

УДК 622.692

**РАСЧЕТ ДЕФОРМАЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ В ОРЕОЛАХ ОТТАИВАНИЯ  
АДАПТАЦИЕЙ НОРМАТИВНЫХ ТРЕБОВАНИЙ**

**THE CALCULATION OF DEFORMATION OF PIPELINES IN HALO  
THAWING ADAPTATION OF THE REGULATORY REQUIREMENTS**

Котляревский В. А.

Научно-образовательный центр исследования экстремальных ситуаций  
Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана,  
г. Москва, Российская Федерация

V.A. Kotlyarevsky

Extreme situations research center of Bauman Moscow state technical university,  
Moscow, Russian Federation  
e-mail: kotlyarevsky22@mail.ru

**Аннотация.** Расчет прочности МТ в зонах ореола имеет смысл при неровностях рельефа, и экспресс оценка деформаций трубопровода возможна адаптацией положений норм [1] к оценке ресурса труб по балочной схеме на основе гипотезы о равенстве прогиба величине просадки. Такая посылка приводит к необходимости решения обратной задачи строительной механики – о поиске дистанции деформирования трубопровода (то есть пролета) по прогибу при неопределенных граничных условиях.

Разработанные математические модели и программные алгоритмы позволяют оперативно прогнозировать напряженно-деформированное состояние, аварийные риски эксплуатации и вырабатывать рекомендации в случае необходимости корректировки конструктивных решений магистральных нефтепроводов, в частности – на геологически сложной сибирской трассе трубопроводной системы– «Восточная Сибирь - Тихий океан» (ВСТО-2).

Изложены оригинальные методы компьютерного моделирования осадки и напряженного состояния магистральных трубопроводов в ореолах оттаивания в зонах вечной мерзлоты. Приведены расчеты ресурса прочности трубопровода на участке трассы ВСТО-2.

**Abstract.** The calculation of the strength of the MT in the areas of the halo makes sense for uneven terrain, and rapid assessment of the pipeline deformation possible adaptation of the rules of [1] to the evaluation of the resource on the beam pipe scheme based on the hypothesis that the deflection largest drawdown. This premise leads to the necessity of solving the inverse problem of structural mechanics - the search

distance pipeline deformation (i.e. flight) on the deflection under uncertain boundary conditions.

The mathematical models and software algorithms allow operatively to predict the stress-strain state, emergency risks of exploitation and make recommendations, if necessary, adjust constructive solutions of the pipeline network in particular - in geologically complex Siberian route-ray pipeline system "Eastern Siberia - Pacific Ocean" (ESPO-2).

Set out the original methods of computer modeling of rainfall and tension of the status of main pipelines in halo thawing in areas of permafrost. The calculations of resource strength of the pipeline on the part of the route of the ESPO-2.

**Ключевые слова:** трубопровод, вечная мерзлота, трасса Сибири, среднемесячная температура, ореол оттаивания, просадка трубопровода, зона деформации, прогибы и напряженное состояние, ресурс прочности.

**Keywords:** the pipeline, permafrost, route of the Siberia, the average monthly temperature of the prestige of the thaw, the drawdown of the pipeline, the zone of deformation, bending and strained state of the resource strength.

В зонах вечной мерзлоты вокруг подземного магистрального трубопровода (МТ) возникают ореолы оттаивания, приводящие к просадкам и деформациям труб. Известные методы компьютерного моделирования процессов оттаивания основаны на решении неоднородных уравнений теплопроводности в синтезе с соотношениями механики плотных сред с впаянным трубопроводом транспорта жидкого продукта. Подобные задачи с подвижными границами, связанными с фазовыми переходами, требуют значительных размеров области решения, машинных ресурсов и времени счета, хотя на значительных дистанциях вдоль трассы МТ при спокойном рельефе происходит просадка трубопровода плоско - параллельным движением, не вызывающим опасностей деформации.

Ниже полагается, что расчет прочности МТ в зонах ореола имеет смысл при неровностях рельефа, и экспресс оценка деформаций трубопровода возможна адаптацией положений норм [1] к оценке ресурса труб по балочной схеме на основе *гипотезы о равенстве прогиба величине просадки*. Такая посылка приводит к необходимости решения обратной задачи строительной механики – о поиске дистанции деформирования трубопровода (то есть 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 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 на расчет осадок магистральных трубопроводов 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.

### 1. Расчет зоны оттаивания и просадки трубопровода

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

Положение трубопровода в грунте фиксируется 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 по таблице 1 функции  $\xi_d = \xi_d(\beta, \psi_d)$  с аргументами, вычисляемыми по формулам, в которых значение  $\psi_0$  берется по значениям  $\psi_d$  таблицы при  $\xi_d = \alpha_R$ :

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

$$\alpha_R = \lambda_{th} R_0 / d, \quad \beta = \lambda_f (T_s - T_{bf}) / [\lambda_{th} (T_{in} - T_{bf})], \quad L_v = Z_0 (W_t - W_w) \rho_{tl}.$$

При задаваемых значениях  $d$ ,  $\lambda_{th}$ ,  $R_0$ ,  $Z_0$ ,  $W_t$  и  $W_w$  параметры  $\alpha_R$  и  $L_v$  не зависят от времени  $t$  и температуры нефти  $T_{in}$ , и зона  $H_c$  зависит только от изменений параметра  $\xi_d$  в диапазоне  $0 \leq \xi_d \leq 1,2$  [1]. То есть величина  $H_c$  ограничена значением, соответствующим  $\xi_d = 1,2$ . Например, при  $d = 1,22$  м,  $\lambda_{th} = 1,39$  Вт/(м·град.) и  $R_0 = 0,1$  м<sup>2</sup>·град./Вт,  $\alpha_R = 1,39 \cdot 0,1 / 1,22 = 0,114$ , и  $H_{c*} = 1,22 \cdot (1,2 - 0,114) = 1,32$  м.

Заметим, что это значение возможно лишь при  $\beta < 0,9$ , что соответствует реальным величинам этого параметра. Поскольку  $\beta$  зависит от температуры  $T_{in}$ , возрастающая с понижением температуры, максимальное значение, например при приведенном значении  $\lambda_{th}$ ;  $\lambda_f = 1,57$  Вт/(м·град.);  $T_s = -2,0^\circ\text{C}$ ;  $T_{bf} = -1,8^\circ\text{C}$  и  $T_{in} = 0^\circ\text{C}$ , равно  $\beta = 0,125$  (таблица 1).

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

Поскольку максимальные значения  $H_c^*$  соответствуют  $\psi_d = 3,5$ , можно зафиксировать допустимый расчетный диапазон времени таяния  $t_* = (\psi_d - \psi_0)L_v d^2 / (\lambda_{th} T_{in})$ , связанный с температурой нефти. Так, при  $T_{in} = 5^\circ\text{C}$ ;  $W_t = 0,2$ ;  $W_w = 0,15$ ;  $\rho_{il} = 1790$  кг/м<sup>3</sup>;  $Z_0 = 3,35 \cdot 10^5$  Дж/кг,  $L_v = 3,35 \cdot 10^5 (0,2 - 0,15)1790 = 3 \cdot 10^7$  Дж/м<sup>3</sup>, время таяния составляет  $t_* = (3,5 - 0,01) \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 1,22^2 / (1,39 \cdot 5) = 2,24 \cdot 10^7$  с = 8,65 месяца = 0,72 года, а при  $T_{in} = 1^\circ\text{C}$   $t_* = 43$  месяца = 3,6 года. В таблице 2 приведены расчетные параметры для нескольких значений  $T_{in}$ .

Таблица 2. Параметры развития зоны оттаивания  $H_c$  по месяцам  $t$  при различных температурах нефти  $T_{in}$

$T_{in}, ^\circ\text{C}$	$\beta$	$t$ , месяцы	$\psi_d$	$\xi_d$	$H_c$ , м	$T_{in}, ^\circ\text{C}$	$\beta$	$t$ , месяцы	$\psi_d$	$\xi_d$	$H_c$ , м
0,1	0,119	1	0,158	0,450	0,410	1	0,0807	24	2,088	1,184	1,305
		6	0,198	0,503	0,475			1	0,554	0,825	0,868
		12	0,247	0,566	0,551	5	0,0332	6	2,572	1,232	1,364
		24	0,344	0,668	0,676			$\geq 9$	3,500	1,325	1,478
1	0,081	1	0,231	0,545	0,526	10	0,0191	1	0,957	0,985	1,063
		12	1,120	1,036	1,124			$\geq 5$	3,500	1,325	1,478

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):

$$S = S_{th} + S_p, \quad s_{th} = (K_{th} + K_{sg} \sigma_{zg}) H_c, \quad s_p = p_0 d k_h K_{sg} k_\mu k_i$$

Здесь  $\sigma_{zg} = \frac{1}{2} \rho_{il} g H_c / d$  – 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;  $k_h$  – коэффициент, определяемый по таблице 3 в зависимости от  $z = H_c/d$ ;  $k_\mu$  – коэффициент, определяемый по таблице 3 в зависимости от  $z = H_c/(2d)$ ;  $k_i$  – коэффициенты, определяемые по таблице 4 в зависимости от  $z = H_c/d$ ;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup> (таблицы 3-4).

Таблица 3. Коэффициенты  $k_h$  и  $k_\mu$  для грунтов

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

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	

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

## 2. 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  $L$ .

Алгоритм работает в два этапа: решения обратной, а затем прямой задачи. На первом этапе в цикле на временных интервалах (помесячно) по значениям просадок вычисляется эволюция зон деформации (пролетов). На втором этапе на тех же интервалах определяются изменения параметров напряженно-деформированного состояния и резерва прочности МТ. Решение выполняется для температурных условий, соответствующих значениям среднегодовой и среднемесячных температур конкретного региона по нормам [2].

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 сжатия при нагреве), а также от влияния кольцевых напряжений от давления продукта в связи с несмещаемостью конечных 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  $EJ y^{IV} - N y'' = q + N \cdot y''_*$ , 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 (от гидроизоляции, части засыпки, снега, обледенения).

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

$$y = y_0 F(\eta), \quad (2.1)$$

где  $y_0$  – максимальная ордината,  $\eta = z/L$  – безразмерная координата;  $F(0) = F(1) = 0$ .

Соотношение между изгибающим моментом и кривизной  $y'' = d^2 y/dz^2$  содержит момент от поперечной нагрузки ( $M_q$ ) и от распора ( $N \cdot y$ )  $EJ y'' = -M_q - N \cdot y$ . Дифференцируя (2.1) дважды, запишем  $y'' = y_0 F''(\eta)$ . Из последних двух соотношений  $y_0 F''(\eta) = -(M_q + N \cdot y)/(EJ)$ , откуда для координаты  $\eta = \eta_0$  при  $y = y_0$ ,  $M_q = M_{q0}$ :

$$y_0 = -M_{q0}/[EJ \cdot F''(\eta_0) + N], \quad M_{q0} = f(q, L), \quad (2.2)$$

где  $f$  – функция изгибающего момента для балок с определенной схемой закрепления опор.

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

$$N = H + H_T + H_P, \quad (2.3)$$

$$H = -(S_{0L}/L - 1)EF, \quad H_T = \alpha TEF, \quad H_P = -\frac{1}{2} \mu P_g (d - 2\delta).$$

Здесь  $d$  – внешний диаметр трубы с толщиной стенки  $\delta$  и площадью сечения  $F = \frac{1}{4} \pi [d^2 - (d - 2\delta)^2]$ ;  $E$  – модуль упругости;  $\mu$  – коэффициент Пуассона;

$\alpha$  – коэффициент температурного расширения;  $S_{0L}$  – длина упругой линии деформированного стержня

$$S_{0L} = \int_0^L \sqrt{1 + [y_0 F'(z)]^2} dz. \quad (2.4)$$

Решение трансцендентной системы (2.2)–(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 (2.2)–(2.4) к трансцендентным уравнениям для максимума прогиба  $y_m \equiv y_0$ .

При шарнирном опирании для центра пролета  $\eta = \eta_0 = \frac{1}{2}$ ,  $M_{q0} = \frac{1}{8} qL^2$ , аппроксимируя упругую линию в виде  $y = y_0 \sin(\pi\eta)$  [3]: кривизна  $K_{r0} = -y_0 \pi^2 / L^2$ ,

$$y_0 = M_{q0} / [(\pi/L)^2 EJ - N], \quad (2.5)$$

$$S_{0L} = 2 \int_0^{L/2} \sqrt{1 + (\pi y_0 / L)^2 \cos^2(\pi\eta)} dz. \quad (2.6)$$

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

$$y_0 = M_{q0} / [(4/L)^2 EJ - N], \quad (2.7)$$

$$S_{0L} = 2 \int_0^{L/2} \sqrt{1 + (16y_0 / L)^2 (2\eta - 6\eta^2 + 4\eta^3)^2} dz. \quad (2.8)$$

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

Изгибающий момент в центре пролета балок обеих схем:  $M_{\Sigma} = M_{q0} + N \cdot y_m$ .

Эквивалентные напряжения  $\sigma_{\Sigma}$  определяются при всех сочетаниях напряжений в опасных точках стенки трубы по экстремумам осевых фибровых напряжений в центре пролета от изгиба с распором:

$$\sigma_m = \pm M_\Sigma / W + N / F ,$$

а для варианта заземленных опор – также в опорных сечениях при  $M_\Sigma = 2M_{q0}$ , с учетом кольцевых напряжений  $\sigma_g$  в трубе от внутреннего давления  $P_g$  продукта  $\sigma_g = P_g (\frac{1}{2} d / \delta - 1)$ ,

$$\sigma_\Sigma = \sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_g^2 - \sigma_m \sigma_g} .$$

Кривизна в центре пролета  $K_{r0} = -16y_0 / L^2$ . Кривизна на определяемом участке  $K_{rL} = 32y_0 / L^2$ .

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  $R_S$

$$R_S = 1 - \sigma_R / \sigma_T . \quad (2.9)$$

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

### 3. Анализ деформаций трубопровода на участке трассы

Приводятся результаты расчета участка МТ района Сковородино (Амурская обл.) при начальной температуре (возведения)  $T_0 = +15^\circ\text{C}$  с использованием следующих данных: среднегодовая температура  $T_s = -7,4^\circ\text{C}$  [2]; 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·град.);  $\lambda_f = 1,57$  Вт/(м·град.);  $T_{bf} = -1,8^\circ\text{C}$ ;  $Z_0 = 3,35 \cdot 10^5$  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;  $T_{in} = 0,5^\circ\text{C}$ ;  $K_{sg} = 0,005$  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 ( $T \equiv T_2 = T_M - T_0$ ). То есть  $T_1 = -16,8^\circ\text{C}$ , а значения  $T_2$  приведены в таблице 5.



Таблица 5. Среднемесячная температура  $T_M$  района Сковородино и температурный перепад  $T_2$

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

Результаты расчета приведены в таблицах 6, 7 и на рисунках 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% установлено по схеме заземленных границ диапазона в конце расчетного периода.

Таблица 6. Изменение границ  $L$  зон деформации трубопровода с развитием таяния  $H_c$  и просадки  $S$  в зависимости от температурного перепада  $T$  и  $T_1$  – по температуре таяния и  $T_2$  – по среднемесячной температуре

Гра- ницы диапа- зона	Пара- ра- метр	Месяцы												
		1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
	$\Psi_d$	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	10,7	11,6	12,6	13,2	13,7	14,1	14,6	15,1	15,6	15,8
Защем- щен- лены	–	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
	$T_1, ^\circ\text{C}$	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
Защем- щен- лены	$-T_2, ^\circ\text{C}$	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
Шар- нир- ные	$-T, ^\circ\text{C}$	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

Таблица 7. Изменение кривизны  $K_r$ , распора  $N$ , экстремума напряжений  $\sigma_m$  и ресурса прочности  $R_S$  трубопроводов с различными граничными условиями и температурными режимами

Границы диапазона	Параметр	Месяцы													
		1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	
защемлены $T_1 = -16,8^\circ\text{C}$	$10^3 K_r, 1/\text{м}$	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	
	$-N, \text{МН}$	10,27	10,30	10,37	10,41	10,45	10,49	10,51	10,53	10,55	10,58	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. 2.5)	$10^3 K_r, 1/\text{м}$	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	
	$-N, \text{МН}$	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 $T_1 = -16,8^\circ\text{C}$	$-10^3 K_r, 1/\text{м}$	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	
	$-N, \text{МН}$	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	

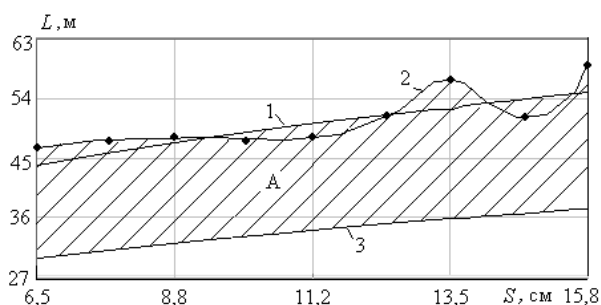


Рисунок 1. Диапазон (А) возможной зоны деформации  $L$  участка трубопровода с защемленными границами (1–2) и шарнирными (3); при температурном перепаде по температуре таяния (1 и 3) и по среднемесячной температуре (2) в зависимости от просадки  $S$  для района Сковородино

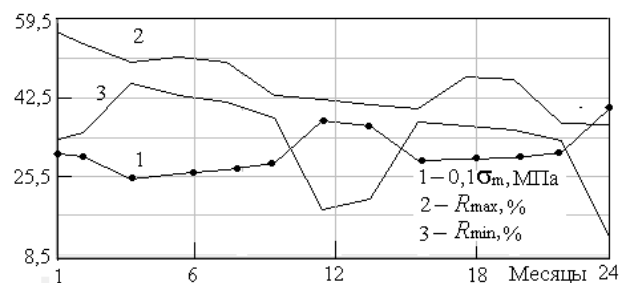


Рисунок 2. Изменение во времени экстремума напряжений  $\sigma_m$  и границ возможного диапазона упругого ресурса  $R_{\min/\max}$  трубопровода по пределу текучести

## Выводы

Разработанные математические модели и программные алгоритмы позволяют оперативно прогнозировать напряженно-деформированное состояние, аварийные риски эксплуатации и вырабатывать рекомендации в случае необходимо-

сти корректировки конструктивных решений магистральных нефтепроводов, в частности – на геологически сложной сибирской трассе трубопроводной системы ВСТО-2 – «Восточная Сибирь - Тихий океан». Вариантные расчеты выполнены для реальных условий на участке трассы ВСТО-2 района Сковородино.

### **Литература**

1. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. М.: изд-во стандартов, 1990// NorDoc.ru
2. СНиП 23-01-99. Строительная климатология. М.:изд-во стандартов, 1990 // NorDoc.ru
3. Котляревский В.А. Оценка прочности подвесных систем // Безопасность России. Безопасность строительного комплекса М.: МГОФ «Знание», 2012. С. 302–328.

### **References**

1. SNiP 2.02.04-88. Osnovaniya i fundamenti na vechnomerzlyh gruntah. M.: izd-vo standartov, 1990// NorDoc.ru
2. SNiP 23-01-99. Stroitel'naja klimatologija. M.:izd-vo standartov, 1990 // NorDoc.ru
3. Kotljarevskij V.A. Ocenka prochnosti podvesnyh sistem // Bezopasnost' Rossii. Bezopasnost' stroitel'nogo kompleksa M.: MGOF “Znanie”, 2012. S. 302–328. [in Russian].

### **Сведения об авторе**

Котляревский В. А., д-р техн. наук, проф, главный научный сотрудник НОЦ ИЭС МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва, Российская Федерация

V.A. Kotlyarevsky, Ph.D., prof. lead researcher of scientific educational Center of Extreme situations analysis extreme situations research center of Bauman Moscow state technical university, Moscow, Russian Federation.

e-mail: kotlyarevsky22@mail.ru