

ВЛИЯНИЕ РАЗМЫВА ПОДВОДНОЙ ЧАСТИ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ (НДС) ПЕРЕХОДА ГАЗОПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДОТОКИ

© М. В. Закирьянов*, Г. Е. Коробков

Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, Башкортостан, 450062 г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

*Email: mars.zakiryaynov.1988@mail.ru

В работе рассмотрены математические конечно-элементные модели подводного перехода магистрального газопровода через водоток на момент ввода в эксплуатацию и в настоящее время. Определены перемещения и напряжения на рассматриваемом участке газопровода в различной постановке граничных условий. Выявлена тенденция изменения перемещений от величины заглубления газопровода. Исследование проведено с использованием программного комплекса ANSYS с рекомендациями авторов, работы которых были посвящены изучению НДС трубопроводов. Основные выводы работы: уменьшение заглубления трубопровода при эксплуатации неминуемо приводит к повышению его НДС и снижению общей устойчивости трубы в продольном направлении; наибольшие полные перемещения наблюдаются в зоне с наименьшим заглублением трубопровода; действующая осевая сила создает изгибающие моменты, причем они максимальны на углах поворота трассы в вертикальной плоскости и приводят к появлению изгибающих напряжений. Проведенный анализ работ по данному направлению указывает на малоизученность учета трехмерного пространственного положения и влияния поворотов трубопровода в плане.

Ключевые слова: метод конечных элементов, трубопровод, размыв, напряжения, деформации.

Введение

Подводные переходы являются ответственной частью магистральных газопроводов (МГ). Основные причины появления неисправных ниток МГ – недостаточный учет в проектных решениях миграции русел рек, невыполнение в полном объеме проектных решений при строительстве. Внутритрубная диагностика подводных переходов показывает уровень дефектности подводных переходов на порядок ниже, чем линейной части [1]. В тоже время исследователями отмечается несовершенство действующей нормативной литературы при определении перемещений ниток подводных переходов при воздействии на них эксплуатационных нагрузок [2], следствием чего могут явиться недопустимые напряжения на участке МГ. Рассмотренные ранее балочно-стержневые модели переходов не дают полной картины напряжений и деформаций участка МГ. Особенную роль играют силы трения на участке МГ, которые в настоящее время изучены недостаточно. Важно предвидеть опасные явления путем сопоставления имеющихся дефектов на теле трубы с учетом изменения эксплуатационных нагрузок.

Целью данной работы является определение деформаций и напряжений на участке подводного перехода МГ до и после размыва, влияния размыва на НДС газопровода в различных случаях заземления. На основании изученных материалов построены две математические модели НДС участка подводного перехода: на момент ввода в эксплуатацию газопровода (1986 г.) и в современный период (на 2014 г.) Минимальная глубина заглубления составляет 0.6 м, что не соответствует требованиям нормативных документов.

Модели и методы

Расчеты НДС участка подводного перехода проводятся с использованием трехмерных оболочечных конечно-элементных моделей трубопроводов в программном комплексе ANSYS в нелинейной постановке. В предполагаемой постановке задачи профиль трубопровода задается в криволинейной ортогональной системе координат. Это позволяет учитывать его начальную кривизну, заложенную в проектную документацию, изменения составляющих нагрузки в зависимости от де-

формации и отказаться от предположения о независимости продольных сил от изгиба [3]. Для анализа изменения напряжений и перемещений методом конечных элементов, задавались физико-механические характеристики грунта и трубопровода, эксплуатационные нагрузки (внутреннее давление, контактное взаимодействие «футеровка-пригруз») для учета взаимного трения, собственный вес грунта и трубопровода, нагрузки от изоляции, футеровки, транспортируемого продукта, утяжеляющих грузов, температурного перепада на участке), граничные условия.

В работе [4] для анализа прочности конструкций подземных участков МГ используют трехмерную упруго-пластическую модель грунта с критерием пластичности Друккера–Прагера. Такая модель при минимальных, в общем случае, погрешностях количественных характеристик сложного упруго-пластического НДС грунта, дает возможность построить высокоэффективные алгоритмы численного анализа. Следует также заметить, что с момента выхода основополагающей работы Д. Друккера и В. Прагера в 1952 г. и до настоящего времени специалисты в области механики сплошных сред и вычислительной механики работают над проблемами построения математических моделей для корректного описания нелинейного поведения грунтов в условиях сложного НДС. Несмотря на достигнутые в данной области успехи, совершенствование физически нелинейных моделей для адекватного описания поведения реальных грунтов, а также других пористых или сыпучих материалов остается одной из наиболее актуальных задач механики деформируемого твердого тела (МДТТ). В данной работе справочные данные физико-механических свойств грунта приводятся к значениям, которые соответствуют модели грунта Друккера–Прагера с оптимальными параметрами поверхности текучести [5].

Неисправная нитка подводного перехода МГ сооружена из стальных труб марки 17Г1СУ. В сертификатах на трубы указаны следующие характеристики: наружный диаметр $D_n = 1020$ мм, толщина стенки $\delta = 12$ мм, предел текучести σ_T от 390 до 430 МПа, предел прочности σ_s от 550 до 620 МПа, относительное удлинение при разрыве δ от 21 до 28%, модуль Юнга $E = 2.1 \cdot 10^5$ МПа. Принимается, что металл трубопровода

не достигает предела текучести при эксплуатационных нагрузках, и задача решается в упругой постановке.

Физико-механические характеристики окружающего грунта (суглинок береговой части) приняты следующими: модуль деформации $E_{сп}=32$ МПа, коэффициент Пуассона $\mu_{сп}=0.3$, угол внутреннего трения $\varphi_{сп}=24^\circ$, сцепление $c_{сп}=39000$ Па, плотность $\rho_{гр\ сугл.}=1800$ кг/м³.

Физико-механические характеристики окружающего грунта (гравийно-галечной смеси подводной части) приняты следующими: модуль деформации $E_{сп}=40$ МПа, коэффициент Пуассона $\mu_{сп}=0.35$, угол внутреннего трения $\varphi_{сп}=40^\circ$, сцепление $c_{сп}=1000$ Па, плотность $\rho_{гр\ грав.}=1900$ кг/м³ [6.7]. Самоуплотнение грунта засыпки (отвала) продолжается 1–15 лет, и со временем грунт засыпки приобретает характеристики близкие к характеристикам ненарушенного природного грунта. В [8.9] рекомендуют принимать характеристики грунтов согласно приложения 1 источника [6], отказавшись от их определения в исключительно полевых условиях. На рис. 1 представлен график изменения давления на участке подводного перехода за период 2011–2013 гг.

Газопровод эксплуатируется при внутреннем избыточном давлении в пределах 3.9–5.0 МПа, при среднегодовом значении 4.5 МПа. Длина исследуемого участка составляет $L = 408$ м. Балластировка подводного участка выполнена кольцевыми утяжеляющими грузами УТК-1020–24–1, береговая часть (не рассматриваемая) – анкерными устройствами. На рис. 2 представлен фрагмент подводного перехода, выполненный в соответствии с табл. 1.

Участок МГ сооружен из труб с одинаковыми физико-механическими характеристиками. Грунт принимается однородным: подводная часть – гравийно-галечная смесь, береговая часть – суглинок. В реальности свойства грунта по длине линейной части могут вызвать различное защемление отдельных участков трубопровода, а также привести к потере устойчивости. Данное предположение реализовано граничными условиями – в одном случае трубопровод защемлен с обоих концов (случай А), а в другом один из концов свободно перемещается в продольном направлении (случай Б). Для полной картины рассмотрен и случай свободного перемещения обоих концов трубопровода (случай В).

Кольцевые утяжеляющие грузы УТК-1020–24–1 с массой 3170 кг установлены на газопроводе с шагом 2.5 м в количестве 163 шт. Таким образом, общая масса установленных грузов составляет 516700 кг. Силовая нагрузка от утяжеляющих грузов, изоляции, футеровки, транспортируемого продукта задается двумя способами:

1) масса бетона грузов, изоляции, футеровки, транспортируемого продукта на участке учитывается в массе трубы и выполняется расчет обетонированного

газопровода, при эквивалентной плотности конструкции $\rho_{э\text{кв}}=17686$ кг/м³;

2) принимается, что нагрузка задается сосредоточенными силами в узлах конечно-элементной модели и распределена по верхней образующей газопровода, где составляет $q_{\text{э\text{кв}}}$ на каждые L/n_{div} , где $n_{\text{div}} = 150$ – количество разбиений длины участка на КЭ в данной работе, т.е. общая распределенная нагрузка приводится к длине единичного элемента в модели ($q_{\text{э\text{кв}}} = 36456$ Н на каждые 2.72 м).

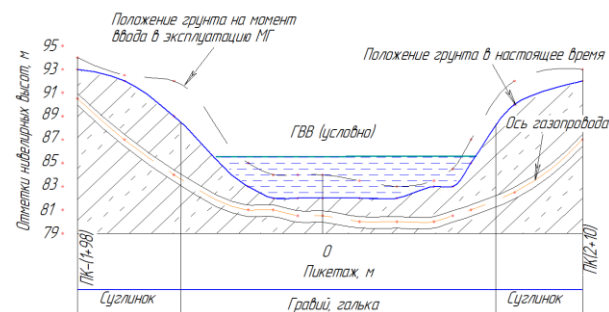


Рис. 2. Профиль подводного перехода.

Таблица 1
Координаты точек высотных отметок (для построения модели используется ортогональная система координат)

Отметки оси трубопровода, м (x;y;z)	Черные отметки поверхности грунта, м (x;y;z)	Черные отметки поверхности грунта, м (x;y;z)
	После строительства	В настоящее время
210;87;0	210;93;0	210;92;0
155;82.5;0	155;92;0	155;90;0
120;81;0	120;87;0	120;85;0
105;80.5;0	105;84.5;0	105;84;0
90;80;0	90;83.5;0	90;83;0
60;80;0	60;83;0	60;82;0
30;80;0	30;83.5;0	30;82;0
0;80.5;0	0;84;0	0;82;0
-20;80.5;0	-20;84;0	-20;82;0
-40;81;0	-40;84;0	-40;82;0
-60;81;0	-60;85;0	-60;83;0
-120;84;0	-120;92;0	-120;89;0
-160;87;0	-160;92.5;0	-160;92;0
-198;90.5;0	-198;94;0	-198;93;0

Важную роль играют силы трения между футеровкой газопровода с окружающим грунтом (коэффициент трения 0.4), и с бетоном утяжеляющих грузов (коэффи-



Рис. 1. Изменение избыточного давления в газопроводе на подводном переходе (по вертикали – давление на участке в Мпа⁻¹, по горизонтали – дни года).

коэффициент трения 0.6). В расчетах принят коэффициент трения равный 0.6 – поскольку значительная часть газопровода (более 95 %) покрыта грузами, т.е. практически обетонирована [7]. В разработанную модель ANSYS закладываются гравитационная сила ($g = 9.81 \text{ м/с}^2$) и плотности материалов, от чего конструкция приобретает массу. В противном случае конструкция невесома и давление грунта не будет учтено, а при расчете обетонированного трубопровода вообще расчет будет некорректным. Удлинение или укорочение забалластированного утяжелителями подземного трубопровода не сопровождается перемещением пригрузов вдоль трубы относительно их исходного местоположения. Развитие сопротивления среды и достижение его предельного значения при удлинении или укорочении подземного трубопровода происходит в виде реализации процесса трения скольжения вдоль контактной поверхности трубы с грунтом и внутренними гранями утяжелителей [9].

Результаты расчета

Выявлены зависимости изменения полного перемещения наиболее близкого к пикету ПК0 узла модели (лежащего на верхней образующей) от изменения внутреннего давления газа. Под полным перемещением подразумевается величина $\Delta = \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2 + \Delta z^2}$, где Δx , Δy , Δz – перемещения по осям координат. Для этого же узла построены зависимости изменения интенсивности напряжений в стенке трубопровода от изменения внутреннего давления газа. На практике узел модели можно представить в качестве точки на трубопроводе, в которой проводятся замеры. Данный узел был выбран не случайно – это практически середина подводного перехода, а его расположение на верхней образующей трубопровода позволит определить изменения перемещений верха трубопровода.

Результаты представлены на рис. 3–6.

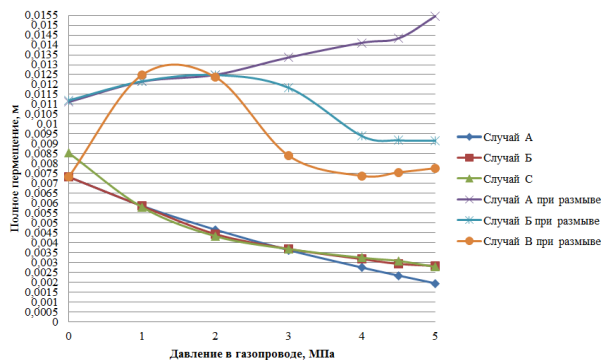


Рис. 3. Зависимость изменения полного перемещения рассматриваемого узла модели от изменения давления газа в трубопроводе (силовая нагрузка приложена на верхнюю образующую трубопровода).

Обсуждение результатов

При изучении результатов расчета модели вновь введенного в эксплуатацию МГ, сравнении зависимостей изменения полных перемещений и интенсивности напряжений рассматриваемого узла от величины давления на участке МГ выявлено следующее:

1) интенсивность напряжений в обетонированной модели трубопровода выше, чем в модели с распределением нагрузки по верхней образующей, причем при аналогичных случаях заземления трубопровода грунтом, интенсивность напряжений больше в случае заземления А;

2) величина перемещений уменьшается – это указывает на то, что узел модели трубопровода стремится остаться «неподвижным», т.е. при увеличении давления газа в трубопроводе происходит все большее «выпучивание» данного участка, хотя общая величина внешних нагрузок остается прежней.

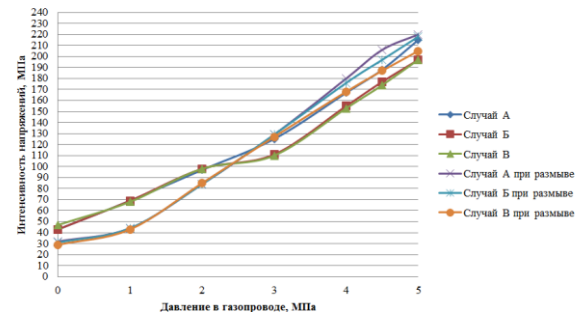


Рис. 4. Зависимость изменения интенсивности напряжений в рассматриваемом узле модели от изменения давления газа в трубопроводе (силовая нагрузка приложена на верхнюю образующую трубопровода).

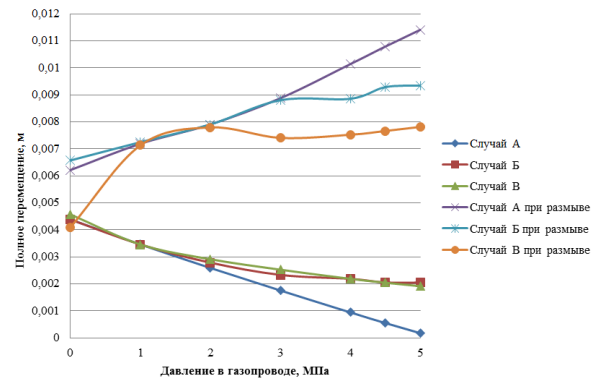


Рис. 5. Зависимость изменения полного перемещения рассматриваемого узла модели от изменения давления газа в трубопроводе (модель обетонированного трубопровода).

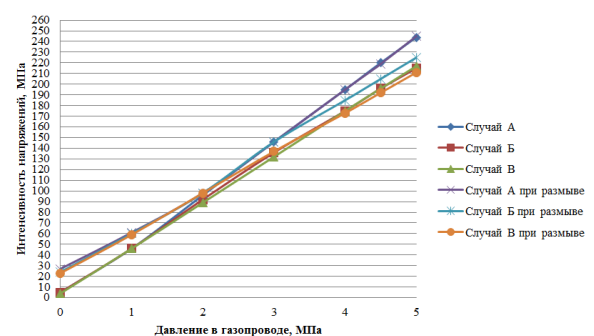


Рис. 6. Зависимость изменения интенсивности напряжений в рассматриваемом узле модели от изменения давления газа в трубопроводе (модель обетонированного трубопровода).

Аналогичные расчеты проведены для модели подводного перехода газопровода с размывом. Некоторые отличия НДС от вновь введенного в эксплуатацию:

1) интенсивность напряжений при наличии размыва больше, хотя величина силовой нагрузки от грунта меньше;

2) полные перемещения рассматриваемого узла больше, причем в модели обетонированного трубопровода с увеличением давления газа в трубопроводе происходит их рост.

Все результаты, представленные на рис. 3–6 свидетельствуют о том, что при одинаковом приложении нагрузки при всех случаях заземления, перемещения практически одинаковы в диапазоне давлений от 1 до 2 МПа. Смещения трубопровода наблюдаются не только в вертикальной плоскости (вдоль осей x и y), но и горизонтальной (вдоль ось z).

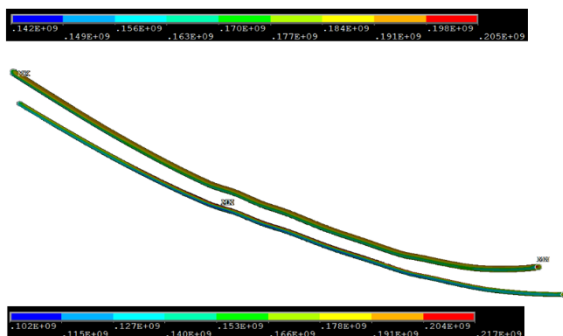


Рис. 7. Интенсивность напряжений на участке в случае заземления трубопровода слева, Па (цветовая картина сверху – модель 1986 г., цветовая картина снизу – модель 2014 г.).

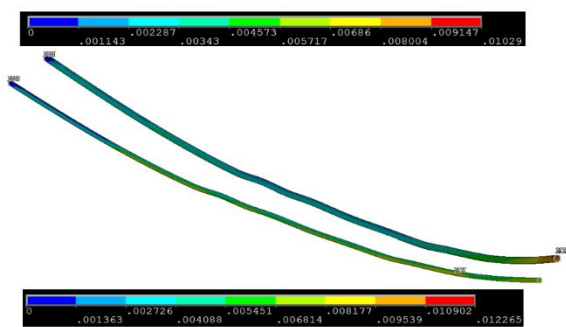


Рис. 8. Полные перемещения на участке в случае заземления трубопровода слева, м (цветовая картина сверху – модель 1986 г., цветовая картина снизу – модель 2014 г.).

На рис. 7 видно, что в результате незаглубления подводного участка в трубопроводе увеличились максимальные напряжения на 12 МПа. На рис. 8 видно, что увеличиваются полные перемещения подводной части перехода газопровода. Аналогичные изменения наблюдаются и для других случаев заземления, однако отличаются в численных значениях.

В заключении данной работы отметим основные моменты:

- уменьшение заглубления трубопровода при эксплуатации неминуемо приводит к повышению его НДС и снижению общей устойчивости трубы в продольном направлении [9], как и показано в работе;

- даже при отсутствии избыточного давления на участке трубопровода (еще до пуска в эксплуатацию), труба уже находится в напряженно-деформированном состоянии;

- наибольшие полные перемещения наблюдаются в зоне с наименьшим заглублением трубопровода;

- как показано в [8], действующая осевая сила создает изгибающие моменты, причем они максимальны на углах поворота трассы в вертикальной плоскости и приводят к появлению изгибающих напряжений.

Проведенный анализ работ по данному направлению указывает на малоизученность учета трехмерного пространственного положения и влияние поворотов трубопровода в плане. Также необходимо проанализировать изменения результатов на созданных моделях, в соответствии с актуализированной версией СНиП 2.05.06–85* «Магистральные трубопроводы».

ЛИТЕРАТУРА

1. Салюков, В. В. Анализ и прогноз технического состояния магистральных газопроводов ОАО «Газпром» / В. В. Салюков, В. В. Харионовский // Материалы совещания главных инженеров газотранспортных обществ ОАО «Газпром» по вопросу повышения надежности работы газотранспортной системы за счет новых организационных и технологических решений. М.; 2008. С. 55–69.
2. Филатов А. А., Велиюлин И. И. Поперечные горизонтальные перемещения трубопроводов речных подводных переходов МГ под действием давления газа // Газовая промышленность. 2012. №10.
3. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Том 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов / А. М. Шаммазов, Р. М. Зарипов, В. А. Чичелов и др. М.: Интер, 2005. 706 с.: ил. 191
4. Селезнев В. Е., Алешин В. В., Прялов С. Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / Под ред. В. Е. Селезнева. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: МАКС Пресс, 2009. 436 с.
5. Селезнев В. Е., Алешин В. В., Прялов С. Н. Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов: методы, модели и алгоритмы / Под ред. В. Е. Селезнева. М.: МАКС Пресс, 2007. 695 с.
6. СНиП 2.02.01–83*. Основания зданий и сооружений.
7. Быков Л. И., Мустафин Ф. М., Рафиков С. К., Нечваль А. М., Лаврентьев А. Е. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб. Пособие. СПб: Недра, 2005. 824 с., ил.
8. Напряженно-деформированное состояние подводных переходов МГ с учетом изменения степени водонасыщенности грунта на прилегающих подземных участках. Диссертация... кандидата технических наук: 25.00.19/ Исламгалеева Лилия Фаритовна; [Место защиты: УГНТУ], Уфа, 2013 г.
9. Димов Л. А., Богушевская Е. М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: Издательство «Горная книга», Издательство Московского государственного горного университета, 2010. 392 с. ил. (Нефть и газ).

Поступила в редакцию 08.09.2015 г.

THE UNDERWATER SOIL EROSION INFLUENCE ON CROSSING THE WATER STREAMS GAS PIPELINES STRESS-STRAIN STATE (SSS)

© M. V. Zakiryanov* G. E. Korobkov

*Ufa State Petroleum Technological University
1 Kosmonavtov St., 450062 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.***Email: mr_zakiryanov@mail.ru*

Insufficient consideration of migration riverbeds in the design solutions, failure to fully design solutions in the construction leads to such phenomena as erosion of the riverbed, which affects on attitude of the gas pipeline, and the existing standard literature is not alloy to determine these changes. Considered earlier girder-rod model of transitions do not give a complete picture of the tension and displacement section of main gas pipeline. Special role played by the frictional force at the section of the main gas pipeline, which is currently explore insufficiently. The present level of development of numerical methods of continuum mechanics and processing power of computer technology provide an opportunity for the development of methods for nonlinear analysis of the strength of tubing in consideration of the characteristics of their design and external environment. The mathematical finite element models of underwater gas pipeline crossing a water flow at the start of exploitation and at present time are discussed in the article. Displacements of pipe section and stresses are defined in a various formulation of the boundary conditions. The changing displacements dependence on the value of pipeline penetration is revealed. The study was conducted with applying of ANSYS software package considering recommendations of researchers studying SSS-pipelines.

Keywords: *finite element method, pipeline, washout, stress, displacement.*

Published in Russian. Do not hesitate to contact us at bulletin_bsu@mail.ru if you need translation of the article.

REFERENCES

1. Salyukov, V. V. Materialy soveshchaniya glavnykh inzhenerov gazotransportnykh obshchestv OAO «Gazprom» po voprosu povysheniya nadezhnosti raboty gazotransportnoi sistemy za schet novykh organizatsionnykh i tekhnologicheskikh reshenii. M.; 2008. Pp. 55–69.
2. Filatov A. A., Veliyulin I. I. Gazovaya promyshlennost'. 2012. No. 10.
3. Raschet i obespechenie prochnosti truboprovodov v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh. Vol. 1. Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya i ustoychivosti truboprovodov [Calculation and provision of pipeline durability in complicated engineering and geological conditions. Volume 1. Numerical modeling of the stress-strain state and durability of pipelines] / A. M. Shammazov, R. M. Zaripov, V. A. Chichelov i dr. Moscow: Inter, 2005. 706 pp.: il.191
4. Seleznev V. E., Aleshin V. V., Pryalov S. N. Osnovy chislennogo modelirovaniya magistral'nykh truboprovodov [Basics of numerical modeling of pipelines]. Ed. V. E. Selezneva. Izd. 2-e, pererab. i dop. Moscow: MAKS Press, 2009.
5. Seleznev V. E., Aleshin V. V., Pryalov S. N. Matematicheskoe modelirovanie truboprovodnykh setei i sistem kanalov: metody, modeli i algoritmy [Mathematical modeling of pipeline networks and channel systems: methods, models and algorithms]. Ed. V. E. Selezneva. Moscow: MAKS Press, 2007.
6. SNiP 2.02.01–83*. Osnovaniya zdaniy i sooruzhenii.
7. Bykov L. I., Mustafin F. M., Rafikov S. K., Nechval' A. M., Lavrent'ev A. E. Tipovye raschety pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov: Ucheb. Posobie [Model calculations in construction and repair of oil and gas pipelines: Textbook]. Saint Petersburg: Nedra, 2005. 824 pp.
8. Napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie podvodnykh perekhodov MG s uchedom izmeneniya stepeni vodonasyschennosti grunta na prilegayushchikh podzemnykh uchastkakh. Dissertatsiya...kandidata tekhnicheskikh nauk: 25.00.19/ Islamgaleeva Liliya Faritovna; [Mesto zashchity: UGNTU], Ufa, 2013 g.
9. Dimov L. A., Bogushevskaya E. M. Magistral'nye truboprovody v usloviyakh bolot i obvodnennoi mestnosti [Pipelines in wetlands and flooded areas]. Moscow: Izdatel'stvo «Gornaya kniga», Izdatel'stvo Moskovskogo gosudarstvennogo gornogo universiteta, 2010. 392 pp. il. (Neff' i gaz).

Received 08.09.2015.