

УДК 536.244

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ

Базаров Александр Александрович¹,
aleksbazarov@yandex.ru

Данилушкин Александр Иванович¹,
aidanilushkin@mail.ru

¹ Самарский государственный технический университет,
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244.

Актуальность работы обусловлена необходимостью совершенствования методик расчета термогидравлических режимов газопровода для задач снижения энергозатрат на транспортировку газа и увеличение пропускной способности магистральной трубопроводной системы.

Цель работы: анализ существующих методик расчета тепловых и гидравлических процессов и разработка усовершенствованных экономичных вариантов. Рассмотрен комплекс вопросов по моделированию гидродинамических и тепловых процессов в системе «газовый поток – труба – окружающая среда». Процессы перекачивания газа сопровождаются его нагревом при компримировании, что отражается на росте давления в газопроводе и снижении пропускной способности. Для снижения энергозатрат на транспортировку газа рассмотрен комплекс задач моделирования.

Методы исследования. Расчеты тепловых и гидравлических процессов в грунте и газопроводе выполнены с помощью метода конечных элементов, реализованного в программном пакете Comsol. Проведен анализ влияния сезонных изменений температуры воздуха на тепловые потоки между газопроводом и грунтом. С учетом большой инерционности процессов теплообмена в грунте предложен последовательный алгоритм решения задач моделирования процессов теплопередачи в грунте и процессов термо- и гидродинамики в трубе с движущимся газом.

Результаты. Разработаны численные модели процессов распространения тепла в грунте, определены параметры моделей для стационарных режимов, реализованной термогидравлической модели газового потока в трубе с учетом теплообмена с окружающей средой определен профиль скоростей и толщина пристенного слоя, что позволило перейти к тепловой задаче с движущейся двухслойной средой, эквивалентной по распределению температуры в трубопроводе и величине теплового потока в окружающую среду. На основе расчетов тепловых процессов в грунте определены параметры упрощенной термогидравлической модели для газопровода, что позволяет получить решения для большого диапазона температур среды.

Ключевые слова:

Тепловые процессы, нелинейная задача, гидравлика, связанная модель, турбулентный режим, аппроксимация внешнего теплообмена.

Введение

Транспортировка газа с заданным расходом достигается за счет регулирования давления на дожимных компрессорных станциях. В процессе компримирования происходит разогрев газа, что дополнительно увеличивает давление. Для обеспечения максимальной производительности трубопровода применяется охлаждение газа, чтобы не вызвать превышения допустимых напряжений в стенке трубы и ее разрушения. Эффективность охлаждения газа с помощью аппаратов воздушного охлаждения (АВО) зависит от температуры окружающей среды и количества включенных аппаратов [1–5]. В жаркую погоду температура воздуха близка к температуре газа после компрессора. В этой ситуации возможно применение кондиционеров вместо стандартных АВО. Когда можно обойти проблему снижением расхода газа, то просто отключают аппараты охлаждения.

Плотность газа при повышенном давлении и произвольной температуре определяется с использованием уравнения Менделеева–Клапейрона

$$\rho = \frac{\rho_u}{z} = \frac{10^3 M p}{RTz}.$$

Здесь ρ_u – плотность при избыточном давлении; p – давление; M – молярная масса; R – универсальная газовая постоянная; T – температура; z – сжимаемость газа. Отдельно можно записать выражения в виде функции от давления и температуры

$$\rho = \rho_c P / P_0; \quad \rho = \rho_T \frac{273}{T}.$$

Если итоговое давление, созданное за счет компрессора при температуре 40 °С, равно 75 атм, то при охлаждении до 0 °С давление упадет до 50/1,147=43,59 атм, что приведет к такому же снижению плотности газа.

Таким образом, пропускная способность снижается.

Суточные колебания температуры воздуха сопровождаются изменением теплоотдачи в АВО газа. При близких значениях температуры воздуха и температуры газа теплообмен затруднен, и вентиляторное охлаждение неэффективно.

Стабилизация расхода газа обеспечивается подъемом давления на выходе компрессорной станции, что сопровождается увеличением энергозатрат на компримирование.

В нормальном режиме работы АВО газа существует проблема контроля параметров, таких как

давление, температура, расход, по всей длине газопровода или участка между компрессорными станциями. Полнота и достоверность информации позволяет обеспечить более качественное управление процессом перекачивания.

Выбор режимов работы компрессорных станций производится с учетом не только возможностей систем охлаждения газа, но и распределения температуры на участке газопровода [6]. Тепловые процессы в газовой среде зависят не только от характера движения, режимов и механизмов теплообмена, но и осложнены необходимостью учета изменений теплофизических свойств (вязкости и теплопроводности) от температуры. Взаимосвязанность этих двух задач усложняет решение. Для оперативного получения параметров процессов в трубопроводе желательно использование аналитических методов, но ввиду множества факторов, влияющих на точность решения, целесообразно применение численных методов [7–11]. Целью данной работы является оценка влияния различных факторов на вид и параметры модели.

Разработка математической модели процессов в газопроводе и окружающем грунте

Распределение температуры в газопроводе зависит от теплообмена между трубопроводом и окружающим грунтом. Значительное влияние оказывают сезонные колебания температуры воздуха и грунта, сопровождающиеся промерзанием и оттаиванием, изменением влажности грунта. На общий процесс распространения тепла от центра планеты в окружающую среду оказывают влияние верхние слои почвы. Изменения, происходящие в них, сказываются на значении температуры на глубинах в пределах от единиц до десятков метров. Например, для районов Самарской области при постоянстве влажностного и температурного режима на глубине 3,2 м грунт практически не промерзает [12]. На глубине 1,6 м температура в течение года колеблется в пределах от -7 до $+17$ °С, а на глубине 3,2 м изменяется от -3 до $+12$ °С.

Более достоверная картина распределения температуры при рассмотрении теплообмена в системе «трубопровод–грунт–атмосфера» может быть получена с учетом не только среднегодовых значений, но и сезонных колебаний [13–16]. Моделирование процессов в динамике для области с такими размерами требует значительных вычислительных ресурсов. Более эффективным является подход, основанный на разделении задачи на этапы, определении необходимых параметров, обеспечивающих приемлемую погрешность расчетов при переходе к следующим шагам при умеренных требованиях к вычислительной мощности компьютера.

На первом этапе рассматривается задача теплообмена между поверхностью трубы, грунтом и атмосферой (рис. 1), которая описывается дифференциальным уравнением в частных производных [17].

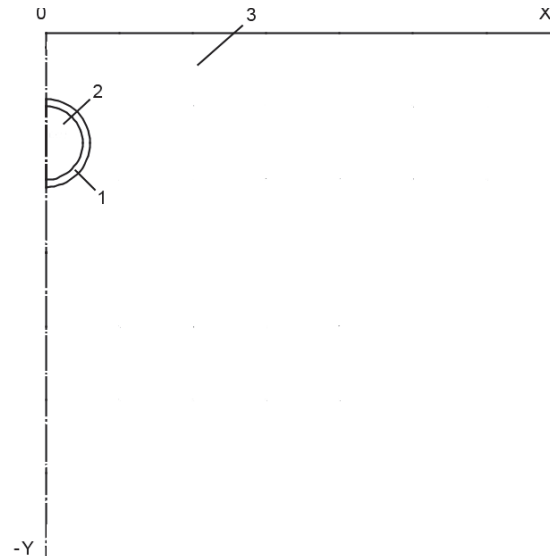


Рис. 1. Геометрическая модель трубы в траншее: 1 – труба, 2 – газ, 3 – грунт

Fig. 1. Geometrical model of the pipe in the trench: 1 is the pipe, 2 is the gas, 3 is the soil

Расчетная область заранее неизвестных размеров охватывает грунт и расположенный в нем трубопровод.

$$\left(\frac{\partial}{\partial x} \lambda \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} \lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) = 0.$$

Граничные условия состоят из нескольких составляющих.

Теплообмен поверхности грунта с атмосферой является конвективным

$$\lambda \frac{\partial T}{\partial y} = \alpha (T(0, x) - T_{surf}).$$

Теплообмен на горизонтали на расчетной глубине y_{max} осуществляется при неизменной температуре в течение года, что соответствует граничным условиям первого рода

$$T(y_{max}, x) = T_g.$$

На внутренней поверхности трубы задается температура, которая соответствует среднему значению температуры газового потока на рассматриваемом участке

$$T(l_{int}) = T_{gas}.$$

Теплообмен на вертикальных участках границы области представлен изоляцией

$$\frac{\partial T(x_l, y)}{\partial x} = 0; \quad \frac{\partial T(x_r, y)}{\partial x} = 0.$$

Здесь λ – коэффициент теплопроводности; α – коэффициент конвективного теплообмена; T_{surf} – температура на поверхности грунта; T_g – температура грунта на искомой глубине y_{max} ; x_l , x_r – координаты левой и правой границ области.

Левая сторона области соответствует линии симметрии, а правая сторона соответствует отсут-

ствию градиентов температуры по горизонтали за счет значительного удаления от трубы.

Ниже рассматривается случай расчета температурного распределения в грунте при положительной температуре в атмосфере и грунте, то есть в теплое время года. В случае отрицательных температур необходим учет изменения фазового состояния материалов, содержащих влагу. Если при рассмотрении стационарных процессов достаточно учесть изменение коэффициента теплопроводности, то для нестационарных задач производится учет скрытой теплоты фазового перехода с помощью локального увеличения коэффициента теплоемкости. В ранних версиях программы Comsol эту процедуру можно было выполнить путем задания зависимости теплоемкости от температуры. В более поздних версиях среди параметров предусмотрено задание скрытой теплоты плавления.

Физические свойства среды были приняты с учетом характерных для данного региона видов грунта, климатических условий и распределений температуры. Поверхностный слой имеет самую низкую влажность и коэффициент теплопроводности, равный $0,4 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. Для более глубоких слоев (более 20 м от поверхности) принята влажность 20 % и теплопроводность $2,7 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ [16]. В рассматриваемой модели среда была разделена по глубине на несколько слоев с отличающимися свойствами. Труба газопровода диаметром 820 мм покрыта изолирующей пленкой в два слоя. Температура поверхности трубы (под пленкой) принята равной 35°C (308 К). Температура воздуха принята равной 15°C , а температура грунта на глубине 40 м – 10°C . В ходе ряда расчетов для областей с разными размерами по глубине и по ширине были определены значения геометрической модели, при которых не происходит дальнейшего изменения теплового потока от трубы в окружающую среду. На представленных на рис. 2 диаграммах температуры в грунте видно, что градиент температуры на горизонтальных плоскостях снижается по мере увеличения расстояния от поверхности. При этом изменение теплового потока от трубы в окружающий грунт на удаленных границах становится несущественным. Это позволило принять размеры области шириной 100 м и глубиной 55 м, обеспечивающие приемлемую погрешность расчетов.

Для принятых геометрических и физических параметров полученное распределение температур соответствует тепловому потоку с одного погонного метра трубопровода, равному 67 Вт.

При переходе к рассмотрению тепловых процессов в трубопроводе и окружающем грунте на протяжении всей трассы даже при использовании осесимметричной 2D-модели резко увеличивается число элементов. Это влечет за собой рост оперативной памяти и времени счета. Одновременно в задачах моделирования гидродинамики [18] наличие неподвижных сред большой размерности сложно имитировать. Таким образом, возникает необходимость упрощения постановки термогидравлической задачи и уменьшения геометрических размеров расчетной области.

гидравлической задачи и уменьшения геометрических размеров расчетной области.

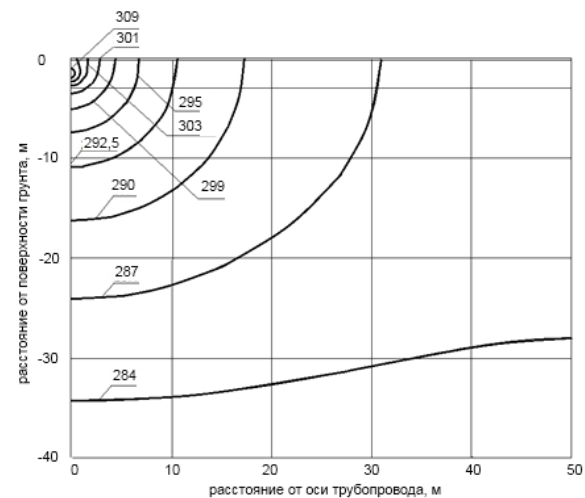


Рис. 2. Диаграммы температур для поперечного разреза трубы и грунта

Fig. 2. Temperature diagrams for cross-section of pipe and soil

Моделирование теплопередачи в системе движущегося газового потока, трубы, грунта и воздуха формально возможно при одновременном рассмотрении уравнений теплопроводности для нескольких сред. Передача тепла в атмосферу может быть учтена в виде граничных условий третьего рода, то есть конвективного теплообмена. Более простым способом решения задачи является исключение из модели грунта и замена процессов теплопередачи в грунте и конвекции между поверхностью грунта и воздухом на комбинацию граничных условий третьего рода между трубой и гипотетической внешней средой, обеспечивающих эквивалентный отвод тепла. Ввиду непостоянства расчетных коэффициентов теплообмена необходимо их определение при различных комбинациях температуры воздуха и температуры грунта на заданной глубине.

В результате расчетов теплообмена между трубой и грунтом на конечно-элементной модели при изменении температуры воздуха в пределах от 25 до 10°C градусов получена таблица значений теплового потока Q_1 от поверхности трубы, учитывающего потоки в глубину грунта и в воздух (таблица).

Для замены реальных процессов простой моделью, учитывающей отвод тепла к двум поверхностям с постоянными условиями теплообмена, проведен ряд вычислений, позволивших найти необходимые параметры. Для области грунта глубиной 55 м и шириной по 50 м в обе стороны от оси трубы обеспечивается снижение градиента температур на границе до очень небольших значений. Это позволяет принять постоянным значение температуры, равное 10°C на глубине 55 м. Процесс теплообмена трубопровода разделяется на две составляющие: передача тепла к нижней поверхно-

сти области грунта и к границе с воздухом. Вторая составляющая учитывает два процесса: передача тепла теплопроводностью от поверхности трубы до границы с воздушной средой и конвективный теплообмен поверхности трубы с атмосферой

$$Q_2 = \alpha_1 SK(T_p - T_G) + \alpha_2 S(1 - K)(T_p - T_A).$$

Здесь K – весовой коэффициент; T_p – температура трубы; T_G – температура грунта; T_A – температура воздуха; α_1 – расчетный коэффициент теплообмена трубы с грунтом; α_2 – расчетный коэффициент конвективного теплообмена трубы с воздухом; S – площадь поверхности трубы длиной 1 м.

В результате выполненных замен, обеспечивающих малую погрешность лишь в небольшом диапазоне изменения температур трубы, воздуха и грунта на заданной глубине, возможен переход от системы «труба–грунт–атмосфера» к эквивалентной системе «труба – окружающая среда» с заменой сложного теплообмена граничными условиями третьего рода. Под окружающей средой понимается комбинация двух составляющих – нижней и верхней. Хотя, строго говоря, представление их в виде жидкости или газа не соответствует реальным средам, это дает возможность уменьшить размеры расчетной области и число сред.

Приведенные ниже параметры (таблица) определены при температуре грунта 10 °С. В диапазоне температур воздуха от 15 до 25 °С коэффициенты аппроксимирующего выражения одинаковы. Аналогично могут быть определены коэффициенты аппроксимации для других условий.

Процесс теплопередачи в газовом потоке вдоль всей трассы зависит от температуры, давления и скорости движения газа. Для построения математической модели требуется учет параметров не только тепловых, но и гидравлических процессов [18]. Для корректного представления задачи за основу принимается связанная термогидравлическая модель.

Таблица. Параметры аппроксимирующей модели теплообмена

Table. Parameters of the approximating heat exchange model

$T_p, ^\circ\text{C}$	37	32	27	22	37	32	27	22
$T_A, ^\circ\text{C}$	20				10			
$Q_1, \text{Вт}$	38,7	25	16,6	6,1	56	45,4	35,1	24,6
$Q_2, \text{Вт}$	36,9	26,8	16,6	6,4	56,3	45,9	35,4	25
$\gamma, \%$	0,55	7	0	4,9	0,53	0,74	0,85	1,63
$\alpha_1, \text{Вт}\cdot(\text{м}^2\text{C}^\circ)^{-1}$	1,2				1,9			
$\alpha_2, \text{Вт}\cdot(\text{м}^2\text{C}^\circ)^{-1}$	1,6				1			
K	0,15				0,35			

Проведенный анализ существующих решений в области построения тепловых [19–22] и гидравлических [23–28] моделей систем транспорта газа и его охлаждения показал возможности для дальнейшего совершенствования алгоритмов управления процессами. Одно из направлений связано с использованием более эффективных режимов те-

плообмена [26]. Препградой является необходимость использования более сложных конструкций трубопровода на выходе из компрессорного цеха для формирования резко переменных скоростных режимов.

В качестве исходных данных принимаем: давление газа, равное 75 атм.; коэффициент теплопроводности газа $\lambda=0,04$ Вт/(м·град); плотность газа при атмосферном давлении $\rho=0,667$ кг/м³; удельная теплоемкость 2,8 кДж/(кг·град); динамическая вязкость $\mu=1,32\cdot 10^{-5}$ Па·с; кинематическая вязкость газа $\nu=\mu/\rho=2,6\cdot 10^{-7}$ м²/с; скорость движения газа w в трубопроводе задается в диапазоне 4–20 м/с. Расчетная плотность газа в трубе определяется выражением $\rho=0,667(1+p/10^5)$ кг/м³.

Участвующие в расчетах коэффициенты теплопроводности и вязкости зависят от температуры и давления. Для практического применения использованы соотношения, принятые в [29].

Вязкость при повышенных давлениях для природного газа вычисляется по формуле

$$\mu = \mu_t C_\mu,$$

где $C_\mu = 1 + \frac{P_n^2}{30(T_n - 1)}$ – поправочный множитель.

Составляющую динамической вязкости природного газа, зависящую от температуры, при атмосферном давлении вычисляют по формуле

$$\mu_t = 3,24 \frac{T^{0,5} + 1,37 - 9,09 \rho_c^{0,125}}{\rho_c^{0,5} + 2,08},$$

Приведенные значения давления P_n и температуры T_n определяются по формулам

$$P_n = P / P_{\text{нк}};$$

$$T_n = T / N_{\text{нк}},$$

где псевдокритическое давление $P_{\text{нк}}$ и температура $T_{\text{нк}}$ рассчитываются согласно выражениям

$$P_{\text{нк}} = 2,9585(1,608 - 0,05994 \rho_c);$$

$$T_{\text{нк}} = 88,25(0,9915 - 1,759 \rho_c).$$

Значение плотности ρ_c соответствует стандартным условиям: температура 0 °С, давление 1 атмосфера.

Для выяснения характера движения произведем расчет некоторых величин.

Критерий Рейнольдса для газового потока в трубе

$$\text{Re} = \frac{wl_0}{\nu} = \frac{4 \cdot 0,8}{2,6 \cdot 10^{-7}} = 1,23 \cdot 10^7.$$

Коэффициент теплообмена

$$a = \lambda / \delta = 0,02 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43} \left(\frac{\text{Pr}_g}{\text{Pr}_w} \right)^{0,25} \varepsilon_1 =$$

$$= 8477 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \text{град}).$$

В данном случае величины критерия Прандтля Pr для газа Pr_g и стенки Pr_w совпадают. Здесь $\text{PrPr} = \nu/a = 0,787$. Поправочный коэффициент $\varepsilon_1 = 1$.

Толщина пристеночного слоя, в котором не происходит перемешивания

$$\delta = \lambda / a = 4,7 \cdot 10^{-6} \text{ м.}$$

Из анализа проведенных расчетов можно сделать заключение о турбулентном характере движения.

В качестве модели процесса принимаем $(k-\varepsilon)$ – модель турбулентности, основанную на двух уравнениях [18].

В $(k-\varepsilon)$ -модели выводятся уравнения для турбулентной кинетической энергии k и скорости диссипации турбулентной энергии ε

$$k = 0,5(\overline{u'u'} + \overline{v'v'} + \overline{w'w'}); \quad \varepsilon = \mu \left[\frac{\partial u'_j}{\partial x_j} \right] \left[\frac{\partial u'_i}{\partial x_j} \right].$$

Уравнения для переноса импульса и непрерывности имеют следующий вид:

$$\rho(\mathbf{u}\nabla)\mathbf{u} = \nabla \left[\begin{array}{c} -p\mathbf{I} + (\eta + \eta_T) \left(\begin{array}{c} \nabla\mathbf{u} + (\nabla\mathbf{u})^T \\ (2/3)(\nabla\mathbf{u})\mathbf{I} \end{array} \right) \\ -(2/3)\rho k\mathbf{I} \end{array} \right] + \mathbf{F};$$

$$\nabla(\rho\mathbf{u}) = 0;$$

$$\rho\mathbf{u}\nabla k = \nabla[(\eta + \eta_T / \sigma_k)\nabla k] + \eta_T P(\mathbf{u}) - (2/3)\nabla\mathbf{u} - \rho\varepsilon;$$

$$\rho\mathbf{u}\nabla\varepsilon = \nabla[(\eta + \eta_T / \sigma_\varepsilon)\nabla\varepsilon] +$$

$$+(C_{\varepsilon 1}\varepsilon/k)[\eta_T P(\mathbf{u}) - (2\rho k/3)\nabla\mathbf{u}] - C_{\varepsilon 2}\rho\varepsilon^2/k,$$

где

$$P(\mathbf{u}) = \nabla\mathbf{u} : (\nabla\mathbf{u} + (\nabla\mathbf{u})^T) - (2/3)(\nabla\mathbf{u})^2,$$

$$\eta_T = \rho C_\mu k^2 / \varepsilon.$$

где ρ – плотность (кг/м³); \mathbf{u} – вектор усредненной скорости (м/с); η – динамическая вязкость (Па·с); p – давление (Па); k – энергия турбулентности (м²/с²); ε – коэффициент рассеяния энергии турбулентности (м²/с³); \mathbf{I} – единичный вектор.

Массовые силы \mathbf{F} в задаче не учитываются ввиду малости, так как плотность газа составляет 50 кг/м³.

Здесь для удобства записи использованы тензорные обозначения в декартовых координатах. Данные уравнения выведены из нестационарных уравнений Навье–Стокса, в которых сохранены диффузионные члены, но отброшены члены, соответствующие вязкой диссипации, а также произведена модификация некоторых других членов.

Локальная турбулентная вязкость μ_T может быть выражена через локальные значения k и ε следующим образом:

$$\mu_T = \frac{C_\mu \rho k^2}{\varepsilon}.$$

Эмпирические константы в уравнениях равны

$$C_\mu = 0,09, \quad C_{\varepsilon 1} = 1,44, \quad C_{\varepsilon 2} = 1,92,$$

$$\sigma_k = 1,0, \quad \sigma_\varepsilon = 1,3.$$

Приведенные выше уравнения справедливы при $\mu_T \gg \mu$. Очевидно, что это неверно вблизи твердой поверхности, где турбулентные флуктуации подавляются стенкой. Поэтому вблизи твердой поверхности вводятся специальные пристеночные функции, при определении которых обычно предполагают логарифмический закон изменения тангенциальной составляющей скорости в направлении нормали, а также то, что выделение турбулентной кинетической энергии в области действия логарифмического закона равно ее диссипации. В наиболее простой форме это эквивалентно введению вблизи стенки длины перемешивания при определении дополнительной вязкости. Использование специальных стеночных функций позволяет определить граничные условия для k и ε на некотором удалении от твердой поверхности стенки трубы.

На входе задается скорость, равная 4–20 м/с, а на выходе – расчетное давление, хотя можно задать нулевое в случае принятия постоянной плотности газа.

На осевой линии задаются граничные условия симметрии

$$\mathbf{t}[-p\mathbf{I} + (\eta + \eta_T)(\nabla\mathbf{u} + (\nabla\mathbf{u})^T - (2/3)(\nabla\mathbf{u})\mathbf{I})]\mathbf{n} = 0;$$

$$\mathbf{n}\mathbf{u} = 0;$$

$$\mathbf{n}[(\eta + \eta_T / \sigma_k)\nabla k - \rho\mathbf{u}k] = 0;$$

$$\mathbf{n}[(\eta + \eta_T / \sigma_\varepsilon)\nabla\varepsilon - \rho\mathbf{u}\varepsilon] = 0;$$

Здесь $\mathbf{t} = (-n_x, n_r)$.

На боковой поверхности потока задаются условия с логарифмической функцией стенки

$$\mathbf{n} \cdot \mathbf{u} = 0; \quad [(\eta + \eta_T)(\nabla\mathbf{u} + (\nabla\mathbf{u})^T - (2/3)(\nabla\mathbf{u})\mathbf{I})]\mathbf{n} =$$

$$= [\rho C_\mu^{0,25} k^{0,5} / (\ln(\delta_w^+) / k + C^+)]\mathbf{u};$$

$$\mathbf{n} \cdot \nabla k = 0; \quad \varepsilon = C_\mu^{0,75} k^{1,5} / (k\delta_w),$$

где $\delta_w^+ = \delta_w \rho C_\mu^{0,25} k^{0,25} / \eta$.

На входе задается начальное значение скорости

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}_0; \quad k = (3I_T^2 / 2)(\mathbf{u}_0\mathbf{u}_0),$$

$$\varepsilon = C_\mu^{0,75} ((3I_T^2 / 2)(\mathbf{u}_0\mathbf{u}_0))^{1,5} / L_T.$$

Здесь L_T – шкала турбулентной длины; I_T – интенсивность турбулентности.

На выходе задается давление

$$(\eta + \eta_T)(\nabla\mathbf{u} + (\nabla\mathbf{u})^T - (2/3)(\nabla\mathbf{u})\mathbf{I})\mathbf{n} = 0;$$

$$\mathbf{n}\nabla k = 0; \quad \mathbf{n}\nabla\varepsilon = 0; \quad p = p_0.$$

Приведенные дифференциальные уравнения для среды и граничных условий описывают математическую модель турбулентного движения газового потока, заложенную в программном пакете Comsol, который использован для проведения дальнейших расчетов.

Кроме выявления характера движения газового потока при моделировании стоит задача расчета теплового потока от трубопровода в окружающий грунт. В данном случае к гидравлической модели добавляется расчет теплопередачи в газовом потоке.

Стационарная задача теплопроводности для движущейся среды описывается дифференциальным уравнением в частных производных

$$\nabla(-\lambda \nabla T) = Q - \rho C_p \mathbf{u} \nabla T.$$

Вектор скорости \mathbf{u} передается из гидравлической задачи.

Граничные условия состоят из нескольких уравнений:

- теплообмен боковой поверхности трубопровода с окружающей средой задается в виде граничных условий третьего рода

$$\lambda \frac{\partial T}{\partial r} = \alpha_1 K(T(R, x) - T_G) + \alpha_2 (1 - K)(T(R, x) - T_A);$$

- на входе задается постоянная температура

$$T(r, 0) = T_0;$$

- на осевой линии задается условие симметрии, заключающееся в отсутствии теплового потока в направлении, перпендикулярном оси

$$\frac{\partial T(0, x)}{\partial r} = 0;$$

- на выходе задается отсутствие теплообмена с окружающей средой

$$\frac{\partial T(r, X)}{\partial x} = 0.$$

В результате расчетов получены диаграммы температур на поверхности трубы (рис. 3) при разных значениях температуры воздуха на оси потока трубопровода длиной 100 км. Зависимость плотности теплового потока повторяет диаграммы температур. Линии 4 соответствуют значениям плотности потока от $1,56 \cdot 10^8$ Вт/(м²·°С) в начале до $1,43 \cdot 10^8$ Вт/(м²·°С) в конце линии.

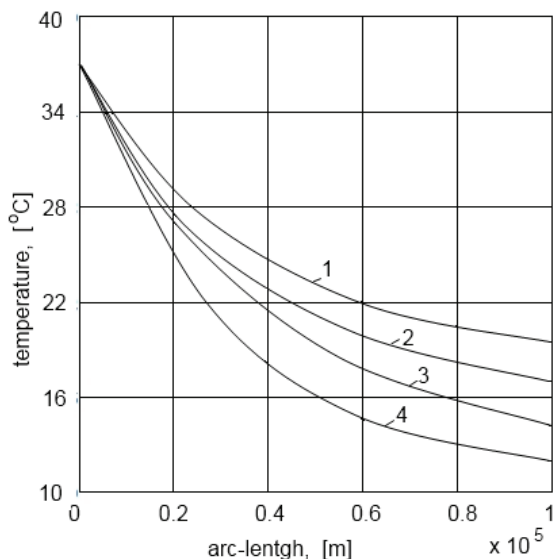


Рис. 3. Диаграммы температуры стенки трубы по длине газопровода при температуре воздуха (°С): 1) 25; 2) 20; 3) 15; 4) 10

Fig. 3. Diagrams of the pipe wall temperature along the length of the gas pipeline at air temperature (°C): 1) 25; 2) 20; 3) 15; 4) 10

Проведенные теоретические и расчетные исследования теплообмена в системе «газовый поток – труба – грунт» показали значительное влияние природных процессов на характер теплообмена. При моделировании теплопередачи от газопроводов в грунт и атмосферу можно пренебречь внутренним тепловым сопротивлением в газовом потоке. Построение моделей теплообмена для протяженных участков газопровода возможно без применения гидравлических расчетов, что позволяет обеспечить приемлемую точность решения задачи средствами персонального компьютера. Как отмечалось выше, снижение давления в газопроводе отражается на скорости перемещения. Диаграмма скорости по длине газопровода (рис. 4) оказывает влияние на характер зависимости теплового потока от движущегося газа к стенке трубы.

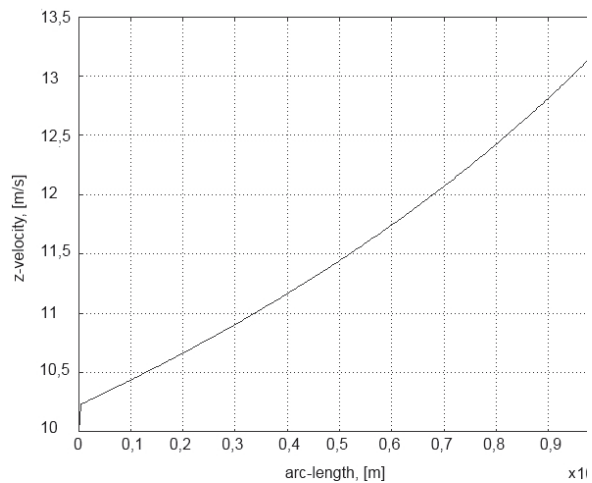


Рис. 4. Диаграмма скорости по длине газопровода

Fig. 4. Velocity diagramme along the gas pipeline length

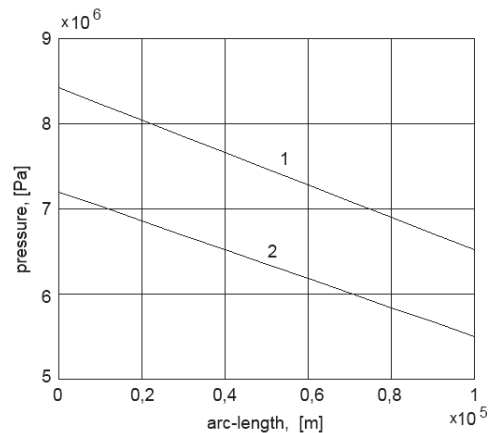


Рис. 5. Диаграммы давления по длине газопровода на участке длиной 100 км при давлении в конце линии: 1) 65; 2) 55 МПа

Fig. 5. Pressure diagrammes along the gas pipeline length on the 100 km section at pressure in the end of the line: 1) 65; 2) 55 MPa

Расчетные диаграммы давления по длине газопровода приведены на рис. 5. Здесь при заданных значениях давления в конце линии диаграммы да-

влений представлены в виде параллельных линий. Теоретически диаграммы имеют нелинейный характер. Однако принятый масштаб не позволяет оценить истинный характер влияния температуры на падение давления.

Расчет температурных распределений и перепадов давлений в условиях более точного представления параметров газопровода дает возможность решения задачи выбора режима работы компрессорной станции и АВО газа более обоснованно [30–32]. Суточные графики изменения температуры воздуха, сезонные изменения температуры и влажности грунта могут быть заданы для всей трассы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соколов С.М., Кисев С.В. Проектирование промышленных трубопроводов в коридорах коммуникаций в сложных условиях // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2014. – № 4. – С. 77–79.
2. Перспективы снижения энергетических затрат на транспорт углеводородов / С.М. Дудин, А.Н. Шиповалов, С.Ю. Подорожников, Ю.Д. Земенков // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2011. – № 2. – С. 65–69.
3. Беркутов Р.А., Малюшин Н.А. Оперативное определение оптимальной глубины охлаждения газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2010. – № 4. – С. 53–58.
4. Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А. Перспективы энергосбережения в условиях длительно эксплуатируемой газотранспортной системы // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 4. – С. 9–13.
5. Влияние теплоемкости трубы на процесс теплообмена при транспортировке природного газа / С.А. Коршунов, А.М. Чионов, В.С. Кулик, К.А. Казак // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 6. – С. 8–11.
6. Yanvarev I.A., Vanayshov A.D., Krupnikov A.V. Thermal Management Technologies Development for the Gas Transport on the Gas-main Pipeline // Procedia Engineering. – 2015. – V. 113. – P. 237–243.
7. Fast thermal simulation of a heated crude oil pipeline with a BFC-based POD reduced-order model / Dongxu Han, Bo Yu, Yi Wang, Yu Zhao, Guojun Yu // Applied Thermal Engineering. – 5 September 2015. – V. 88. – P. 217–229.
8. Чионов А.М., Черепанов А.В. Моделирование системы трубопроводов с различной пропускной способностью в нестационарном режиме // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2015. – № 4. – С. 18–21.
9. Abraham Debebe Woldeyohannes, Mohd Amin Abd Majid. Simulation model for natural gas transmission pipeline network system / Simulation Modelling Practice and Theory. – January 2011. – V. 19. – Iss. 1. – P. 196–212.
10. Чионов А.М. Метод расчета параметров потока газа в трубопроводе в приближении аксиальной симметрии температурного поля окружающей среды // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2014. – № 3–4. – С. 38–43.
11. Mahmood Farzaneh-Gord, Hamid Reza Rahbari. Unsteady natural gas flow within pipeline network, an analytical approach // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – January 2016. – V. 28. – P. 397–409.
12. Базаров А.А., Данилушкин А.И. Моделирование процессов теплообмена между газопроводом и окружающей средой // Вестник СамГТУ. Технические науки. – 2015. – № 2. – С. 66–75.
13. Математическое моделирование взаимодействия наземных трубопроводов с окружающей средой / Ю.Д. Земенков, Б.В. Моисеев, К.Н. Илюхин, Н.В. Налобин // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2014. – № 2. – С. 51–56.
14. Reza Madoliat, Esmaeel Khanmirza, Hamid Reza Moetamedzadeh. Transient simulation of gas pipeline networks using intelligent methods // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – February 2016. – V. 29. – P. 517–529.
15. Dorao C.A., Fernandino M. Simulation of transients in natural gas pipelines // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – March 2011. – V. 3. – Iss. 1. – P. 349–355.
16. Atlas-Yakutia. 2007–2017. URL: <http://atlas-yakutia.ru> (дата обращения: 12.04.2017).
17. Лыков А.В. Теория теплопроводности. – М.: Высшая школа, 1967. – 599 с.
18. Wilcox D.C. Turbulence Modeling for CFD. – Canada; California: DCW Industries Inc., 1993. – 460 p.
19. Validation of 1D flow model for high pressure offshore natural gas pipelines / J.F. Helgaker, A. Oosterkamp, L.I. Langelandsvik, T. Ytrehus // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – January 2014. – V. 16. – P. 44–56.
20. Марков Е.В., Пульников С.А., Гербер А.Д. Проблемы задания граничных условий при моделировании теплового взаимодействия «горячих» трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2 (Ч. 10). – С. 2106–2110.
21. Вязунов Е.В., Федоров В.В. Опыт определения эмпирических значений температуропроводности грунтов по результатам измерений температуры на метеостанциях // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2011. – № 3 (25). – С. 45–47.
22. Математическая модель температурного режима трубопроводов в вечноммерзлых грунтах / Ю.Д. Земенков, Б.В. Моисеев, К.Н. Илюхин, Н.В. Налобин // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2012. – № 4. – С. 96–99.
23. Баутин С.П., Обухов А.Г. Одно точное стационарное решение системы уравнений газовой динамики // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 81–86.
24. Баутин С.П., Обухов А.Г. Об одном виде краевых условий при расчете трехмерных нестационарных течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 55–64.
25. Волков К.Н. Пристеночное моделирование в расчетах турбулентных течений на неструктурированных сетках // Теплофизика и аэромеханика. – 2007. – Т. 14. – № 1. – С. 113–129.
26. Salami L.A. An investigation of turbulent developing flow at the entrance to a smooth pipe // International Journal of Heat and Fluid Flow. – December 1986. – V. 7. – Iss. 4. – P. 247–257.
27. Tatsuhiro Kiuchi. An implicit method for transient gas flows in pipe networks // International Journal of Heat and Fluid Flow. – October 1994. – V. 15. – Iss. 5. – P. 378–383.

Выводы

Проведенные исследования показали возможность построения комплекса численных моделей для процессов, протекающих в газопроводе и окружающей среде. Разработанный алгоритм позволяет осуществлять моделирование тепловых и гидравлических процессов в газопроводе при минимальных требованиях к вычислительным ресурсам и оперативной корректировке параметров модели. Задачи поиска оптимальных режимов работы газопровода, в частности снижения суммарных энергозатрат на перекачивание газа, могут быть выполнены оперативно для краткосрочных промежутков времени с минимальной погрешностью.

28. Comparison study on the accuracy and efficiency of the four forms of hydraulic equation of a natural gas pipeline based on linearized solution / Peng Wang, Bo Yu, Yajun Deng, Yu Zhao // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – January 2015. – V. 22. – P. 235–244.
29. ГОСТ 30319.2–2015. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода. – М.: Стандартинформ, 2016. – 13 с.
30. Optimal operation of trunk natural gas pipelines via an inertia-adaptive particle swarm optimization algorithm / Xia Wu, Changjun Li, Wenlong Jia, Yufa He // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – November 2014. – V. 21. – P. 10–18.
31. Madoliat R., Khanmirza E., Pourfard A. Application of PSO and cultural algorithms for transient analysis of natural gas pipeline // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 20 January 2017. – V. 149. – P. 504–514.
32. Optimization of natural gas pipeline transportation using ant colony optimization / A. Chebouba, F. Yalaoui, A. Smati, L. Amodeo, K. Younsi, A. Tairi // *Computers & Operations Research*. – June 2009. – V. 36. – Iss. 6. – P. 1916–1923.

Поступила 28.04.2017 г.

Информация об авторах

Базаров А.А., доктор технических наук, доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий электротехнического факультета Самарского государственного технического университета.

Данилушкин А.И., доктор технических наук, профессор кафедры электроснабжения промышленных предприятий электротехнического факультета Самарского государственного технического университета.

UDC 536.244

MODELING OF THERMAL AND HYDRAULIC PROCESSES IN THE MAIN GAS PIPELINE

Alexander A. Bazarov¹,
aleksbazarov@yandex.ru

Alexander I. Danilushkin¹,
aidanilushkin@mail.ru

¹ Samara State Technical University,
244, Molodogvardeyskay street, Samara, 443100, Russia.

The relevance of the discussed issue is caused by the necessity to improve the procedures of designing thermohydraulic modes of a pipeline for reducing power requirements on gas transporting and increasing carrying capacity of the main pipeline.

The main aim of the study is to analyze the existing design procedures of thermal and hydraulic processes and to develop the advanced economical alternatives. The paper considers the complex of problems on modelling the hydrodynamic and thermal processes in the system «gas stream – pipe – circumambient». Gas swapping is accompanied by its heating at compression, that is reflected in pressure growth in a pipeline and capacity reduction. To decrease power inputs on gas transporting the authors have considered the complex of modelling problems.

The methods. The authors applied the finite element method realized in software package Comsol to calculate thermal and hydraulic processes in the ground and the pipeline. The influence of air temperature seasonal modifications on thermal streams between the pipeline and the ground was analyzed. Taking into account large inertia of heat transfer processes in the ground the authors proposed the consecutive algorithm of solving the problem of modelling heat transfer in the ground and thermo- and fluid dynamics in a pipe with moving gas.

The results. The authors developed the numerical model of heat distribution processes in the ground and determined the parameters of the models for stationary modes. On the basis of the thermohydraulic model of a gas stream in a pipe the velocity profile and thickness of a wall layer were determined taking into account heat exchange with environment. This allowed passing to a thermal problem with the moving two-layer medium, equivalent in temperature distribution in the pipeline and magnitude of a thermal stream into environment. Based on the calculations of thermal processes in the ground the authors determined the parameters of the simplified thermohydraulic model for a pipeline that allows gaining the solutions for a great range of environment temperature.

Key words:

Thermal processes, nonlinear problem, hydraulics, connected model, turbulent regime, approximation of external heat transfer.

REFERENCES

- Sokolov S.M., Kisev S.V. Designing of field pipelines in the communication corridors under difficult condition. *Higher Educational Institutions News. Oil and Gas*, 2014, no. 4, pp. 77–79. In Rus.
- Dudin S.M., Shipovalov A.N., Podorozhnikov S.Yu., Zemenkov Yu.D. Prospects for reducing energy costs for hydrocarbon transportation. *Higher Educational Institutions News. Oil and Gas*, 2011, no. 2, pp. 65–69. In Rus.
- Berkutov R.A., Malyushin N.A. On-line detection of the optimal depth of gas cooling at compressor stations in trunk gas pipelines. *Higher Educational Institutions News. Oil and Gas*, 2010, no. 4, pp. 53–58. In Rus.
- Baykov I.R., Kitaev S.V., Shammazov I.A. Prospects of energy saving in long operating gas-transport system. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodородного syrira*, 2012, no. 4, pp. 9–13. In Rus.
- Korshunov S.A., Chionov A.M., Kulik V.S., Kazak K.A. Influence of a pipe heat capacity on heat transfer when transporting natural gas. *Truboprovodny transport: teoriya i praktika*, 2013, no. 6, pp. 8–11. In Rus.
- Yanvarev I.A., Vanyashov A.D., Krupnikov A.V. Thermal Management Technologies Development for the Gas Transport on the Gas-main Pipeline. *Procedia Engineering*, 2015, vol. 113, pp. 237–243.
- Dongxu Han, Bo Yu, Yi Wang, Yu Zhao, Guojun Yu. Fast thermal simulation of a heated crude oil pipeline with a BFC-Based POD reduced-order model. *Applied Thermal Engineering*, 5 September 2015, vol. 88, pp. 217–229.
- Chionov A.M., Cherepanov A.V. Modeling pipe-line system with different flow capacity in nonsteady state. *Truboprovodny transport: teoriya i praktika*, 2015, no. 4, pp. 18–21. In Rus.
- Abraham Debebe Woldeyohannes, Mohd Amin Abd Majid. Simulation model for natural gas transmission pipeline network system. *Simulation Modelling Practice and Theory*, January 2011, vol. 19, Iss. 1, pp. 196–212.
- Chionov A.M. Method of calculating parameters of gas flow in a pipe-line in approach of axial symmetry of environmental temperature field. *Truboprovodny transport: teoriya i praktika*, 2014, no. 3–4, pp. 38–43. In Rus.
- Mahmood Farzaneh-Gord, Hamid Reza Rahbari. Unsteady natural gas flow within pipeline network, an analytical approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, January 2016, vol. 28, pp. 397–409.
- Bazarov A.A., Danilushkin A.I. Modeling environment-pipeline heat exchange. *Vestnik SamGTU. Tehnicheskie nauki*, 2015, no. 2, pp. 66–75. In Rus
- Zemenkov Yu.D., Moiseev B.V., Ilyukhin K.N., Nalobin N.V. Mathematical modelling of ground-surface pipelines interacting with environment. *Higher Educational Institutions News. Oil and Gas*, 2014, no. 2, pp. 51–56. In Rus.
- Reza Madoliat, Esmaeel Khanmirza, Hamid Reza Moetamedzadeh. Transient simulation of gas pipeline networks using intelligent methods. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, February 2016, vol. 29, pp. 517–529.
- Dorao C.A., Fernandino M. Simulation of transients in natural gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, March 2011, vol. 3, Iss. 1, pp. 349–355.
- Atlas-Yakutia. 2007–2017*. Available at: <http://atlas-yakutia.ru> (accessed 12 April 2017).
- Lyikov A.V. *Teoriya teploprovodnosti* [Thermal conductivity]. Moscow, Visshaya shkola Publ., 1967. 599 p.
- Wilcox D.C. *Turbulence Modeling for CFD*. Canada; California, DCW Industries Inc., 1993. 460 p.

19. Helgaker J.F., Oosterkamp A., Langelandsvik L.I., Ytrehus T. Validation of 1D flow model for high pressure offshore natural gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, January 2014, vol. 16, pp. 44–56.
20. Markov E.V., Pulnikov S.A., Gerber A.D. Problems in setting the boundary conditions when modeling thermal interaction of «hot» pipe-lines with permafrost soils. *Fundamentalnye issledovaniya*, 2015, no. 2 (P. 10), pp. 2106–2110. In Rus.
21. Vyazunov E.V., Fedorov V.V. Experience in defining empirical values of soil temperature conductivity by temperature measurements results at meteostations. *Truboprovodny transport: teoriya i praktika*, 2011, no. 3 (25), pp. 45–47. In Rus.
22. Zemenkov Yu.D., Moiseev B.V., Ilyukhin K.N., Nalobin N.V. Mathematical model of temperature condition of pipelines in permafrost grounds. *Higher Educational Institutions News. Oil and Gas*, 2012, no. 4, pp. 96–99. In Rus.
23. Bautin S.P., Obukhov A.G. A single exact stationary solution of the gas dynamics equations system. *Higher Educational Institutions News. Oil and Gas*, 2013, no. 4, pp. 81–86. In Rus.
24. Bautin S.P., Obukhov A.G. About one type of boundary conditions at calculation of 3D unsteady-state-flow of compressible viscous heat-conducting gas. *Higher Educational Institutions News. Oil and Gas*, 2013, no. 5, pp. 55–64. In Rus.
25. Volkov K.N. Pristenochnoe modelirovanie v raschetakh turbulentnykh techeniy na nestrukturirovannykh setkakh [Near wall modeling in calculations of turbulent flows in unstructured mesh]. *Teplofizika i aeromekhanika*, 2007, vol. 14, no. 1, pp. 113–129.
26. Salami L.A. An investigation of turbulent developing flow at the entrance to a smooth pipe. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, December 1986, vol. 7, Iss. 4, pp. 247–257.
27. Tatsuhiko Kiuchi. An implicit method for transient gas flows in pipe networks. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, October 1994, vol. 15, Iss. 5, pp. 378–383.
28. Peng Wang, Bo Yu, Yajun Deng, Yu Zhao. Comparison study on the accuracy and efficiency of the four forms of hydraulic equation of a natural gas pipeline based on linearized solution. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, January 2015, vol. 22, pp. 235–244.
29. GOST 30319.1–96. *Gaz prirodny. Metody rascheta. Metody rascheta fizicheskikh svoystv. Vychislenie fizicheskikh svoystv na osnove dannykh o plotnosti pri standartnykh usloviyakh i so-dержanii azota i dioksida ugleroda* [State Standard 30319.1–96. Natural gas. Calculation techniques of physical features. Physical features calculation based on the data on density under standard conditions and content of nitrogen and carbon dioxide]. Moscow, Standartinform Publ., 2016. 13 p.
30. Xia Wu, Changjun Li, Wenlong Jia, Yufa He. Optimal operation of trunk natural gas pipelines via an inertia-adaptive particle swarm optimization algorithm. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, November 2014, vol. 21, pp. 10–18.
31. Reza Madoliat, Esmaeel Khanmirza, Ali Pourfard. Application of PSO and cultural algorithms for transient analysis of natural gas pipeline. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20 January 2017, vol. 149, pp. 504–514.
32. Chebouba A., Yalaoui F., Smati A., Amodeo L., Younsi K., Tairi A. Optimization of natural gas pipeline transportation using ant colony optimization. *Computers & Operations Research*, June 2009, vol. 36, Iss. 6, pp. 1916–1923.

Received: 28 April 2017.

Information about the authors

Alexander A. Bazarov, Dr. Sc., associate professor, Samara State Technical University.

Alexander I. Danilushkin, Dr. Sc., professor, Samara State Technical University.