

# Прогнозирование состояния подземных магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты

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

Научно-образовательный центр исследований экстремальных ситуаций  
Московского государственного технического университета имени Н.Э. Баумана

e-mail: kotlyarevsky22@mail.ru

## Ключевые слова:

трубопровод,  
вечная мерзлота,  
ореол оттаивания,  
просадка трубопровода,  
зона деформации,  
прогиб,  
напряженно-деформированное состояние,  
обеспечение безопасности эксплуатации,  
ресурс прочности.

*Проанализированы проблемы оценки состояния трубопроводов, эксплуатируемых в условиях вечной мерзлоты, обоснована необходимость их решения. Представлены возможные методы и программные средства, позволяющие реализовать системный подход к прогнозированию напряженного состояния трубопроводов. Приведен алгоритм прочностного расчета магистральных трубопроводов для деформаций от просадки грунта в ореолах оттаивания на участках вечномерзлых грунтов. Расчет зоны оттаивания и просадок основан на действующих нормах с адаптацией на подземные трубопроводы. В целях контроля обеспечения безопасности эксплуатации выполнены варианты расчетов прочности магистрального нефтепровода для реальных условий участка трассы в районе Амурской области.*

## 1. Введение

В зонах вечной мерзлоты вокруг подземного магистрального трубопровода (МТ) возникают зоны (ореолы) оттаивания, приводящие к просадкам и деформациям труб. На значительных дистанциях вдоль трассы МТ при спокойном рельефе происходит просадка трубопровода плоско-параллельным движением, не вызывающим опасности деформации. Поэтому оценка прочности МТ имеет смысл при неровностях рельефа. При этом прочность МТ можно установить по балочной схеме на основе гипотезы о равенстве прогиба величине просадки. Такой подход приводит к необходимости решения обратной задачи строительной механики — о поиске дистанции деформирования трубопровода (т.е. пролета) по прогибу при неопределенных граничных условиях.

Далее по результатам расчета зон оттаивания и просадок трубопровода на основе балочной схемы определяется расчетный диапазон деформации (пролет) с различными граничными условиями и проводится анализ прочности с выбором наиболее опасной схемы опирания. В этих целях сформирован основанный на методах [1], предназначенных для заглубленных строительных объектов, прямоугольных в плане, алгоритм, адаптированный для расчета осадок МТ при оттаивании грунта в зонах вечной

мерзлоты. Просадка в процессе оттаивания рассматривается в зависимости от температуры прокачиваемого продукта в функции сжимаемости грунтов в границах нормативных параметров. Определение пролета по величине просадки и прочностной расчет выполняются по алгоритму решения уравнения продольно-поперечного изгиба упругого стержня с учетом распора от температурного перепада и давления транспортируемого продукта при различных граничных условиях и температурных данных.

Разработанные программные алгоритмы позволяют в целях обеспечения безопасности эксплуатации оперативно контролировать напряженно-деформированное состояние магистральных трубопроводов в зонах вечной мерзлоты.

## 2. Расчет зоны оттаивания

Зона оттаивания под МТ рассматривается как однослойная, а прокачиваемый продукт (далее — нефть) находится в положительном температурном диапазоне. Полагается, что реальные расчетные параметры ограничены предельными значениями обязательных и рекомендуемых нормативных табличных и графических функций.

В расчете используются следующие исходные данные: тип грунта по СНиП [1];  $h_0$  — слой над тру-

бой, м;  $\rho_0$  — плотность грунта над трубой, кг/м<sup>3</sup>;  $d$  — внешний диаметр трубопровода, мм;  $\delta$  — толщина стенки трубопровода, мм;  $\rho_n$  — плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{tl}$  — плотность талого слоя, кг/м<sup>3</sup>;  $K_{th}$  — коэффициент оттаивания;  $K_{sg}$  — коэффициент сжимаемости грунта, 1/кПа;  $\lambda_{th}$  — теплопроводность талого грунта, Вт/(м·°C);  $\lambda_f$  — теплопроводность мерзлого грунта, Вт/(м·°C);  $T_{bf}$  — температура замерзания/таяния, °C;  $Z_0$  — теплота фазового превращения, Дж/кг;  $W_t$  — влажность грунта суммарная, %;  $W_w$  — влажность мерзлого грунта, %;  $T_s$  — среднегодовая температура мерзлого грунта, °C;  $T_{in}$  — температура прокачиваемой нефти, °C;  $R_0$  — сопротивление теплопередаче, м<sup>2</sup>·°C/Вт.

Положение трубопровода в грунте задается расстоянием от поверхности грунта (засыпки) до подошвы заложения трубы  $H = h_0 + d$ . От теплового влияния нефти на мерзлый грунт возникает ореол оттаивания. Размер по вертикали зоны оттаивания  $H_c$  (м) под трубой за время  $t$  (с) определяется по формуле:

$$H_c = K_n (\xi_d - \alpha_R) d$$

Здесь принято:  $K_n = 1$ ; параметр  $\xi_d$  определяется интерполяцией функции  $\xi_d = \xi_d(\beta, \psi_d)$  (табл. 1) с аргументами, вычисляемыми по формулам:

$$\psi_d = \psi_0 + \frac{\lambda_{th} T_{in} t}{L_v d^2} \quad (T_{in} \geq 0),$$

$$\alpha_R = \lambda_{th} R_0 / d,$$

$$\beta = \frac{\lambda_f}{\lambda_{th}} \cdot \frac{T_s - T_{bf}}{T_{in} - T_{bf}},$$

$$L_v = Z_0 (W_t - W_w) \rho_{tl};$$

значение  $\psi_0$  берется по значениям  $\psi_d$  (см. табл. 1) при  $\xi_d = \alpha_R$ .

При задаваемых значениях величин  $d$ ,  $\lambda_{th}$ ,  $R_0$ ,  $Z_0$ ,  $W_t$  и  $W_w$  параметры  $\alpha_R$  и  $L_v$  не зависят от времени  $t$  и температуры нефти  $T_{in}$ , а зона  $H_c$  зависит только от изменений параметра  $\xi_d$  в диапазоне  $0 \leq \xi_d \leq 1,2$  [1]. Таким образом, величина  $H_c$  ограничена значением, соответствующим

Таблица 1

Зависимость коэффициента  $\xi_d$  от параметров  $\beta$  и  $\psi_d$

$\beta$	$\psi_d$									
	0	0,1	0,3	0,6	1,0	1,25	2,0	2,5	3,0	3,5
0	0	0,40	0,70	0,95	1,12	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40
0,8	0	0,35	0,57	0,77	0,88	0,95	1,10	1,15	1,20	1,25
1,2	0	0,34	0,53	0,69	0,80	0,82	0,90	0,94	0,96	0,98
1,4	0	0,335	0,52	0,65	0,73	0,77	0,83	0,86	0,88	0,89
1,6	0	0,33	0,50	0,61	0,69	0,70	0,75	0,77	0,79	0,795
2,0	0	0,30	0,47	0,54	0,59	0,60	0,64	0,65	0,65	0,65

Таблица 2

Параметры развития зоны оттаивания  $H_c$  по месяцам при различной температуре нефти  $T_{in}$

$T_{in}$ , °C	$\beta$	месяц	$\psi_d$	$\xi_d$	$H_c$ , м
0,1	0,119	1	0,158	0,450	0,410
		6	0,198	0,503	0,475
		12	0,247	0,566	0,551
		24	0,344	0,668	0,676
1	0,0807	1	0,231	0,545	0,526
		12	1,120	1,036	1,124
		24	2,088	1,184	1,305
		1	0,554	0,825	0,868
5	0,0332	6	2,572	1,232	1,364
		≥ 9	3,500	1,325	1,478
		1	0,957	0,985	1,063
10	0,01914	≥ 5	3,500	1,325	1,478

$\xi_d = 1,2$ . Например, при  $d = 1,22$  м,  $\lambda_{th} = 1,39$  Вт/(м·°C) и  $R_0 = 0,1$  м<sup>2</sup>·°C/Вт,  $\alpha_R = 1,39 \cdot 0,1 / 1,22 = 0,114$  получаем  $H_{c*} = 1,22 \cdot (1,2 - 0,114) = 1,32$  м. Заметим, что это значение возможно лишь при  $\beta < 0,9$ , что соответствует реальным величинам этого параметра. Поскольку  $\beta$  зависит от температуры  $T_{in}$ , его максимальное значение, возрастая с понижением температуры, например при приведенном значении  $\lambda_{th}$ ;  $\lambda_f = 1,57$  Вт/(м·°C);  $T_s = -2,0$  °C;  $T_{bf} = -1,8$  °C и  $T_{in} = 0$  °C, равно 0,125.

Так как максимальные значения  $H_{c*}$  соответствуют  $\psi_d = 3,5$ , можно зафиксировать допустимый расчетный диапазон времени таяния:

$$t_* = \frac{(\psi_d - \psi_0) L_v d^2}{\lambda_{th} T_{in}},$$

связанный с температурой нефти.

Так, при  $T_{in} = 5$  °C;  $W_t = 0,2$ ;  $W_w = 0,15$ ;  $\rho_{tl} = 1790$  кг/м<sup>3</sup>;  $Z_0 = 3,35 \cdot 10^5$  Дж/кг,

$$L_v = 3,35 \cdot 10^5 \times (0,2 - 0,15) \times 1790 = 3 \cdot 10^7 \text{ Дж/м}^3$$

время таяния составляет:

$$t_* = \frac{(3,5 - 0,01) \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 1,222^2}{1,39 \cdot 5} = 2,24 \cdot 10^7 \text{ с} =$$

$$= 8,65 \text{ мес.} = 0,72 \text{ г.},$$

а при  $T_{in} = 1$  °C:  $t_* = 43$  месяца = 3,6 года. В табл. 2 приведены расчетные параметры для нескольких значений  $T_{in}$ .

### 3. Расчет просадки трубопровода

Просадка трубопровода  $S$  определяется суммой просадок:  $S_{th}$  — от действия веса оттаивающего грунта и  $S_p$  — от дополнительного давления от веса трубы и грунта над трубой (с засыпкой):

$$S = S_{th} + S_p,$$

Таблица 3

Коэффициенты  $k_h$  и  $k_\mu$  для грунтов

z	Крупно-обломочных	Песчаных и супесей	Суглинков	Глин
0–0,25	1,35	1,35	1,36	1,55
0,25–0,5	1,33	1,35	1,42	1,79
0,5–1,5	1,31	1,35	1,45	1,96
1,5–3,5	1,29	1,35	1,52	2,15
3,5–5,0	1,29	1,35	1,53	2,22
5,0	1,28	1,35	1,54	2,28

$$s_{th} = (K_{th} + K_{sg} \sigma_{zg}) H_c,$$

$$s_p = p_0 d k_h K_{sg} k_\mu k_i;$$

здесь  $\sigma_{zg} = \frac{1}{2} \rho_{tl} g H_c / d$  — вертикальное напряжение от собственного веса грунта в середине оттаивающего слоя, кПа;  $p_0 = \rho_0 g h_0 + p_{tr} / d$  — дополнительное вертикальное давление под трубой, кПа;  $p_{tr}$  — погонный вес трубы с нефтью, кН;  $k_h$  — безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от  $z = H_c / d$  (табл. 3);  $k_\mu$  — безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от  $z = H_c / (2d)$  (табл. 3);  $k_i$  — безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от  $z = H_c / d$  (табл. 4);  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Алгоритм расчета запрограммирован (программа «ПРОСАДКА») с интерполяцией приведенных табличных функций.

#### 4. Расчет зоны деформации и напряженно-деформированного состояния трубопровода

Для определения зоны деформации и прочностного расчета участка МТ используется однопролетная провисающая балочная схема с любыми видами опорных закреплений с фрикционным стеснением линейных перемещений концов пролета.

Алгоритм работает в два этапа: решение обратной, а затем прямой задачи. На первом этапе в цикле на временных интервалах (помесячно) по значениям просадок вычисляется эволюция зон деформации (пролетов  $L$ ). На втором этапе на тех же интервалах определяются изменения параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) и резерва прочности МТ. Решение выполняется для температурных условий, соответствующих значе-

ниям среднегодовой и среднемесячных температур конкретного региона.

Перемещения, внутренние усилия и напряжения в трубопроводе определяются по действию статической равномерно распределенной поперечной нагрузки, гидростатического давления транспортируемого продукта при температурном перепаде. Нагруженный участок трубопровода, как упругий стержень, испытывает продольно-поперечный изгиб при растягивающем осевом усилии — распоре от удлинения при изгибе и охлаждении (или от сжатия при нагреве), а также от влияния кольцевых напряжений из-за давления продукта в связи с несмещаемостью концевых сечений. Экстремум напряжения при изгибе определяется изгибающим моментом, содержащим приращение от действия распора с эксцентриситетом, равным прогибу. Для стержня с постоянным сечением и изгибной жесткостью  $EJ$  уравнение упругой линии имеет вид:

$$EJ y^{IV} - N y'' = q + N y_*'',$$

где  $q$  — поперечная нагрузка,  $N$  — продольное усилие,  $y_*$  — начальная упругая линия.

Нагрузка  $q$  принимается равной сумме погонных нагрузок от собственного веса трубы с продуктом и, возможно, дополнительной пригрузки (гидроизоляции, части засыпки, снега, обледенения).

Возможны различные варианты граничных условий. В общем случае используется аппроксимация  $F$  упругой линии, соответствующая граничным условиям (виду опор):

$$y = y_0 F(\eta), \quad (1)$$

где  $y_0$  — максимальная ордината,  $\eta = z/L$  — координата, отнесенная к пролету;  $F(0) = F(1) = 0$ .

Соотношение между изгибающим моментом и кривизной  $y'' = d^2 y / dz^2$  содержит момент от поперечной нагрузки  $M_q$  и от распора  $Ny$ :

$$EJ y'' = -M_q - Ny.$$

Дифференцируя (1) дважды, получаем:

$$y'' = y_0 F''(\eta).$$

Из последних двух соотношений

Таблица 4

		Коэффициенты $k_i$								
z	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8
$k_i$	0	0,104	0,208	0,311	0,412	0,511	0,605	0,687	0,763	0,831
z	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	6,0	10	16	20	–
$k_i$	0,892	1,020	1,138	1,230	1,316	1,550	1,696	2,095	2,236	–

$$y_0 F''(\eta) = -(M_q + Ny)/(EJ),$$

откуда для координаты  $\eta = \eta_0$  при  $y = y_0$  и  $M_q = M_{q0}$

$$y_0 = -\frac{M_{q0}}{EJF''(\eta_0) + N}, \quad (2)$$

где  $M_{q0} = f(q, L)$ ;  $F$  — функция изгибающего момента для балок с определенной схемой закрепления опор.

Осевая сила (распор)  $N$  складывается из усилий осевого натяжения  $N_i$  при изгибе и сжатия  $N_T$  от нагрева при температурном перепаде  $T > 0$  (или натяжения при охлаждении  $T < 0$ ), а также из натяжения  $N_p$  от гидростатического давления  $P_g$  транспортируемого продукта:

$$N = N_i + N_T + N_p, \quad (3)$$

$$N_i = -(S_{0L}/L - 1)EF_0, N_T = \alpha TEF_0, N_p = -\frac{1}{2}\mu P_g(d - 2\delta).$$

Здесь  $d$  — внешний диаметр трубы с толщиной стенки  $\delta$  и площадью сечения  $F_0 = \frac{1}{4}\pi[d^2 - (d - 2\delta)^2]$ ;  $E$  — модуль упругости;  $\mu$  — коэффициент Пуассона;  $\alpha$  — коэффициент температурного расширения;  $S_{0L}$  — длина упругой линии деформированного стержня:

$$S_{0L} = 2 \int_0^{L/2} \sqrt{1 + [y_0 F'(z)]^2} dz. \quad (4)$$

Решение трансцендентной системы уравнений (2)–(4) осуществляется итерациями по  $y$  с автоматически устанавливаемым шагом  $\Delta y$  с поиском экстремумов напряжений и определением ресурсов прочности для конкретных схем опирания.

В связи с разнообразием грунтовых условий в сложных геологических условиях возможны различные формы деформирования МТ и типы опорных закреплений.

Далее рассмотрены две симметричные схемы с опасными сечениями в центре пролета и у опор, позволяющие оценить вероятный диапазон остаточного ресурса прочности МТ. Для конкретных схем перейдем от соотношений (2)–(4) к трансцендентным уравнениям для максимума прогиба  $y_m \equiv y_0$ .

При шарнирном опирании для центра пролета  $\eta = \eta_0 = \frac{1}{2}$ ,  $M_{q0} = \frac{1}{8}qL^2$  и аппроксимируя упругую линию в виде  $y = y_0 \sin(\pi\eta)$  [2], получим:

$$y_0 = \frac{M_{q0}}{(\pi/L)^2 EJ - N}, \quad (5)$$

$$S_{0L} = 2 \int_0^{L/2} \sqrt{1 + (\pi y_0 / L)^2 \cos^2(\pi\eta)} dz. \quad (6)$$

Кривизна в центре пролета равна  $K_{r0} = -\pi^2 y_0 / L^2$ .

Для защемленных опор в центре пролета  $\eta = \eta_0 = \frac{1}{2}$ ,  $M_{q0} = \frac{1}{24}qL^2$  и принимая упругую линию по статической форме изгиба  $y = 16y_0 \eta^2(1 - 2\eta + \eta^2)$  [3], получим:

$$y_0 = \frac{M_{q0}}{(4/L)^2 EJ - N}, \quad (7)$$

$$S_{0L} = 2 \int_0^{L/2} \sqrt{1 + (16y_0 / L)^2 (2\eta - 6\eta^2 + 4\eta^3)^2} dz. \quad (8)$$

Кривизна в центре пролета равна  $K_{r0} = -16y_0 / L^2$ , у опор —  $K_{r0} = 32y_0 / L^2$ .

Изгибающий момент в центре пролета балок для обеих схем:

$$M_\Sigma = M_{q0} + N y_m.$$

Эквивалентные напряжения  $\sigma_\Sigma$  в сечении с моментом сопротивления  $W$  определяются при всех сочетаниях напряжений в опасных точках стенки трубы по экстремумам осевых фибровых напряжений  $\sigma_m$  в центре пролета от изгиба с распором  $\sigma_m = \pm M_\Sigma / W + N / F_0$ , для варианта защемленных опор — также в опорных сечениях при  $M_\Sigma = 2M_{q0}$ , с учетом кольцевых напряжений  $\sigma_g$  в трубе от внутреннего давления  $P_g$  продукта  $\sigma_g = P_g (\frac{1}{2}d / \delta - 1)$ :

$$\sigma_m = \pm M_\Sigma / W + N / F_0;$$

для варианта защемленных опор — также в опорных сечениях при  $M_\Sigma = 2M_{q0}$ , с учетом кольцевых напряжений  $\sigma_g$  в трубе от внутреннего давления  $P_g$  продукта:

$$\sigma_g = P_g (\frac{1}{2}d / \delta - 1),$$

$$\sigma_\Sigma = \sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_g^2 - \sigma_m \sigma_g}. \quad (9)$$

Глобальный экстремум напряжений  $\sigma_R$  по пределу текучести стали  $\sigma_T$  определяется из числа максимумов компонент тензора напряжений и  $\sigma_\Sigma$  всех сочетаний напряжений. При  $\sigma_R < \sigma_T$  фиксируется остаточный ресурс прочности  $R_S$ :

$$R_S = 1 - \sigma_R / \sigma_T. \quad (10)$$

Представленный алгоритм запрограммирован (программа «ТРУБОПРОВОД»). При вводе значения просадки (прогиба) вычисляются зона деформирования (пролет), параметры напряженно-деформированного состояния трубопровода и величина резерва прочности.

### 5. Анализ деформаций трубопровода на участке трассы

Приводятся результаты расчета участка магистрального нефтепровода при начальной температуре (возведения)  $T_0 = +15^\circ\text{C}$  с использованием следующих данных: среднегодовая температура  $T_s = -7,4^\circ\text{C}$  [4]; грунт суглинок;  $h_0 = 1,0$  м;  $\rho_0 = 1860$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_n = 850$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{il} = 1790$  кг/м<sup>3</sup>;  $K_{th} = 0,043$ ;  $\lambda_{th} = 1,39$  Вт/(м<sup>2</sup>·°C);  $\lambda_f = 1,57$  Вт/(м<sup>2</sup>·°C);  $T_{bf} = -1,8^\circ\text{C}$ ;  $Z_0 = 3,35 \cdot 10^5$  Дж/кг;  $W_t = 0,2$ ;  $W_w = 0,15$ ;  $R_0 = 0,1$  м<sup>2</sup>·град./Вт;  $d = 1,22$  м;  $\delta = 32$  мм;  $T_{in} = 0,5$  °C;  $K_{sg} = 0,005$  1/кПа.

Погонный вес МТ с нефтью 17,88 кН/м; вес грунта засыпки 22,26 кН/м;  $\alpha_R = 0,114$ ;  $L_v = 29,98$  МДж/м<sup>3</sup>;  $\beta = 1,424$ . Поскольку в нормах [1] учитывается только среднегодовая температура  $T_s$ , температурный перепад  $T$  (при известной температуре возведения  $T_0$ ) во времени не может выходить за пределы, соответствующие температуре таяния ( $T \equiv T_1 = T_{bf} - T_0$ ) и среднемесячной температуре ( $T \equiv T_2 = T_M - T_0$ ). Таким образом,  $T_1 = -16,8^\circ\text{C}$ , а значения  $T_2$  — нормативные данные, приведенные в табл. 5.

Результаты расчета приведены в табл. 6, 7 и на рис. 1, 2. Экстремумы напряжений определены поиском наибольшего по модулю значения при всех сочетаниях напряжений из числа компонент тензора и интенсивности напряжений. Наибольшее значение напряжения 402,3 МПа с остаточным ресурсом 12,5%

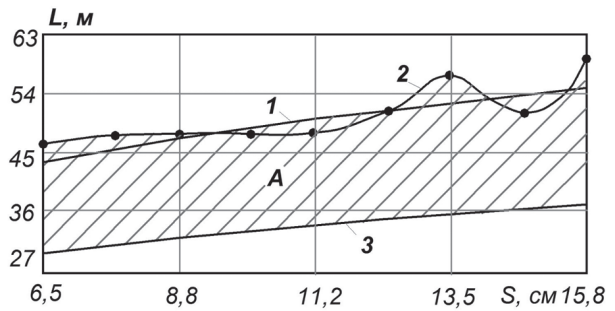


Рис. 1. Диапазон (А) возможной зоны деформации L участка трубопровода с защемленными (1, 2) и шарнирными (3) границами при температурном перепаде по температуре таяния (1, 3) и среднемесячной температуре (2) в зависимости от просадки S для района Сковородино.

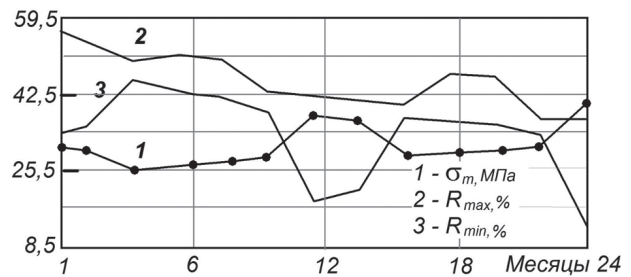


Рис. 2. Изменение во времени экстремума напряжений  $\sigma_m$  и границ возможного диапазона упругого ресурса  $R_{min}/max$  трубопровода по пределу текучести.

Среднемесячная температура  $T_M$  в районе Сковородино (Амурская область) прокладки трубопровода и температурный перепад  $T_2$  [4]

Таблица 5

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$T_M, ^\circ\text{C}$	-29,1	-23,4	-14,1	-1,8	7,2	14,5	18,0	15,0	7,7	-3,8	-18,4	-27,7
$T_2, ^\circ\text{C}$	-44,1	-38,4	-29,1	-16,8	-7,8	-0,5	3,0	0	-7,3	-18,8	-33,4	-42,7

Изменение границ  $L, L_1, L_2$  зон деформации трубопровода с развитием таяния  $H_c$  и просадки  $S$  в зависимости от температурного перепада  $T, T_1$  и  $T_2$

Таблица 6

Границы	Параметр	Месяцы													
		1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	
Защемлены	$\psi_d$	0,191	0,231	0,311	0,392	0,473	0,554	0,634	0,715	0,796	0,877	0,957	1,038	1,119	
	$\xi_d$	0,413	0,449	0,515	0,547	0,579	0,611	0,637	0,653	0,669	0,685	0,701	0,714	0,722	
	$H_c, \text{м}$	0,364	0,408	0,489	0,528	0,568	0,607	0,638	0,658	0,677	0,697	0,717	0,732	0,742	
	$S, \text{см}$	6,5	7,5	9,4	10,07	11,6	12,6	13,2	13,7	14,1	14,6	15,1	15,6	15,8	
	$-T_1, ^\circ\text{C}$	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	
	$L_1, \text{м}$	43,9	45,5	48,2	49,8	50,8	51,9	52,5	53,0	53,4	53,9	54,4	54,85	55,0	
	Защемлены	$-T_2, ^\circ\text{C}$	44,1	38,4	16,8	0,5	0	18,8	42,7	38,4	16,8	0,5	0	18,8	42,7
		$L_2, \text{м}$	46,5	47,7	48,2	47,7	48,6	52,2	56,6	56,5	53,4	51,3	51,6	55,2	59,7
	Шарнирные	$-T, ^\circ\text{C}$	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
		$L, \text{м}$	29,6	30,7	32,5	33,6	34,3	35,1	35,5	35,8	36,1	36,5	36,8	37,1	37,2

Примечание. Значения  $T_1$  определены по температуре таяния,  $T_2$  — по среднемесячной температуре.



Изменение кривизны  $K_r$ , распора  $N$ , экстремума напряжений  $\sigma_m$  и ресурса прочности  $R_s$  трубопроводов с различными граничными условиями и температурными режимами

Границы	Параметр	Месяцы												
		1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
Защемлены $T_1 = -6,8^\circ\text{C}$	$10^3 K_r, 1/\text{м}$	1,08	1,16	1,30	1,38	1,44	1,50	1,53	1,56	1,58	1,61	1,63	1,66	1,67
	-N, МН	10,27	10,30	10,37	10,41	10,45	10,49	10,51	10,53	10,55	10,55	10,60	10,62	10,63
	$\sigma_m, \text{МПа}$	221,0	231,4	249,7	261,0	268,4	276,7	281,3	285,1	288,3	292,2	296,2	299,9	301,1
	$R_s, \%$	51,9	49,7	45,7	43,2	41,7	39,9	38,9	38,0	37,3	36,5	35,6	34,8	34,5
Защемлены $T_2$ (табл. 5)	$10^3 K_r, 1/\text{м}$	0,97	1,05	1,30	1,50	1,58	1,48	1,32	1,37	1,58	1,77	1,81	1,64	1,42
	-N, МН	18,32	16,66	10,37	5,63	5,52	11,08	18,11	16,87	10,55	5,81	5,69	11,21	18,20
	$\sigma_m, \text{МПа}$	304,9	299,0	249,7	223,1	228,9	283,8	376,2	365,0	288,3	242,8	245,6	307,5	402,3
	$R_s, \%$	33,7	35,0	45,7	51,5	50,2	38,3	18,2	20,6	37,3	47,2	46,6	33,2	12,5
Шарнирные $T_1 = -6,8^\circ\text{C}$	$10^3 K_r, 1/\text{м}$	0,73	0,79	0,88	0,93	0,97	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,10	1,12	1,13
	-N, МН	10,43	10,50	10,64	10,75	10,83	10,93	10,98	11,02	11,06	11,12	11,17	11,22	11,23
	$\sigma_m, \text{МПа}$	199,1	209,9	229,1	242,0	250,7	261,1	266,5	270,6	274,8	280,5	284,9	289,4	290,9
	$R_s, \%$	56,7	54,4	50,2	47,4	45,5	43,2	42,1	41,2	40,3	39,0	38,1	37,1	36,8

установлено по схеме защемленных границ диапазонов в конце расчетного периода.

## 6. Заключение

Разработанные математические модели, алгоритмы и программные средства позволяют оперативно оценивать напряженно-деформированное состояние, прогнозировать риск аварии и в целях обеспечения безопасности эксплуатации вырабатывать рекомендации в случае необходимости корректировки конструктивных решений магистральных нефтепроводов на трассах в зонах вечной мерзлоты геологически сложных участков Сибири.

## Обозначения

$d$  – внешний диаметр трубопровода, мм;  
 $E$  – модуль упругости металла трубы, Па;  
 $F$  – площадь сечения трубы,  $\text{м}^2$ ;  
 $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м}/\text{с}^2$ .  
 $h_0$  – слой над трубой, м;  
 $H$  – расстояние от поверхности грунта (засыпки) до подошвы заложения трубы, м;  
 $H_c$  – размер (по вертикали) зоны оттаивания под трубой, м;  
 $J$  – момент инерции поперечного сечения трубы,  $\text{м}^4$ ;  
 $K_{sg}$  – коэффициент сжимаемости,  $1/\text{Па}$ ;  
 $K_{th}$  – коэффициент оттаивания, доли единицы;  
 $L$  – пролет, м;  
 $M$  – изгибающий момент, Н·м;  
 $N$  – продольная (осевая) сила, Н;  
 $p_0$  – дополнительное вертикальное давление под трубой, Па;  
 $P_g$  – гидростатическое давление транспортируемого продукта, Па;

$\rho_{tr}$  – погонный вес трубы с нефтью, Н;  
 $q$  – поперечная нагрузка, Н/м;  
 $R_0$  – сопротивление теплопередаче,  $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ ;  
 $R_s$  – остаточный ресурс прочности трубопровода, %;  
 $S$  – величина просадки, м;  
 $S_p$  – величина просадки от дополнительного давления от веса трубы и грунта над трубой (с засыпкой), м;  
 $S_{th}$  – величина просадки от действия веса оттаивающего грунта, м;  
 $t$  – время, с;  
 $T$  – температурный перепад – разность текущей и начальной температур,  $^\circ\text{C}$ ;  
 $T_0$  – температура трубопровода при строительстве,  $^\circ\text{C}$ ;  
 $T_1$  – разность между температурой таяния грунта и температурой при строительстве,  $^\circ\text{C}$ ;  
 $T_2$  – разность между среднемесячной температурой и температурой при строительстве,  $^\circ\text{C}$ ;  
 $T_M$  – среднемесячная температура грунта,  $^\circ\text{C}$ ;  
 $T_{bf}$  – температура замерзания/таяния грунта,  $^\circ\text{C}$ ;  
 $T_{in}$  – температура прокачиваемой нефти,  $^\circ\text{C}$ ;  
 $T_s$  – среднегодовая температура мерзлого грунта,  $^\circ\text{C}$ ;  
 $W$  – момент сопротивления трубы,  $\text{м}^3$ ;  
 $W_t$  – влажность грунта суммарная, %;  
 $W_w$  – влажность мерзлого грунта, %;  
 $Z_0$  – теплота фазового превращения, Дж/кг;  
 $\alpha$  – коэффициент температурного расширения материала трубы,  $1/^\circ\text{C}$ ;  
 $\delta$  – толщина стенки трубопровода, мм;  
 $\lambda_{th}$  – теплопроводность талого грунта,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ;  
 $\lambda_f$  – теплопроводность мерзлого грунта,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ;  
 $\mu$  – коэффициент Пуассона материала трубы, безразм.;  
 $\rho_0$  – плотность грунта над трубой,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  
 $\rho_n$  – плотность нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  
 $\rho_{tl}$  – плотность талого слоя,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\sigma_T$  — предел текучести стали, Па;  
 $\sigma_3$  — эквивалентные напряжения, Па;  
 $\sigma_g$  — кольцевые напряжения в трубе от внутреннего давления продукта, Па;

$\sigma_m$  — экстремум осевых фибровых напряжений, Па;  
 $\sigma_R$  — глобальный экстремум напряжений, Па;  
 $\sigma_{zg}$  — вертикальное напряжение от собственного веса грунта в середине оттаивающего слоя грунта, Па.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах // Госстрой России. Введен с 01.01.1990.
2. Котляревский В.А. Оценка прочности подвесных систем // Безопасность России. Безопасность строительного комплекса. — М.: МГОФ «ЗНАНИЕ», 2012. — С. 302—328.
3. Котляревский В.А. Оценка ресурсов прочности средств хранения и транспорта энергоресурсов. Методы и алгоритмы прочностных расчетов. Palmarium academic publishing, 2012.
4. СНиП 23-01-99. Строительная климатология // Госстрой России. Введен с 01.01.2000.

## Condition Forecasting of Underground Main Pipelines in Permafrost Regions

V.A. Kotlyarevsky, Chief Researcher, Doctor of Engineering, Professor, Scientific and Education Centre of Emergency Situations Research, Bauman Moscow State Technical University

*The problems relating to assessment of pipelines operated in the permafrost were analyzed and the need to resolve them was justified. Possible methods and software tools allowing the systematic approach implementation to forecasting the stress state of pipelines were presented. The strength prediction algorithm of main pipelines upon deformation due to the soil subsidence in the thawing areoles in permafrost sections was shown. The calculation of thawing and subsidence zone is based on existing rules with adaptation to underground pipelines. For operation safety control the alternative calculations of main oil pipeline durability for real conditions of the route section in the Amur region district have been executed*

**Keywords:** pipeline, permafrost, thawing areole, pipeline subsidence, deformation zone, swag, stress-strain state, operation safety insuring, structural strength.

### Магистральные трубопроводы в районах вечной мерзлоты

Одним из первых проектов нефтепроводов, столкнувшихся с проблемами вечной мерзлоты, был Трансаляскинский нефтепровод (ТАН) в США, построенный в 1977 году. ТАН предназначен для перекачивания нефти, добываемой на месторождении Прадхо-Бей на севере Аляски, в порт города Валдиз на ее юге. Пересекает штат Аляска с севера на юг, длина нефтепровода 1288 км. Состоит из трубопровода сырой нефти, двенадцати насосных станций, нескольких сотен миль подводных трубопроводов и терминала в городе Валдиз. Нефтепровод является одним из самых больших подобных сооружений. Принадлежит компании «Alyeska Pipeline Service Company».

При проектировании была разработана новая техника строительства нефтепроводов в промерзшем грунте. Перед разработкой проекта ТАН проводились интенсивные исследования влияния нефтепровода на различные виды окружающих грунтов. В лабораторных условиях было исследовано более 15 тыс. образцов грунтов, составлена карта грунтов вдоль всей трассы нефтепровода. При постройке использовались 48-дюймовые (122 см) трубы. Максимальная пропускная способность — 2136 тысяч баррелей в сутки (339 600 м<sup>3</sup>/сут).

ТАН является одним из наиболее защищённых трубопроводов в мире. Трансаляскинский нефтепровод был спроектирован так, чтобы выдержать землетрясение силой до 8,5 баллов. Проложен над землей на специальных опорах с компенсаторами, позволяющими трубе скользить по специальным металлическим рельсам в горизонтальном направлении почти на 6 м и, при помощи специальной гравийной подушки, на 1,5 метра вертикально. Кроме того, прокладка трассы нефтепровода осуществлялась зигзагообразной ломаной линией для компенсации напряжений, вызываемых смещением почвы при очень сильных продольных сейсмических колебаниях, а также при температурном расширении металла. В ноябре 2002 года в районе трубопровода произошло землетрясение магнитудой 7,9 балла, но нефтепровод остался цел.