

# Силовое взаимодействие морских трубопроводов с промерзающими многолетнемерзлыми породами в прибрежной зоне шельфа

Т.И. Лаптева

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

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

**В прибрежной зоне арктического шельфа вблизи берегов возможно развитие донных субаквальных многолетнемерзлых пород (СММП). На подобных участках может происходить промерзание донных пород вокруг морского трубопровода, транспортирующего продукт даже при слабоотрицательных температурах. При промерзании грунта происходит его криогенное (морозное) пучение, что может привести к изменению планово-высотного положения морского трубопровода с появлением дополнительных продольных (осевых) напряжений, влияющих на эксплуатационную надежность трубопровода.**

Освоение нефтегазовых месторождений Арктического шельфа тесно связано со строительством трубопроводов, обеспечивающих транспорт углеводородов с шельфа на сушу [2]. Возможным препятствием для осуществления подобных проектов является развитие вблизи берегов донных СММП, что усложняет выбор зон берегового примыкания морских трубопроводов. Большое значение для обеспечения эксплуатационной надежности морских трубопроводов имеет анализ их поведения в районах берегового примыкания в условиях наличия СММП. Действующие нормативные документы, как российские, так и международные [3–6], не содержат конкретных рекомендаций по анализу термодинамического состояния грунта в таких условиях, поэтому в каждом отдельном случае необходимо выполнение специализированных расчетов.

Морской трубопровод в зоне действия морозных сил пучения моделируется как упругоискривленный участок (рис. 1), рассматриваемый как тонкостенная оболочка при определении кольцевых напряжений и как балка малой кривизны при определении продольных напряжений.

На трубопровод действует следующая система нагрузок: 1) гравитационные силы; 2) внутреннее давление в трубе; 3) тепловое расширение; 4) нагрузки, возникающие при морозном пучении грунта. Гравитационная нагрузка учитывается путем задания ускорения силы тяжести и соответствующей массовой плотности материала трубы. Кроме того, должны быть учтены вес перекачиваемого продукта и изоляции, если таковая имеется. Основными для данной трубопроводной системы являются нагрузки, обусловленные пучением грунта. В настоящее время оценка непосредственно сил морозного пучения затруднительна, поэтому здесь предпочтительно задавать невозмущенный профиль пучения в виде функции вертикального перемещения грунта при свободном пучении от продольной координаты. Пусть на рассматриваемом участке трубопровода морозное пучение грунта происходит в виде образования системы одиночных бугров пучения, удаленных друг от друга настолько, что их

совместным влиянием на изгиб трубопровода можно пренебречь. Тогда решение поставленной задачи сводится к решению серии задач о взаимодействии трубопровода с единичным бугром пучения.

Дополнительные продольные напряжения [7] в стенке трубопровода зависят от множества факторов:

- температура перекачиваемого продукта;
- расход, температура, теплопроводность, вязкость перекачиваемого продукта;
- глубина заложения трубопровода;
- теплопроводность и теплоемкость талых и мерзлых грунтов;
- влажность грунтов и теплота фазового перехода;
- относительное пучение грунтов и максимальное значение нормальных сил морозного пучения;
- механические характеристики грунтов в талом и мерзлом состоянии.

Оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода опирается на критерии прочности и пластичности. В качестве критерия пластичности выбран критерий удельной потенциальной энергии изменения формы, в основе которого лежит сравнение эквивалентного напряжения  $\sigma_{экс}$  с пределом текучести  $\sigma_T$  материала согласно критерию:

$$\sigma_{экс} \leq 0,9 \cdot \sigma_m \quad (1)$$

В случае плоско напряженного состояния эквивалентное напряжение вычисляется согласно:

$$\sigma_{экс} = \sqrt{(\sigma_{ск}^2 + \sigma_{пр}^2 - \sigma_{ск} \cdot \sigma_{пр})}, \quad (2)$$

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

Изменение высотного положения трубопровода (изгиб) приводит к появлению дополнительных продольных напряжений  $\Delta\sigma_{пр}$  при неизменных кольцевых напряжениях  $\sigma_{ск}$ . Согласно [8], дополнительное продольное напряжение  $\Delta\sigma_{пр}$  с учетом того, что изгиб трубопровода может быть описан синусоидой с одной полуволной:

$$W(x) = h_f \cdot \sin(\pi x/L), \quad (3)$$

определяется как:

$$\Delta\sigma_{пр} = (E \cdot D)/2 \cdot (d^2 W)/(dx^2) = -h_f (\pi/L)^2 \cdot E \cdot r \cdot \sin(\pi x/L), \quad (4)$$

где  $h_f$  — высота бугра пучения;  $r = D/2$  — наружный радиус сечения трубы;  $E$  — модуль упругости металла трубы.

Дифференциальное уравнение изогнутой оси трубопровода на таком участке описывается зависимостью [9]:

$$EI (d^2 W)/(dx^2) - N(d^2 W)/(dx^2) = q, \quad (5)$$

где  $N$  — продольное сжимающее усилие;  $q$  — равномерно распределенная нагрузка, действующая на трубопровод сверху;  $I$  — осевой момент инерции сечения трубы.

Преобразуем уравнение (5) с учетом выражений (6):

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^2 W}{dx^2} &= -h_f \left(\frac{\pi}{L}\right)^2 \cdot \sin\left(\frac{\pi x}{L}\right) \\ \frac{d^4 W}{dx^4} &= \left(\frac{\pi}{L}\right)^4 \cdot h_f \cdot \sin\left(\frac{\pi x}{L}\right) \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

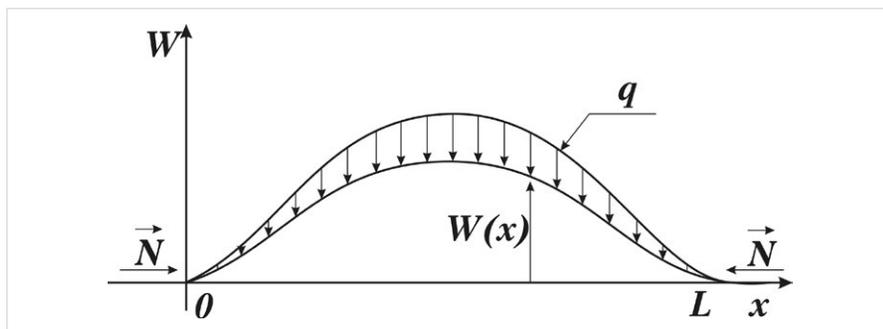


Рис. 1 — Расчетная схема для оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода в зоне пучения грунта

**Предложенные аналитические выражения для определения напряжений в стенке морского трубопровода позволяют с достаточной для инженерных расчетов точностью и с минимальными временными затратами оценить напряженно-деформированное состояние морских трубопроводов на стадии предпроектных разработок при промерзании СММП в прибрежной зоне арктического шельфа [1].**

#### Материалы и методы

На основе решения дифференциального уравнения изогнутой оси трубопровода с помощью методов компьютерной алгебры с привлечением стандартных операторов и пакетов среды Mathematica 5.2 были получены аналитические выражения для определения напряжений в стенке морского трубопровода. Для оценки точности проведенных инженерных расчетов было проведено математическое моделирование поведения системы трубопровод – грунт с использованием метода конечных элементов, реализованное в стандартной программе Ansys Mechanical 14.0.

#### Ключевые слова

субаквальные многолетнемерзлые породы, морозное пучение грунта, напряженно-деформированное состояние трубопровода, эквивалентные напряжения, методы компьютерной алгебры, перекрывающий слой грунта

$$N h_f (\pi/L)^2 \sin(\pi x/L) = q. \quad (7)$$

Откуда продольное сжимающее усилие  $N$  определяется как:

$$N = \frac{q}{h_f \sin(\frac{\pi x}{L_0})} \left(\frac{L}{\pi}\right)^2 - EI \left(\frac{\pi}{L}\right)^2. \quad (8)$$

Учитывая (4), преобразуем уравнение (5):

$$EI (d^2 \Delta\sigma_{np}) / (dx^2) - N \Delta\sigma_{np} = q \cdot E \cdot r. \quad (9)$$

Для решения дифференциального уравнения (9) должны быть заданы граничные условия, которые могут быть определены условиями нулевых дополнительных продольное напряжение  $\Delta\sigma_{np}$  на границах изгиба:

$$\Delta\sigma_{np}(0) = \Delta\sigma_{np}(L) = 0. \quad (10)$$

Для решения дифференциального уравнения (9) с учетом граничных условий (10) будем использовать методы компьютерной алгебры с привлечением стандартных операторов и пакетов среды Mathematica 5.2, где в силу особенностей применения операторов введены новые обозначения:  $EI$  соответствует модулю упругости металла трубы  $E$ ,  $I$  – осевому моменту инерции сечения трубы  $I$ .

Символьное решение для определения дополнительного продольного напряжения  $\Delta\sigma_{np}$  в произвольном сечении  $x$  трубы в компьютерных кодах представлено ниже

$$\left\{ \left\{ \begin{aligned} \Delta\sigma[x] \rightarrow \frac{e^{-\frac{x\sqrt{N}}{\sqrt{EI}\sqrt{1}}}} \left( e^{\frac{x\sqrt{N}}{\sqrt{EI}\sqrt{1}}} - 1 \right)}{\left( 1 + e^{\frac{L\sqrt{N}}{\sqrt{EI}\sqrt{1}}} \right) N} \\ \left( e^{\frac{x\sqrt{N}}{\sqrt{EI}\sqrt{1}}} - e^{\frac{L\sqrt{N}}{\sqrt{EI}\sqrt{1}}} \right) EI \cdot q \cdot r \end{aligned} \right\} \right\} \quad (11)$$

Длина изгиба  $L$  может быть определена, исходя из изгибной жесткости и веса трубопровода при укладке согласно [10], по формуле

$$L = \sqrt[4]{\frac{72 \cdot E \cdot I \cdot h_f}{q}}. \quad (12)$$

Учитывая, что рассматривается упругая стадия работы металла ( $E = 2,1 \cdot 10^{11}$  Па,  $\nu = 0,3$ ,  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ) и что  $\Delta t$  равен  $35^\circ\text{C}$ , находим составляющую продольного напряжения, независимую от изменения высотного положения трубопровода:

$$\sigma'_{np} = \nu \sigma_{кц} - \alpha E \Delta t = -11,828 \text{ МПа},$$

где  $\nu$  – коэффициент поперечной деформации в упругой области;  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения;  $\Delta t$  – перепад температуры, равный разности температуры транспортируемого газа и температуры замыкания при строительстве трубопровода. Знак «–» при  $\sigma'_{np}$  показывает, что до начала процесса морозного пучения морской трубопровод был сжат.

С учетом знака деформаций полные продольные напряжения для трубопровода вычисляются как:

$$\sigma_{np} = \sigma'_{np} \pm \Delta\sigma_{np} = \nu \cdot \sigma_{кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{e^{-\frac{\sqrt{N}}{\sqrt{EI}}x} \left( e^{\frac{\sqrt{N}}{\sqrt{EI}}x} - 1 \right) \cdot \left( e^{\frac{\sqrt{N}}{\sqrt{EI}}x} - e^{\frac{\sqrt{N}}{\sqrt{EI}}L} \right) \cdot E \cdot q \cdot r}{N \cdot \left( 1 + e^{\frac{\sqrt{N}}{\sqrt{EI}}L} \right)} \quad (13)$$

Далее были проведены расчеты для следующих значений: диаметр трубопровода – 1219 мм, толщина стенки – 27 мм, внутреннее давление в трубопроводе – 11,8 МПа. Расчет производился для значений высоты бугра пучения  $h_f$  и соответствующей этому длине изгиба  $L$ , определенной по (12). Равномерно распределенная нагрузка  $q$ , действующая на трубопровод, составила для газопровода 58825 Н/м, а для нефтепровода – 66888 Н/м, что соответствует перекрывающему слою грунта над трубопроводом, равному 2,25 м; для 3 м: газопровод –  $q = 76104$  Н/м, нефтепровод –  $q = 84167$  Н/м.

В таб. 1 приведены данные по расчету максимальных продольных, эквивалентных напряжений в стенке трубопровода, что соответствует сечению  $x=L/2$ , в зависимости от высоты бугра пучения. Положительные значения расчетных величин означают для напряжений от продольных усилий – растяжение, а отрицательные – сжатие.

При отсутствии морозного пучения  $\sigma_{кц} = 254,574$  МПа и  $\sigma'_{np} = -11,828$  МПа, что дает следующее значение эквивалентного напряжения:  $\sigma_{экв} = 259,519$  МПа.

Учитывая, что предел текучести стали, из которой изготовлены трубы, равен 485 МПа, соответствующий стали по API X70, можно сделать вывод о том, что поскольку увеличение эквивалентного напряжения по верхней образующей газопровода с 259,519 МПа до 395,814 МПа для перекрывающего слоя грунта 2,25 м является значимым, то влияние морозного пучения при указанных условиях является заметным, что может в конечном итоге сказаться на эксплуатационной надежности трубопровода. Полные продольные напряжения, возникающие в газопроводе и нефтепроводе, по верхней и нижней образующим отличаются на 1%.

Оценка точности инженерных методов выполняется с помощью относительной погрешности:

$$\Delta = |(\sigma_{экв}^{ан} - \sigma_{экв}^{чис}) / (\sigma_{экв}^{ан})|, \quad (13)$$

где  $\sigma_{экв}^{ан}$  – эквивалентные напряжения согласно (11, 12),  $\sigma_{экв}^{чис}$  – эквивалентные напряжения, полученные с использованием метода конечных элементов, реализованного в стандартной программе ANSYS.

В таб. 2 приведены результаты расчетов эквивалентных напряжений для газопровода с перекрывающим слоем грунта – 2,25 м, полученные с использованием формул (13) и применением программы Ansys Mechanical 14.0.

Анализ результатов расчета эквивалентных напряжений с помощью выражений (13) (таб. 2) показал, что относительная погрешность вычислений не превышает 10%, что является приемлемым значением для инженерных расчетов [11].

#### Итоги

Приведены расчетные значения для определения изменения полных продольных и эквивалентных напряжений в стенке морского трубопровода в зависимости от вида перекачиваемого продукта, перекрывающего слоя грунта и высоты выпора грунта при морозном пучении СММП в прибрежной зоне арктического шельфа.

Перекры- вающий слой грунта, м	Высота бугра пучения $h_p$ , м	Перекачивае- мый продукт	Кольцевое напряжение $\sigma_{ки}$ , МПа	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{пр}$ , МПа	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{экв}$ , МПа	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{пр}$ , МПа	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{экв}$ , МПа
2,25	0,1	газ	254,57	-70.2888	233.279	51.0432	296.044
	0,2			-95.3768	226.325	76.1313	313.345
	0,3			-114.664	222.759	95.4188	327.332
	0,4			-130.954	221.017	111.708	339.55
	0,5			-145.252	220.471	126.027	350.563
	0,6			-158.183	220.775	138.938	360.693
	0,7			-170.131	221.727	150.885	370.221
	0,8			-181.198	223.176	161.952	379.169
	0,9			-191.581	225.023	172.336	387.663
	1			-201.442	227.2030	182.196	395.814
2,25	0,1	нефть	254,57	-69.6376	233.444	50.3921	295.709
	0,2			-94.6673	226.486	75.4218	312.841
	0,3			-113.795	222.885	94.5494	326.69
	0,4			-129.948	221.091	110.703	338.786
	0,5			-144.1480	220.481	124.9030	349.69
	0,6			-156.953	220.714	137.708	359.72
	0,7			-168.801	221.589	149.555	369.153
	0,8			-179.776	222.96	160.531	378.013
	0,9			-190.074	224.726	170.829	386.425
	1			-199.853	226.824	180.6070	394.495
3	0,1	газ	254,57	-69.3005	233.604	50.0549	295.386
	0,2			-93.9821	226.644	74.7365	312.356
	0,3			-112.955	223.01	93.7096	326.071
	0,4			-128.977	221.165	109.732	338.049
	0,5			-143.063	220.495	123.817	348.848
	0,6			-155.765	220.661	136.52	358.782
	0,7			-167.516	221.464	148.27	368.123
	0,8			-178.403	222.759	159.158	376.899
	0,9			-188.619	224.449	169.373	385.231
	1			-198.318	226.468	179.073	393.223
3	0,1	нефть	254,57	-68.9381	233.724	49.6925	295.144
	0,2			-93.4705	226.763	74.225	311.993
	0,3			-112.328	223.105	93.0827	325.609
	0,4			-125.728	221.447	106.483	337.593
	0,5			-142.252	220.509	123.007	348.22
	0,6			-154.879	220.626	135.633	358.083
	0,7			-166.557	221.375	147.311	367.356
	0,8			-177.379	222.615	158.133	376.068
	0,9			-187.33	224.248	168.287	384.34
	1			-197.173	226.209	177.927	392.275

Таб. 1 — Максимальные механические напряжения в стенке трубопровода

Высота бугра пучения $h_f$ , м	Значения эквивалентных напряжений, МПа		Относительная погрешность D
	с использованием формул (13)	с применением программы Ansys Mechanical	
0,3	327.332	294.85	0.099
0,4	339.55	318.84	0.061
0,5	350.563	320.44	0.086
0,6	360.693	361.21	0.001
0,7	370.221	379.79	0.026
0,8	379.169	406.61	0.042
0,9	387.663	414.31	0.069
1	395.814	430.79	0.101

Таб. 2 — Сравнение решений по разным программам

#### Выводы

1. На основе полученных аналитических выражений для морских трубопроводов проведено исследование напряженно-деформированного состояния морского трубопровода при морозном пучении СММП в прибрежной зоне арктического шельфа.
2. Полученные аналитические выражения с достаточной для инженерных расчетов точностью и с минимальными временными затратами могут быть рекомендованы для определения напряжений в стенке морского трубопровода на стадии предпроектных разработок.

## Список литературы

1. Кудрявцев С.А., Тюрин. И.М. Теория и практика проектирования фундаментов зданий и сооружений в пучиноопасных грунтах Дальнего Востока. Хабаровск: ДВГУПС, 1999. 83 с.
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. СП 108-34-97. Сооружение подводных переходов. М.: Газпром, 1998.
4. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. М.: Миннефтегазстрой, 1998.
5. ГОСТ Р 54382-2011. Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования..
6. DNV OS-F101. Submarine Pipelines Systems. Høvik : Det Norske Veritas, January 2000.
7. Иванов И.А. Эксплуатационная надежность магистральных трубопроводов в районах глубокого сезонного промерзания пучинистых грунтов : автореферат дис.... доктора технических наук: 25.00.19. Тюмень, 2002. 48 с.
8. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. М.: Недра, 1968. 304 с.
9. Беляев Н.М. Сопrotivление материалов. М.: Наука, 1976. 608 с.
10. Лаптева Т.И. Мансуров М.Н. Сравнительный анализ методов оценки устойчивости морских и сухопутных трубопроводов. Тезисы докладов II Международной научно-технической конференции 17-18 сентября 2008 г. М.: ВНИИГАЗ, 2008. С. 110.
11. Крохин С.Н. Литневский Л.А., Минабудинова С.А. Измерения и расчет погрешностей в лабораторном практикуме по физике: Методические указания к выполнению лабораторных работ. Омск: Омский государственный университет путей сообщения, 2011. 32 с.

ENGLISH

PIPELINE

## Force interaction of offshore pipelines with frozen permafrost in the coastal zone of shelf

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

In the coastal zone of the Arctic shelf near the coast may development sediment subaqueous permfrost surrounding. Such areas can occur freezing of sediment surrounding around offshore pipeline to transport the pumped product, even if not more negative temperatures. When freezing of the soil is cryogenic (frosty) swelling, which may lead to a change in horizontal and vertical position of the offshore pipeline with the appearance of additional longitudinal (axial) stress, affecting operational reliability of the pipeline. The proposed analytical expressions to determine the stresses in the wall of the offshore pipeline allow with sufficient for engineering calculations accuracy and with minimum time spent to evaluate the stress-strain state of the offshore pipelines at the stage of pre-project developments in freezing of subaqueous permfrost surrounding in the coastal zone of the Arctic shelf.

### Materials and methods

Based on the solution of a differential equation of the bent axis of the pipeline using the methods of computer algebra using standard operators and packages environment Mathematica 5.2 was derived analytical expressions for determining the stresses in the wall of the offshore pipeline. To assess the accuracy of engineering calculations was the mathematical modeling of the system behavior of the pipeline-soil using the finite element method, as implemented in standard program Ansys Mechanical 14.0.

### Results

The calculated values for determining the change of the full longitudinal and equivalent stresses in the wall of offshore pipeline depending on type of pumped-over product, the overlying soil layer and the height of the heaving soil in the frosty heaving of

subaqueous permfrost in the coastal zone of the Arctic shelf are given.

### Conclusions

1. On the basis of the received analytical expressions for offshore pipelines it is carried out research stress-strain state of the offshore pipeline in the frosty heaving of subaqueous permfrost in the coastal zone of the Arctic shelf.
2. Analytic expressions are obtained with sufficient for engineering calculations accuracy and with minimum time spent can be recommended to determine the stresses in the wall of an offshore pipeline at a stage of predesign research.

### Keywords

subaqueous permfrost, frost heave of the soil, stress-strain state of the pipeline, equivalent stress, methods of computer algebra, covering the layer of soil

### References

1. Kudryavtsev S.A., Tyurin. I.M. *Teoriya i praktika proektirovaniya fundamentov zdaniy i sooruzheniy v puchinoopasnykh gruntakh Dal'nego Vostoka* [The theory and practice of designing the foundations of buildings and structures in the depths of the dangerous ground of the Far East]. Khabarovsk: DVGUPS, 1999, 83 p.
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. Set of rules 108-34-97 *Sooruzhenie podvodnykh perekhodov* [The construction of the underwater crossings]. Moscow: Gazprom, 1998.
4. Construction norms 010-88. *Stroitel'stvo magistral'nykh truboprovodov. Podvodnye perekhody* [The construction of pipelines. Underwater passages]. Moscow: Minneftegazstroy, 1998.
5. GOST R 54382-2011. Oil and gas industry. Submarine pipeline systems. General technical requirements.
6. DNV OS-F101. Submarine Pipelines Systems. – Høvik : Det Norske Veritas, January 2000.
7. Ivanov I. A. *Ekspluatatsionnaya nadezhnost' magistral'nykh truboprovodov v rayonakh glubokogo sezonnogo promerzaniya puchinistykh gruntov* [Operational reliability of pipelines in areas of deep seasonal freezing heaving soil]. Abstract of thesis.... doctor of technical Sciences : 25.00.19, Tyumen, 2002, 48 p.
8. Borodavkin P.P., Taran V.D. *Truboprovody v slozhnykh usloviyakh* [Pipelines in difficult conditions]. Moscow: Nedra, 1968, 304 p.
9. Belyaev N.M. *Soprotivlenie materialov* [Mechanics of materials]. Moscow: Nauka, 1976, 608 p.
10. Lapteva T.I. Mansurov M.N. *Sravnitel'nyy analiz metodov otsenki ustoychivosti morskikh i sukhoputnykh truboprovodov* [Comparative analysis of methods for sustainability assessment of offshore and onshore pipelines]. Abstracts of the II International scientific and technical conference September 17-18. Moscow: VNIIGAZ, 2008, p. 110.
11. Krokhin S.N. Litnevskiy L.A., Minabudinova S.A. *Izmereniya i raschet pogreshnostey v laboratornom praktikume po fizike: Metodicheskie ukazaniya k vypolneniyu laboratornykh rabot* [Measurement and calculation of errors in laboratory workshop on physics: Methodological instructions for fulfillment of laboratory works]. Omsk: Omsk state University of Railways, 2011, 32 p.