

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО–ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С КОРРОЗИОННОЙ ЯЗВОЙ

П. В. Сивцев, Л. А. Семенов

Аннотация. Рассматривается численное моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода с коррозионной язвой. Математическая модель напряженно-деформированного состояния описывается стационарными уравнениями Ламе для напряжений и деформаций. В качестве моделей рассматриваются три трубопровода с диаметрами 529, 530 и 720 мм. Модель коррозионной язвы описывается дискретным утоньшением стенки трубопровода. Граничное условие Дирихле применяется к торцам газопровода для предотвращения перемещений по оси X . Граничное условие Неймана применяется на внешнюю поверхность газопровода, для контакта с окружающей средой. Аппроксимация по пространству выполняется стандартным методом Галёркина. По полученным результатам определяется максимально допустимая глубина коррозии.

DOI: 10.25587/SVFU.2020.87.14.006

Ключевые слова: уравнение Ламе, метод конечных элементов, газопровод, напряженно-деформированное состояние, напряжения, деформации.

Введение

В настоящий момент в связи с истощением запасов нефти и газа в Западной Сибири наблюдается тенденция к увеличению разработки новых месторождений в удаленных регионах [1]. Данная ситуация предполагает все более интенсивное использование различных способов доставки углеводородного сырья.

Одним из наиболее распространенных методов является трубопроводный транспорт, по сравнению с другими аналогичными методами наиболее рентабельный и экологически безопасный [2].

Согласно Википедии общая протяженность магистральных трубопроводов в России составляет более 250 тыс. км [3]. Из них, по данным ОАО «Газпром», 172,6 тыс. км. газопроводов различного назначения [4].

Основным видом дефектов газопроводов являются коррозионно-механические повреждения — 51% от общего количества. Далее идут: брак строительно-монтажных работ (21%), внешние воздействия (17%), дефекты оборудова-

Работа выполнена при поддержке Мегагранта Правительства Российской Федерации № 14.Y26.31.0013.

ния/материала (8%), ошибочные действия персонала (2%), стихийные природные явления (1%) [5].

Из этого следует важность рассматриваемого в данной работе дефекта типа «коррозионная язва». Исследование поведения коррозии при различных технических параметрах трубопровода и нагружения является актуальным направлением, поскольку с каждым годом разрабатываются все более совершенные модели, что позволяют повысить эксплуатационные качества трубопроводного транспорта.

В нашем случае рассматривается модель коррозионной язвы в виде дискретного утоньшения стенки газопровода [6]. Геометрия коррозии описывается фигурой округлой формы. В качестве основного уравнения используется уравнение Ламе с граничными условиями Дирихле и Неймана.

Вычислительная реализация проводится в программном комплексе FEniCS [7]. Генерация сетки осуществляется в пакете Gmsh [8]. Визуализация полученных данных происходит посредством графического пакета Vtkplotter с последующей обработкой в ParaView [9].

1. Постановка задачи

Рассматривается задача расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода в сегменте, в котором присутствует коррозионная язва. Труба моделируется в виде тонкостенного цилиндрического трехмерного объекта. Коррозионная язва моделируется в виде утоньшения материала. В области где находится язва материал стенки тоньше основного материала на глубину проникновения коррозии.

Для моделирования трубопровода рассмотрим изотропное однородное упругое тело Ω [10]. Для описания малых упругих деформаций запишем следующие уравнения:

$$-\nabla \cdot \sigma = f \quad \text{в } \Omega, \quad (1)$$

$$\sigma = \lambda \operatorname{tr}(\varepsilon)I + 2\mu\varepsilon, \quad (2)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{2}(\nabla u + (\nabla u)^T), \quad (3)$$

где σ — тензор напряжений, $f = (f_x, f_y, f_z)$ — объемные силы, λ и μ — постоянные Ламе, I — единичный тензор, ε — тензор деформаций, $u = (u_x, u_y, u_z)$ — перемещения.

Комбинируя уравнения (2) и (3), получим

$$\sigma = \lambda(\nabla \cdot u)I + \mu(\nabla u + (\nabla u)^T). \quad (4)$$

Дополняя уравнение для перемещений (1) граничными условиями I и II рода, получим следующую расчетную область (рис. 1).

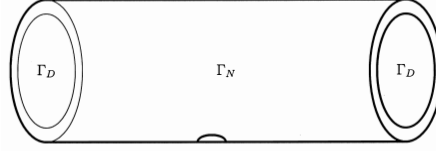


Рис. 1. Расчетная область. Сегмент газопровода.

2. Аппроксимация по пространству

Для численного решения поставленной задачи построим конечно-элементную аппроксимацию по пространству. Умножим уравнение для перемещений (1) на тестовую функцию v и проинтегрируем по области Ω с использованием формулы Грина.

Вариационная постановка (1)–(3) состоит из уравнения (1) и векторной тестовой функции $v \in \widehat{V}$, где $\widehat{V}$ — векторное пространство тестовых функций:

$$-\int_{\Omega} (\nabla \cdot \sigma) \cdot v \, dx = \int_{\Omega} f \cdot n \cdot v \, ds. \quad (5)$$

Поскольку выражение $\nabla \cdot \sigma$ содержит производную второй степени неизвестной функции u , интегрируем уравнение (5) по частям:

$$-\int_{\Omega} (\nabla \cdot \sigma) \cdot v \, dx = \int_{\Omega} \sigma : \nabla v \, dx - \int_{\partial\Omega} (\sigma \cdot n) \cdot v \, ds, \quad (6)$$

где оператор дיותочия — произведение между тензорами, n — нормаль на границе, величина $\sigma \cdot n$ — вектор напряжения на границе, часто задается как граничное условие.

Таким образом, происходит понижение степени второй производной. Данная операция позволяет перевести уравнение в вычислительный алгоритм [11].

Предположим, что величина $\sigma \cdot n$ задана на части границы $\partial\Omega_N$ как $\sigma \cdot n = N$. Тогда на оставшийся части перемещение будет задано как граничное условие Дирихле:

$$\int_{\Omega} \sigma : \nabla v \, dx = \int_{\Omega} f \cdot n \cdot v \, ds + \int_{\partial\Omega_N} N \cdot v \, ds. \quad (7)$$

Заменяя σ из уравнения (4), получим следующую вариационную форму: найти $u \in V$ такие, что

$$a(u, v) = L(v) \quad \forall v \in \widehat{V}, \quad (8)$$

где

$$a(u, v) = \int_{\Omega} \sigma(u) : \varepsilon(v) \, dx, \quad (9)$$

$$\sigma(u) = \lambda(\nabla \cdot u)I + \mu(\nabla u + (\nabla u)^T), \quad (10)$$

$$\varepsilon(v) = \frac{1}{2}(\nabla v + (\nabla v)^T), \quad (11)$$

$$L(v) = \int_{\Omega} f \cdot n \cdot v \, ds + \int_{\partial\Omega_N} N \cdot v \, ds. \quad (12)$$

— билинейные и линейные формы.

3. Методика исследования

Выполняется исследование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода с коррозионной язвой. В качестве модели рассматривается участок подземного прямолинейного газопровода, уложенного в грунт. Модель коррозии описывается путем дискретного утоньшения стенки трубопровода.

Цель данного исследования заключается в определении критической глубины дефекта — коррозионная язва, — при котором нарушится дальнейшая работоспособность газопровода.

Критерий разрушения связан с критерием пластического течения. Будем считать, что газопровод достигает критического состояния, когда напряжения по Мизесу являются достаточными для возникновения пластических деформаций:

$$\sigma_{\text{Мизес}} > \sigma_y,$$

где σ_y — предел текучести, являющийся характеристикой используемого материала, $\sigma_{\text{Мизес}}$ вычисляется из компонент тензора напряжений σ_{ij} по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{Мизес}} = \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_{11} - \sigma_{22})^2 + (\sigma_{11} - \sigma_{33})^2 + (\sigma_{22} - \sigma_{33})^2 + 6(\sigma_{12}^2 + \sigma_{13}^2 + \sigma_{23}^2)}.$$

Такой критерий достаточно популярен при определении критерия прочности конструкций, так как деформации, возникающие при пластическом течении, необратимы и с высокой долей вероятности приводят к разрушениям. Более того, это актуально при моделировании газопроводов, находящихся под постоянной нагрузкой.

4. Объект моделирования

В качестве модельных проб рассматриваются следующие III нитки магистрального газопровода (табл. 1–3). Материалы газопроводов — стали низколегированные конструкционные характеризуются как изотропные материалы с постоянными свойствами: коэффициент Пуассона $\nu = 0.3$, модуль продольной упругости $E = 2.06 \cdot 10^5$ МПа.

Коррозионная язва расположена в нижней образующей газопровода на 6-часовой ориентации. Геометрическая модель коррозии описывается в виде фигуры округлой формы. Предложенная модель позволяет в большей степени учитывать форму дефекта (табл. 4).

Для создания трехмерной геометрической модели газопровода воспользуемся пакетом FreeCad. Генерирование сетки будем осуществлять программой Gmsh. В результате получим следующую расчетную сетку (рис. 2).

Расчетная сетка неструктурированная содержит ~ 200000 – 210000 треугольных и ~ 300000 – 350000 тетраэдрических элементов.

Таблица 1. Технические параметры газопровода. I нитка

Параметр	Символ	Значение	Размерность
Длина участка	L	2000	мм
Диаметр трубопровода	D	529	мм
Толщина стенки	δ	7	мм
Внутреннее давление	P	5.5	МПа
Материал трубопровода	-	Сталь 17Г1С	-
Предел текучести материала	σ_T	370	МПа
Предел прочности материала	σ_B	640	МПа

Таблица 2. Технические параметры газопровода. II нитка

Параметр	Символ	Значение	Размерность
Длина участка	L	2000	мм
Диаметр трубопровода	D	530	мм
Толщина стенки	δ	6	мм
Внутреннее давление	P	5.5	МПа
Материал трубопровода	-	Сталь 09Г2С	-
Предел текучести материала	σ_T	320	МПа
Предел прочности материала	σ_B	640	МПа

Таблица 3. Технические параметры газопровода. III нитка

Параметр	Символ	Значение	Размерность
Длина участка	L	2000	мм
Диаметр трубопровода	D	720	мм
Толщина стенки	δ	8	мм
Внутреннее давление	P	5.5	МПа
Материал трубопровода	-	Сталь Ст10	-
Предел текучести материала	σ_T	260	МПа
Предел прочности материала	σ_B	350	МПа

Таблица 4. Геометрические размеры коррозионной язвы

Параметр	Символ	Значение	Размерность
Радиус	R	20	мм
Глубина	h	$0.2\delta-0.8\delta$	мм

5. Результаты расчетов

Для последующего изучения НДС импортируем сеточную модель газопровода в пакет FEniCS.

Данная модель представляет собой участок трубопровода с жестко фиксированными торцами на обоих концах, так как предполагается заземление газопровода грунтом, испытывающим нагрузки от внутреннего давления.

Учитывая это, применим следующие граничные условия и нагрузки: Ди-

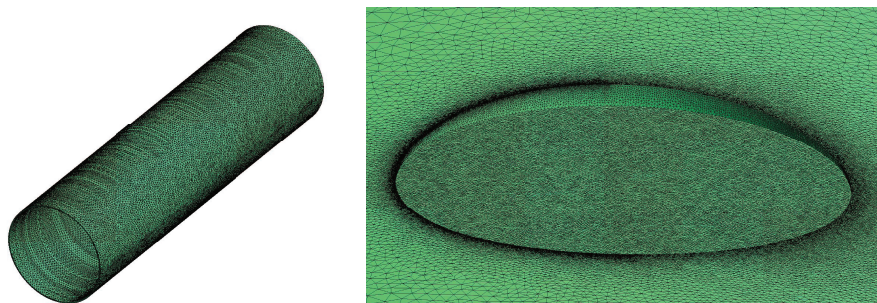


Рис. 2. Расчетная сетка. Коррозионная язва.

рихле к торцам трубопровода для предотвращения перемещений по оси X в начале и конце участка газопровода, Неймана на внешнюю поверхность трубы для контакта с окружающей средой и давление на внутреннюю поверхность трубопровода, приложенная нагрузка — статическая.

При моделировании не учитываются: температурные напряжения, подвижные нагрузки и давление грунта, поскольку они незначительны и компенсируются кольцевыми растягивающими напряжениями [12].

В качестве критерия пластичности будем использовать условие пластичности Мизеса, так как для многих изотропных, однородных и пластичных материалов критерий Мизеса позволяет получить наиболее близкие к экспериментальным результаты [13].

Исходя из того, что моделируемая задача решается в трехмерной форме, будем использовать итерационный метод — `tfnqr` с предобуславливателем — `amg`. По сравнению с прямыми методами итерационные методы позволяют наиболее эффективно решать матрицы, представленные преимущественно нулевыми элементами (разреженные матрицы). Как известно, при описании больших областей или тел мы вынуждены работать с огромным количеством элементов, имеющих нулевое значение [11].

Таким образом, проведено численное моделирование для определения максимальных напряжений и деформаций. Для всех трех рассматриваемых ниток было проведено численное моделирование с последовательным увеличением глубины коррозионной язвы до момента превышения предела текучести. Примеры численных результатов для распределения деформаций и напряжений представлены на рис. 3–5.

Результаты моделирования в виде максимальных значений эквивалентных напряжений по Мизесу на внешней и внутренних поверхностях, максимальных значений деформации при разных значениях глубины коррозии представлены в таблице 5. Также в таблице представлен предел текучести.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод об увеличении риска возникновения аварийной ситуации при достижении глубины коррозии в 3 мм для I нитки, в 2 мм для II нитки, в 1 мм для III нитки соответственно.

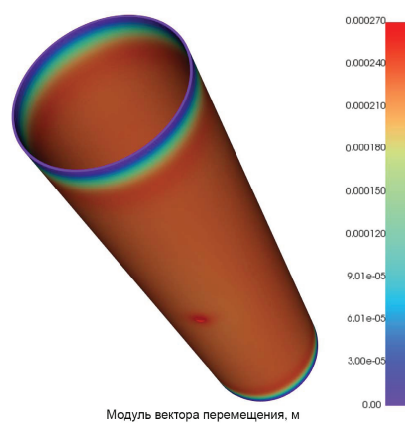


Рис. 3. Пример распределения деформаций на сегменте трубы.

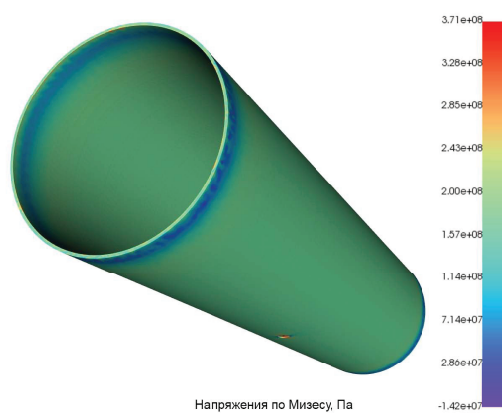


Рис. 4. Пример распределения напряжений на сегменте трубы.

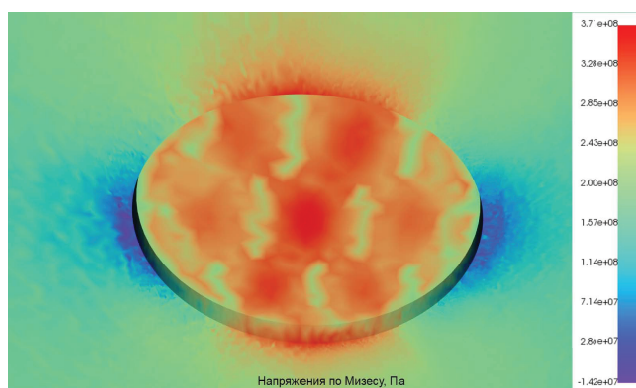


Рис. 5. Пример распределения напряжений в окрестности коррозионной язвы.

Таблица 5. Результаты численного моделирования. Максимальные значения деформации $u_{\max}$ на всей области и максимальные значения напряжения по Мизесу внутри $\sigma_{\max, \text{in}}$ и снаружи трубы $\sigma_{\max, \text{out}}$

Нить I (Предел текучести материала 370 МПа)			
Глубина коррозии, мм	$u_{\max}$, мм	$\sigma_{\max, \text{in}}$, МПа	$\sigma_{\max, \text{out}}$, МПа
1	0,247	192	231
2	0,252	216	308
3	0,270	243	371
Нить II (Предел текучести материала 320 МПа)			
Глубина коррозии, мм	$u_{\max}$, мм	$\sigma_{\max, \text{in}}$, МПа	$\sigma_{\max, \text{out}}$, МПа
2	0,301	264	372
Нить III (Предел текучести материала 260 МПа)			
Глубина коррозии, мм	$u_{\max}$, мм	$\sigma_{\max, \text{in}}$, МПа	$\sigma_{\max, \text{out}}$, МПа
1	0,402	230	277

Заключение

Анализ эпюр показывает, что в зоне коррозионной язвы реализуется неравномерное напряженно-деформированное состояние. В центральной части язвы возникают максимальные напряжения и деформации вследствие наименьшей толщины стенки.

Заметим, что значения внешней поверхности превышают значения внутренней поверхности и не соответствуют пределу текучести материала газопровода. При дальнейшей эксплуатации возможно нарушение работоспособности. Следовательно, безопасная эксплуатация I нитки магистрального газопровода возможна при глубине язвы менее 43% от толщины стенки, II нитки — при глубине язвы менее 33% от толщины стенки, III нитки — при глубине язвы менее 13% от толщины стенки.

Также отметим, что уже при глубине 0.2δ коррозионной язвы в III нитке реализуются высокие деформации и напряжения, не соответствующие пределу текучести материала. Данное обстоятельство объясняется тем, что материал газопровода — сталь Ст10 — содержит малые доли легирующих элементов, что, в свою очередь, приводит к низким прочностным характеристикам. Соответственно использование сталей марки Ст10 в нагружаемых объектах цилиндрической формы нецелесообразно.

В будущем планируется использование нелинейных уравнений при исследовании коррозионных процессов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нефть и газ Восточной Сибири // Нефтегазовая вертикаль. 2017. № 3–4. С. 44–45.
2. Ковалев И. В. Транспорт нефти и газа в России // Транспортное дело в России. 2010. № 4. С. 114–117.
3. Трубопроводный транспорт России. [Электронный ресурс]: https://ru.wikipedia.org/Трубопроводный_транспорт_России (дата обращения: 01.12.2020).

4. Единая система газоснабжения России. [Электронный ресурс]: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation> (дата обращения: 01.12.2020).
5. Кушнарева О. В., Голубаев Д. В. Анализ причин аварий на объектах магистрального транспорта нефти и газа: проблемы и решения // Вестн. ПНИПУ. 2018. № 1. С. 37–43.
6. Насибуллина О. А., Гареев А. Г. Разработка метода оценки остаточного ресурса магистральных газопроводов, имеющих дефекты коррозионного происхождения // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14, № 2. С. 174.
7. Logg A., Mardal K. A., Wells G. Automated solution of differential equations by the Finite Element Method: The FEniCS book. Berlin; Heidelberg: Springer-Verl., 2012 (Lect. Notes Comput. Sci. Eng.; V. 84).
8. Geuzaine C., Remacle J.-F. Gmsh: a three-dimensional finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. Int. J. Numer. Meth. Eng. 2009. V. 79, No. 11. P. 1309–1331.
9. Software package ParaView [Electronic resource]: <http://paraview.org/>.
10. Понятие о механике разрушения [Электронный ресурс]: <http://www.soprotmat.ru/mechanikarazrush.htm> (дата обращения: 01.11.2019).
11. Сравнительный анализ прямых и итерационных методов решения систем линейных алгебраических уравнений // Энтропия. Программирование, веб, SEO. [Электронный ресурс]: <http://entropiya-blog.ru/sravnitelnyj-analiz-priamyx-i-iteracionnyx-metodov-resheniya-sistem-linejnyx-algebraicheskix-uravnenij.html> (дата обращения: 01.12.2020).
12. Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудров А. Г. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1988.
13. Мейз Дж. Теория и задачи механики сплошных сред. М.: Мир, 1974.

Поступила в редакцию 19 ноября 2019 г.

После доработки 23 сентября 2020 г.

Принята к публикации 29 ноября 2020 г.

Сивцев Петр Васильевич, Семенов Леонид Алексеевич
Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова,
Международная научно-исследовательская лаборатория
«Многомасштабное математическое моделирование и компьютерные вычисления»,
ул. Кулаковского, 42, Якутск 677013
sivkapetr@mail.ru, userqwertyq1@gmail.com

NUMERICAL MODELING OF THE
STRESS-STRAIN STATE OF A GAS
PIPELINE WITH A CORROSION ULCER
P. V. Sivtsev and L. A. Semenov

Abstract: Numerical modeling of the stress-strain state of a gas pipeline with a corrosion ulcer is considered. The mathematical model of the stress-strain state is described by the stationary Lamé equations for stresses and strains. Three pipelines with diameters of 529, 530 and 720 mm are considered as models. The corrosion ulcer model is described by discrete thinning of the pipe wall. The Dirichlet boundary condition is applied to the ends of the gas pipeline to prevent movements along the X -axis. The Neumann boundary condition is applied to the external surface of the gas pipeline, for contact with the environment. The spatial approximation is performed by the standard Galerkin method. Based on the obtained results, the maximum permissible depth of corrosion is determined.

DOI: 10.25587/SVFU.2020.87.14.006

Keywords: Lamé equation, finite element method, gas pipeline, stress-strain state, stress, strain.

REFERENCES

1. “Oil and gas of Eastern Siberia [in Russian],” Oil and Gas Vertical, No. 3–4, 44–45 (2017).
2. Kovalev I. V., “Transport of oil and gas in Russia [in Russian],” Transport in Russia, No. 4, 114–117 (2010).
3. “Pipeline transport of Russia [in Russian],” https://ru.wikipedia.org/Pipeline_transport_Russia (accessed 12/01/2020).
4. “Unified gas supply system of Russia [in Russian],” <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation> (accessed 12/01/2020).
5. Kushnareva O. V. and Golubaev D. V., “Analysis of the causes of accidents at the facilities of the main oil and gas transport: problems and solutions [in Russian],” Bull. PNIPU, No. 1, 37–43 (2018).
6. Nasibullina O. A. and Gareev A. G., “Development of a method for assessing the residual resource of main gas pipelines with defects of corrosion origin [in Russian],” Neftegaz. Delo, 14, No. 2, 174 (2016).
7. Logg A., Mardal K. A., and Wells G., Automated Solution of Differential Equations by the Finite Element Method: The FEniCS Book, Springer-Verl., Berlin; Heidelberg (2012). (Lect. Notes Comput. Sci. Eng.; vol. 84.)
8. Geuzaine C. and Remacle J. F., “Gmsh: a three-dimensional finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities,” Int. J. Numer. Meth. Eng., 79, No. 11, 1309–1331 (2009).
9. ParaView, Software package, <http://www.paraview.org/>.

The research was supported by mega-grant of the Russian Federation Government (№ 14.Y26.31.0013).

10. "The concept of fracture mechanics [in Russian]," <http://www.soprotmat.ru/mehanikaraz-rush.htm> (accessed 12/01/2020).
11. "Comparative analysis of direct and iterative methods for solving systems of linear algebraic equations [in Russian]," Entropiya, Programmirovaniye, Web, SEO, <http://entropiya-blog.ru/sravnitelnyj-analiz-priamyx-i-iteracionnyx-metodov-resheniya-sistem-linejnyx-algebraicheskix-uravnenij.html> (accessed 12/01/2020).
12. Aliev R. A., Belousov V. D., and Nemudrov A. G., Pipeline Transport of Oil and Gas [in Russian], Nedra, Moscow (1988).
13. Maze J., Theory and Problems of Continuum Mechanics [in Russian], Mir, Moscow (1974).

Submitted November 19, 2019

Revised September 23, 2020

Accepted November 29, 2020

Petr V. Sivtsev, Leonid A. Semenov
M. K. Ammosov North-Eastern Federal University,
International research laboratory
"Multiscale model reduction",
42, Kulakovskiy St., Yakutsk 677013, Russia
sivkapetr@mail.ru, userqwertyq1@gmail.com