

# Прочность и устойчивость морских трубопроводов при наличии многолетнемерзлых пород на участках берегового примыкания

Т.И. Лаптева

к.т.н., зам. начальника лаборатории  
T\_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

**Оценка устойчивости морских трубопроводов на участках берегового примыкания мелководной зоны арктического шельфа, особенно при сложении их субаквальными многолетнемерзлыми породами (СММП), необходима для определения недопустимых напряжений трубопроводов. Полученные аналитические выражения для определения напряжений в стенке морского трубопровода на стадии предпроектных разработок позволяют оценить запасы его прочности при оттаивании СММП в зоне берегового примыкания с минимальными временными затратами, поскольку численное моделирование контактного взаимодействия труба – грунт в программном комплексе, например, ANSYS, сопряжено с некоторыми трудностями по определению и заданию входных параметров, уточнению начальных условий, выбору подходящей модели грунта, достоверно описывающей поведение материала при нагружении и непосредственному моделированию контактной задачи.**

## Материалы и методы

На основе численного решения дифференциального уравнения локального изгиба стенки трубы, содержащего геометрические характеристики труб, механические свойства их металла и значение давления в трубопроводе, были получены аналитические выражения для определения напряжений в стенке морского трубопровода.

## Ключевые слова

субаквальные многолетнемерзлые породы, участок берегового примыкания, геолого-литологическое строение грунта, ореол оттаивания грунта, напряженно-деформированное состояние трубопровода, дополнительные продольные напряжения

Морские трубопроводы после ввода в эксплуатацию оказывают заметное тепловое воздействие на окружающие их грунты, меняя характер протекания процессов их промерзания — оттаивания. Такое тепловое воздействие может изменить пространственное положение трубопровода вследствие возникновения его продольных и поперечных перемещений. Дополнительным фактором, влияющим на динамику этих перемещений, является давление продукта, вносящее существенный вклад в создание продольной схемы в стенке трубопровода. Отличие положения трубопровода от проектного приводит к изменению его напряженно-деформированного состояния (НДС) его стенки. В отдельных случаях это может привести (на некоторых участках) к исчерпанию несущей способности трубопровода и в конечном итоге, к его отказу.

Поскольку возможность выбора грунтовых условий при строительстве трубопроводов практически полностью исключена, очень важно иметь как можно больше информации о донных грунтах вдоль их трассы, так как давление грунта на трубопровод используется для расчета прочности и деформаций трубопроводов, а также для расчета их устойчивости и продольных перемещений при изменении продольных сил в стенках труб. Так как свойства грунтов меняются по длине трубопровода, это затрудняет решение задачи определения его НДС. Особенно сложное взаимодействие морских трубопроводов с геологической средой наблюдается в зонах береговых примыканий [1], наименьшая устойчивость которых наблюдается при сложении их рыхлыми СММП. Авторами [2] на основе проведенных исследований был сделан вывод о том, что недостаточная изоляция морского трубопровода может привести к таянию СММП около трубопровода в зоне берегового примыкания, если поток холода

из окружающих мерзлых пород будет недостаточен для компенсации потоков тепла от трубопровода. Знание физико-механических свойств поверхностных слоев донных грунтов в районах берегового примыкания, определяемое совместным влиянием тепловых потоков океана и нижележащих слоев СММП, является важной составляющей для проведения анализа НДС морских трубопроводов для обеспечения их эксплуатационной надежности.

При оценке напряженного состояния действующих трубопроводов необходимо учитывать все нагрузки и воздействия, вызывающие изменения напряженного состояния металла труб. Одним из критериев оценки НДС стенки трубопровода являются эквивалентные напряжения  $\sigma_{экв}$ , именно они позволяют оценить степень влияния грунтового фактора на устойчивость трубопровода, так как обязательно учитывают характер взаимодействия (т.е. силовое взаимодействие) трубопроводов с грунтом, т.е. все дополнительные нагрузки на трубопровод:

$$\sigma_{экв} = \sqrt{(\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр}^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{пр})}, \quad (1)$$

где  $\sigma_{кц}$  — кольцевые напряжения;  $\sigma_{пр}$  — продольные напряжения.

При изменении высотного положения трубопровода (рис. 1) к основным продольным напряжениям с учетом возможных термонапряжений в стенке трубы

$$\sigma_{пр} = \nu \cdot \sigma_{кц} \cdot E \cdot \alpha \cdot \Delta t, \quad (2)$$

добавляются дополнительные продольные напряжения  $\Delta \sigma_{пр}$ :

$$\Delta \sigma_{пр} = \pm (E \cdot D) / 2 \rho = \pm (E \cdot D) / 2 \cdot (\partial^2 W(x; \tau)) / (\partial x^2), \quad (3)$$

где  $D$  — наружный диаметр трубы;  $\nu$  — коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);  $E$  — модуль упругости металла трубы;  $\alpha$  — коэффициент температурного расширения металла;  $\Delta t$  — расчетный температурный перепад;

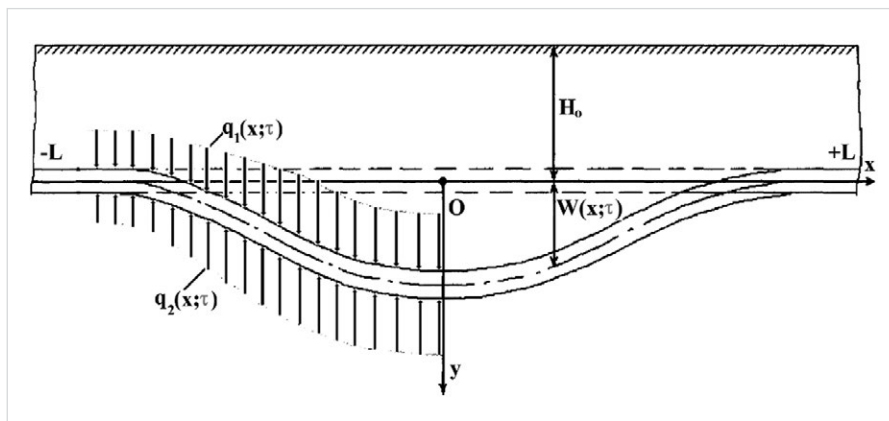


Рис. 1 — Схема силового взаимодействия трубопровода с грунтом  
 $q_1(x; \tau)$  — усредненная распределенная нагрузка, действующая на трубопровод вниз;  
 $q_2(x; \tau)$  — усредненная распределенная нагрузка, действующая на трубопровод вверх (учетом симметрии нагрузки  $q_1(x; \tau)$  и  $q_2(x; \tau)$  показаны в левой части рисунка);  
 $H_0$  — начальное расстояние от оси трубопровода до поверхности земли;  
 $2L$  — длина рассматриваемой области залегания грунта

$\rho$  — радиус упругого изгиба участка трубопровода;  $W(x; \tau)$  — прогиб трубопровода в сечении  $x$  в момент времени  $\tau$ .

Расчетные схемы трубопровода могут быть классифицированы следующим образом: осесимметричная нагруженная тонкостенная оболочка, неосесимметрично нагруженная оболочка в упругой среде, стержень в упругой среде, балка, балка на упругом основании, балка в жесткопластической среде, брус малой кривизны, брус малой кривизны в упругой среде, цилиндрическая оболочка с криволинейной осью, жесткая нить, жесткая нить в упругой среде, сопряженные цилиндрические оболочки [3]. При рассмотрении силового взаимодействия грунта с трубопроводом последний может быть представлен упруго-искривленным участком, при этом при определении кольцевых напряжений  $\sigma_{\text{кн}}$  участок считается прямолинейной тонкостенной оболочкой, а при нахождении дополнительных продольных напряжений  $\Delta\sigma_{\text{пр}}$  — брусом малой кривизны. В оболочке, которая может быть представлена тонкостенным кольцом, действует только растягивающая сила, вызывающая напряжение  $\sigma_{\text{кн}}$ , (изгибающий момент и поперечная сила равны нулю), брус или стержень малой кривизны считается нагруженным продольной силой и внешней нагрузкой с погонной силой  $\{q_1(x; \tau) - q_2(x; \tau)\}$ .

Согласно [3], дифференциальное уравнение изогнутой оси трубопровода в нестационарном случае имеет следующий вид:

$$EI(\partial^4 W)/(\partial x^4) + m(\partial^2 W)/(\partial x^2) = q_1(x; \tau) - q_2(x; \tau), \quad (4)$$

где  $EI$  — изгибная жесткость трубопровода;  $m$  — погонная масса трубопровода с учетом транспортируемого продукта;  $I$  — момент инерции поперечного сечения трубы.

Распределенная погонная нагрузка  $q_1(x; \tau)$  с учетом того, что высота грунта над трубопроводом одинакова в любом сечении  $x$ , что, очевидно, справедливо для трубопроводов малого диаметра и корректируется для трубопроводов большого диаметра поправкой  $D/(2H_0)$ . Тогда  $q_1(x; \tau)$  состоит из двух составляющих: нагрузки от действия грунта  $q_{1\text{гр}}(x; \tau)$  и нагрузки от действия самого трубопровода  $q_{1\text{тп}}(x; \tau)$ . Нагрузка от действия грунта определяется как:

$$q_{1\text{гр}}(x; \tau) = \gamma_{\text{гр}} \cdot H(x; \tau) \cdot D = \gamma_{\text{гр}} \cdot [H_0 + W(x; \tau)] \cdot D, \quad (5)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  — удельный вес грунта.

С учетом [4] для слабонесущих глинистых грунтов, распространение которых наиболее характерно для бассейна Карского моря,  $q_2(x; \tau)$  может быть представлена следующим выражением:

$$q_2(x; \tau) = R(T) \cdot D + 10.53\eta(T) \cdot \partial W(x; \tau) / \partial \tau, \quad (6)$$

где  $R(T)$  — несущая способность грунта;  $\eta(T)$  — динамический коэффициент вязкости грунта.

Учитывая выражения (5, 6) и пренебрегая силами инерции, уравнение (4) после преобразований представим в следующем виде:

$$(\partial^4 W)/(\partial x^4) + (10.53\eta/EI) \cdot (\partial W/\partial \tau) - (\gamma_{\text{гр}} D/EI) \cdot W = (D(\gamma_{\text{гр}} H_0 - R) + q_{\text{тп}})/EI. \quad (7)$$

Для решения уравнения в частных производных должны быть заданы граничные условия, которые могут быть определены условиями нулевых перемещений и нулевого изгибающего момента на границах области просадки, а начальное условие определяется из представления о том, что при  $\tau=0$  перемещений не происходит.

Решение уравнения (7) с учетом граничных и начальных условий находим разделением переменных в виде ряда Фурье. После соответствующих преобразований прогиб трубопровода в сечении  $x$  в момент времени  $\tau$  определяется как:

$$W(x; \tau) = \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \cdot \frac{4D(\gamma_{\text{гр}} H_0 - R) + q_{\text{тп}}}{\pi(2n+1) \cdot EI} \cdot \frac{EI}{EI \cdot k_n^4 - \gamma_{\text{гр}} D} \cdot \left\{ 1 - e^{\left[ \frac{EI \cdot k_n^4 - \gamma_{\text{гр}} D}{10.53\eta} \cdot \tau \right]} \right\} \cdot \cos(k_n \cdot x), \quad (8)$$

где значение  $k_n$  определяется как:

$$k_n = \pi/2L(2n+1) \quad (9)$$

Выражение (8) для функции прогиба трубопровода (как в общем — нестационарном случае, так и для предельного его положения) позволяют дать прогноз изменения высотного положения трубопровода, оценить дополнительные продольные напряжения в его стенке, вызванные изменением его положения в пространстве, рассчитать эквивалентные напряжения по верхней и нижней образующей и оценить влияние температурного фактора на эксплуатационную надежность трубопровода. При исследовании сходимости решения (8) было найдено, что с достаточной (для инженерных расчетов) точностью можно ограничиться первым слагаемым ряда и получить приближенное решение в виде:

$$W(x; \tau) \approx \frac{4D(\gamma_{\text{гр}} H_0 - R) + q_{\text{тп}}}{\pi(EI \cdot k_0^4 - \gamma_{\text{гр}} D)} \cdot \left\{ 1 - e^{\left[ \frac{EI \cdot k_0^4 - \gamma_{\text{гр}} D}{10.53\eta} \cdot \tau \right]} \right\} \cdot \cos(k_0 \cdot x). \quad (10)$$

Дополнительные продольные напряжения в стенке трубопровода находятся согласно (3). С учетом знака напряжений, получаем следующие выражения для

полных продольных напряжений в стенке трубопровода:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \sigma_{\text{пр}} \pm \Delta\sigma_{\text{пр}} = \nu \cdot \sigma_{\text{кн}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm (E \cdot D)/2 \cdot (\partial^2 W(x; \tau))/(\partial x^2). \quad (11)$$

Для практических расчетов необходимо оценить такую характеристику как глубина ореола оттаивания грунта под трубой  $h_p$ , который проводился для следующих значений (таб. 1): диаметр трубопровода — 1219 мм, толщина стенки — 27 мм, внутреннее давление — 11,8 МПа, температура перекачиваемого продукта — 20°C. В расчетах принимались два значения высоты перекрывающего слоя грунта: 2,25 и 3 м.

Далее приведем результаты расчетов для конкретного трубопровода. Глубина укладки трубопровода по верхней образующей составляет 2,25 и 3 м. Для расчетов была принята наибольшая глубина ореола оттаивания для грунта с низкой несущей способностью: текучепластичные суглинки (удельный вес — 1,89 кН/м³). Были произведены расчеты при прочих равных условиях для двух перекачиваемых сред: нефти и газа для различных значений температуры на их поверхности и соответствующих им значений ореола оттаивания грунта под трубопроводами и различных значений перекрывающего слоя грунта (расчет проводился для времени, максимально соответствующему реальному времени осадки). В таб. 2 приведены данные по расчету максимальных напряжений в стенке трубопровода.

Согласно таб. 2, эквивалентное напряжение по нижней образующей  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$  для всех рассматриваемых трубопроводов меняется незначительно (в пределах от 220 до 231 МПа). В то время как то же напряжение для верхней образующей  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{в}}$  трубопроводов достигают уже более высоких значений (примерно 360 МПа). Состояние, как для газопровода, так и нефтепровода при заданных температурах в их стенках не достигло критического уровня (90% предела текучести  $\sigma_m$ , который при расчете был принят равным 485 МПа, что соответствует стали по АР1Х 70), равного 436,5 МПа. Но при увеличении температуры в стенках трубопроводов максимальное эквивалентное напряжение может значительно увеличиться и может быть достигнут его опасный уровень.

## Итоги

Приведены расчетные значения для определения изменения высотного положения трубопровода, полных продольных и эквивалентных напряжений в стенке трубопровода при оттаивании СММП на участках берегового примыкания мелководной зоны арктического шельфа.

## Выводы

1. На основе полученных аналитических выражений для морских трубопроводов проведено исследование напряженно-деформированного состояния морского трубопровода.
2. Полученные аналитические выражения могут быть рекомендованы для определения напряжений в стенке морского трубопровода на стадии предпроектных разработок.

## Список литературы

1. Козлов С.А. Опасные для нефтегазопромысловых сооружений

Грунт	Температура мерзлого грунта, °C	Предельная величина ореола оттаивания грунта под трубопроводом, м	
		перекрывающий слой грунта 2,25 м	перекрывающий слой грунта 3 м
Пески мелкие и пылеватые	-2,0	14,18	14,85
	-10,0	4,18	4,4
Суглинок	-2,0	13,73	14,16
	-10,0	4,09	4,27
Глина	-2,0	11,02	14,42
	-10,0	3,58	4,31

Таб. 1 — Величина ореола оттаивания грунта под трубопроводом

геологические и природно-техногенные процессы на Западно-Арктическом шельфе России. Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/2005\\_1.shtml](http://www.ogbus.ru/2005_1.shtml). – 10.02.05.

2. Марченко А.В. Инстанес А., Финсет Ю., Онищенко Д.А. Мониторинг термодинамического

состояния грунта вблизи берегового примыкания арктического трубопровода // Вести газовой науки. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. № 3. С. 202–211.

3. Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1984. 254 с.

4. Хабибуллин Ф. Х. Влияние температурного фактора на эксплуатационную надежность трубопроводов в условиях слабонесущих грунтов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19. Тюмень, 2001. 23 с.

Температура T, °C / K	Кольцевое напряжение $\sigma_{\text{кн}}$ , МПа	Перекачиваемый продукт/ перекрывающий слой грунта, м	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{пр}}$ , МПа	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{экр}}$ , МПа	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{пр}}$ , МПа	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{экр}}$ , МПа
10 / 283	254,57	газ / 2,25	66,51	275,17	-37,366	228,69
		нефть / 2,25	100,00	296,42	-70,86	222,15
		газ / 3	138,28	323,27	-109,14	220,74
		нефть / 3	171,77	339,03	-130,27	224,91
11 / 284	254,57	газ / 2,25	68,94	276,63	-39,80	228,06
		нефть / 2,25	102,43	298,05	-73,29	221,86
		газ / 3	140,71	325,05	-111,57	220,88
		нефть / 3	174,20	340,88	-132,70	225,40
12 / 285	254,57	газ / 2,25	71,37	278,10	-42,23	227,45
		нефть / 2,25	104,86	299,69	-75,72	221,61
		газ / 3	143,14	326,84	-114,00	221,04
		нефть / 3	176,63	342,74	-135,13	225,92
13 / 286	254,57	газ / 2,25	73,80	279,59	-44,66	226,86
		нефть / 2,25	107,29	301,35	-78,15	221,37
		газ / 3	145,57	328,64	-116,43	221,22
		нефть / 3	179,06	344,60	-137,56	226,47
14 / 287	254,57	газ / 2,25	76,23	281,09	-47,09	226,31
		нефть / 2,25	109,72	303,01	-80,58	221,17
		газ / 3	148,00	330,44	-118,86	221,44
		нефть / 3	181,49	346,47	-139,99	227,03
15 / 288	254,57	газ / 2,25	78,66	282,61	-49,52	225,77
		нефть / 2,25	112,15	304,68	-83,01	220,99
		газ / 3	150,43	332,26	-121,29	221,68
		нефть / 3	183,92	348,35	-142,42	227,63
16 / 289	254,57	газ / 2,25	81,09	284,13	-51,95	225,26
		нефть / 2,25	114,58	306,36	-85,44	220,83
		газ / 3	152,86	334,08	-123,72	221,95
		нефть / 3	186,35	350,23	-144,85	228,24
17 / 290	254,57	газ / 2,25	83,52	285,67	-54,38	224,77
		нефть / 2,25	117,01	308,06	-87,87	220,71
		газ / 3	155,29	335,91	-126,15	222,24
		нефть / 3	188,78	352,13	-147,28	228,88
18 / 291	254,57	газ / 2,25	85,95	287,22	-56,81	224,31
		нефть / 2,25	119,44	309,76	-90,30	220,61
		газ / 3	157,72	337,75	-128,58	222,56
		нефть / 3	191,21	354,02	-149,71	229,55
19 / 292	254,57	газ / 2,25	88,38	288,79	-59,24	223,87
		нефть / 2,25	121,87	311,47	-92,73	220,53
		газ / 3	160,15	339,59	-131,01	222,91
		нефть / 3	193,64	355,93	-152,14	230,24
20 / 293	254,57	газ / 2,25	90,81	290,36	-61,67	223,46
		нефть / 2,25	124,30	313,19	-95,16	220,49
		газ / 3	162,58	341,44	-133,44	223,26
		нефть / 3	196,074	357,84	-154,60	230,95

Таб. 2 – Максимальные механические напряжения в стенке трубопровода в наиболее опасном сечении с координатой  $x = 0$

## The strength and stability of offshore pipelines in the presence of subaqueous permafrost on land landfall

UDC 628.146

### Author:

**Tatiana I. Lapteva** — Ph.D., deputy head of laboratory; [T\\_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru](mailto:T_Lapteva@vniigaz.gazprom.ru)

"Gazprom VNIIGAZ" LLC, Moscow, Russian Federation

### Abstract

Estimation of resistance of offshore pipelines on land landfall of shallow-water zone of the Arctic shelf, especially when their add subaqueous permafrost surrounding require to detect invalid pipe stress. Analytic expressions are obtained for determining the stresses in the wall of the offshore pipeline at the stage of pre-project development allow us to estimate the reserves of his strength during subaqueous permafrost surrounding defrosting in the area of landfall with minimal time cost, since the numerical simulation of contact interaction between the pipe – the soil in the software package, for example, ANSYS is associated with certain difficulties for defining and setting input parameters, the determination of the initial conditions, the choice of an appropriate model of the soil, reliably describing the behavior of material under loading and the direct simulation of the Hertzian problem.

### Materials and methods

On the basis of the numerical solution of differential equation of local bend of pipe wall containing geometrical characteristics of pipes, mechanical properties of their metal

and value of pipeline pressure, have been received analytical expressions for determination of tension in wall of the offshore pipeline.

### Results

Calculated values for definition of change of high-rise position of the pipeline, full longitudinal and equivalent stresses in pipeline wall are given when subaqueous permafrost defrosting on land landfall of shallow-water zone of the Arctic shelf.

### Conclusions

1. On the basis of the received analytical expressions for offshore pipelines it is carried out research intense the deformed condition of the offshore pipeline.
2. The received analytical expressions can be recommended for determination of stresses in wall of the offshore pipeline for stages of preproject development.

### Keywords

Subaqueous permafrost, land landfall, geological-lithological structure of the soil, the defrosting of soil halo, stress-strain state of the pipeline, additional longitudinal stresses

### References

1. Kozlov S.A. *Opasnye dlya neftegazopromyslovykh sooruzheniy geologicheskie i prirodno-tekhnogennye protsessy na Zapadno-Arkticheskoy shel'fe Rossii* [Threat to oil and gas production facilities geological and natural-technogenic processes on the West-Arctic shelf of Russia]. Available at: [http://www.ogbus.ru/2005\\_1.shtml](http://www.ogbus.ru/2005_1.shtml). – 10.02.05.
2. Marchenko A.V. Instanes A., Finset Yu., Onishchenko D.A. *Monitoring termodinamicheskogo sostoyaniya grunta vblizi beregovogo primykaniya arkticheskogo truboprovoda* [Monitoring of the thermodynamic state of the soil near the coast where Arctic pipeline]. News of science of gas. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, issue 3, pp. 202–211
3. Borodavkin P.P., Sinyukov A.M. *Prochnost' magistral'nykh truboprovodov* [Strength of pipelines]. Moscow: Nedra, 1984. 254 p.
4. Khabibullin F. Kh. *Vliyaniye temperaturnogo faktora na ekspluatatsionnuyu nadezhnost' truboprovodov v usloviyakh slabonesushchikh gruntov* [The Influence of temperature factor on the operational reliability of pipelines in conditions of non-cohesive soils]. Abstract. dis. kand. tech. Sciences 25.00.19. Tyumen, 2001, 23 p.

## СЕМИНАР- КОНФЕРЕНЦИЯ

«Иновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах»

05–09 июня 2017

г. Ялта, Республика Крым, РФ

«Эксплуатация-добыча нефти и газа, ремонт и бурение горизонтальных скважин»

11-15 сентября 2017

г. Севастополь, Республика Крым, РФ



Иновационные  
Технологии

+7 (3452) 534 009  
[togc@bk.ru](http://togc@bk.ru), [in\\_tech@bk.ru](http://in_tech@bk.ru)  
[WWW.TOGC.INFO](http://WWW.TOGC.INFO)