)],$$

где $K_1=6DL^{-2}$ и $K_2=2,66L^{-2}$ – известные по формуле (2) коэффициенты, зависящие от линейных размеров исследуемого трубопровода. Функция вертикального перемещения газопровода оценивается как $B(t)|_{t=1}=\theta(t)(1-H_0/\gamma_{кр})$ с ограничениями $H_0 > \gamma_{кр}$ и $B(t)|_{t < 1} < \theta(t)$, где H_0 – глубина заложения трубопровода, м; $\theta(t)$ – функция кубического сплайна, отражающая пучение грунта, вычисляется по экспериментальным данным, м.

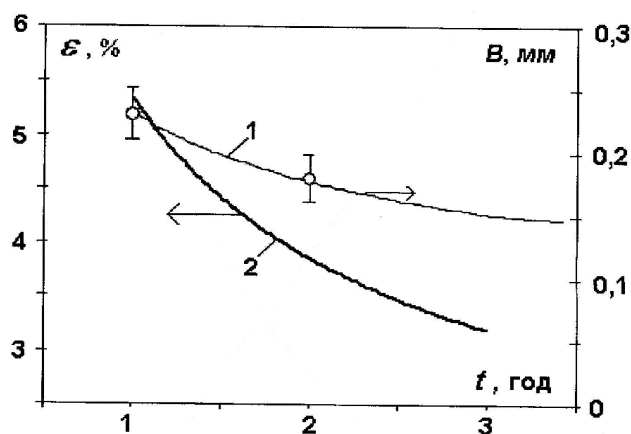


Рисунок 3. Временные зависимости осевых деформаций (2) исследуемого участка трубопровода и экспериментально-расчетные показатели вертикальных перемещений трубы (1):

сплошные кривые – расчетные; о – экспериментальные

Результаты модельных расчетов и экспериментальные зависимости представлены на рис. 3. Как видно из рисунка, наблюдается снижение со временем осевых деформаций газопровода, при этом расчетные результаты вертикальных перемещений достаточно хорошо согласуются с измерениями, полученными при мониторинге подземного газопровода. Температурные изменения упруго-прочностных свойств, эластичность труб (включая сварные соединения) и экспериментальные результаты по температурным напряжениям не ограничивают применения труб ПЭ-80 до температуры -60°C , что является гарантией механической стойкости материала при уменьшении глубины заложения газопровода.

Таким образом, прогноз напряженного состояния на основе данных морозного пучения грунта показал, что трубопровод из ПЭ-80 не подвергается предельным механическим нагрузкам при воздействии мерзлотных процессов. Для уменьшения затрат на строительство газопроводов рекомендуется снизить глубину заложения полиэтиленовых труб с 1,5 м до 0,8 м.

Литература

1. Стручков А.С., Федоров Ю.Ю. Деформируемость полиэтиленовых труб из ПЭ-80 при низких климатических температурах // Пластические массы, 2002, №2, - С.43..46.
2. Стручков А.С., Колодезников И.Н., Федоров С.П., Иванов В.И. Температурные перемещения газовых полиэтиленовых труб в диапазоне низких климатических температур // Труды I Евразийского симпозиума "EURASTRENCOLD- 2002". – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2002, часть II, - с.181-188.