

УДК 622.691.4

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ НА РЕЖИМ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

В. А. Иванов

Аннотация. Исследованы параметры течения газа в магистральном газопроводе в зависимости от перепада давления. На основании уравнений газовой динамики и состояния реального газа установлены распределения температуры и давления по длине газопровода при известных параметрах поступающего газа. Определена зависимость массового расхода газа от известного давления на выходе. Задача теплового взаимодействия движущегося газа и мерзлых грунтов решается в сопряженном виде, что позволяет точнее описать реальный физический процесс. С помощью численного моделирования методом конечных элементов исследованы различные варианты теплоизоляции магистрального газопровода и их влияние на его режим работы.

DOI: 10.25587/SVFU.2018.4.11320

Ключевые слова: магистральный газопровод, сопряженная задача, многолетнемерзлые грунты, математическое моделирование.

Эффективная работа магистральных газопроводов зависит от многих факторов, одним из которых являются температурные условия окружающей среды. Для поверхностного трубопровода это погодноклиматические условия атмосферного воздуха, а для заглубленного — те же поверхностные условия, оказывающие свое воздействие через толщу насыпного грунта. В районах Крайнего Севера трубопровод оказывается в верхней зоне сезонного оттаивания и промерзания над нижележащими многолетнемерзлыми грунтами (ММГ). Поэтому температура протекающего газа, а значит, и весь режим работы такого газопровода, могут отличаться от аналогичных газопроводов в более теплых климатических зонах.

Данная тема исследована в работах [1–7], где рассматривается задача теплообмена между несовершенным (реальным) газом в трубопроводе и окружающими горными породами, которая сводится к решению дифференциальных уравнений, описывающих неизотермическое течение газа в трубопроводе, и уравнений распространения тепла в горных породах с соответствующими условиями сопряжения. При этом учитывается образование гидратов в газовых скважинах [2–6] и газопроводе [7] при помощи квазистационарной математической модели

образования (диссоциации) и отложения гидратов, что приводит к изменяющейся площади проходного сечения трубы с течением времени. В этой модели движение реального газа в трубах описывается в рамках трубной гидравлики, а динамика образования гидрата — в рамках обобщенной задачи Стефана, в которой температура фазового перехода «газ — гидрат» существенно зависит от давления в потоке газа. В [7] показано, что при недостаточной осушке газа давление газа на выходе может снизиться ниже допустимого предела примерно за 6–7 часов, а для полностью сухого газа имеется возможность снизить затраты на теплоизоляцию газопровода как минимум вдвое. Целью настоящей работы является численное исследование падения давления на участке магистрального газопровода в зависимости от массового расхода с учетом теплового взаимодействия движущегося газа с окружающими ММГ при различных вариантах теплоизоляции газопровода.

Слои теплоизоляции предназначены для минимизации влияния экстремальных температур воздуха на подземный трубопровод. Они могут быть устроены как на наружной поверхности самой трубы, так и на дневной поверхности земли. В данной работе рассматривается два вида теплоизолирующих слоев — это экструдированный пенополистирол на трубопроводе и слой древесной щепы на поверхности земли. Вычислительный эксперимент проводится для четырех вариантов: 1) без теплоизоляции; 2) со слоем экструдированного пенополистирола на трубопроводе и без слоя щепы на поверхности грунта; 3) со слоем щепы на поверхности и без теплоизоляции на трубопроводе; 4) при наличии обоих видов теплоизоляции.

1. Исходные уравнения

Давление и температура газа находятся из уравнений движения реального газа в трубопроводе, описанных в монографии [1]. Для стационарного неизотермического течения газа в круглой трубе записываются уравнения сохранения массы, импульса и энергии соответственно:

$$\frac{d}{dx}(\rho v S) = 0 \quad \text{или} \quad \rho v S = M, \quad (1)$$

$$\frac{d}{dx}[(p + \rho v^2)S] = -\frac{\pi}{8} D \psi \rho v |v|, \quad (2)$$

$$M \frac{d}{dx} \left(i + \frac{v^2}{2} \right) = \pi D \alpha_t (T_g - T), \quad (3)$$

где x — координата вдоль оси трубы, ρ — плотность газа, v — скорость течения газа, S — площадь сечения трубы, M — массовый расход, p — давление газа, D — диаметр трубы, α_t — суммарный коэффициент теплопередачи через стенку трубы, зависящий от слоя трубы и ее теплоизоляции, T_g — температура окружающей среды, T — температура газа, i — энтальпия.

Плотность газа связана с давлением и температурой уравнением состояния

$$\rho = \frac{p}{ZRT}, \quad (4)$$

где $Z = Z(p, T)$ — коэффициент несовершенства газа, являющийся эмпирической функцией, зависящей от отношения давления и температуры к их критическим значениям, $R = 8,314/\mu_g$ — газовая постоянная, $\mu_g = \sum_{j=1}^n y_j \mu_{gj}$ — молярная масса газовой смеси, y_j , μ_{gj} — объемная доля и молекулярный вес j -го компонента природного газа.

Энтальпия i определяется выражением

$$di = c_p dT - c_p \varepsilon dp, \quad (5)$$

где c_p — теплоемкость газа при постоянном давлении, ε — коэффициент дросселирования, который находится из соотношения

$$\varepsilon = \frac{RT^2}{c_p p} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p. \quad (6)$$

Исключая скорость v из уравнений (2) и (3) с помощью уравнения (1), получаем

$$\left[1 - \frac{M^2}{\rho^2 S^2} \left(\frac{d\rho}{dp} \right) \right] \frac{dp}{dx} - \frac{M^2}{\rho^2 S^2} \left(\frac{d\rho}{dT} \right) \frac{dT}{dx} = -\frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4\rho S^{2,5}}, \quad (7)$$

$$- \left[c_p \varepsilon + \frac{M^2}{\rho^3 S^2} \left(\frac{d\rho}{dp} \right) \right] \frac{dp}{dx} + \left[c_p - \frac{M^2}{\rho^3 S^2} \left(\frac{d\rho}{dT} \right) \right] \frac{dT}{dx} = \frac{\pi D \alpha_t}{M} (T_g - T). \quad (8)$$

Если вычесть уравнение (7), деленное на ρ , из уравнения (8), то получим

$$- \left[\frac{1}{\rho} + c_p \varepsilon \right] \frac{dp}{dx} + c_p \frac{dT}{dx} = \frac{\pi D \alpha_t}{M} (T_g - T) + \frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4\rho^2 S^{2,5}}. \quad (9)$$

Уравнения (7) и (9) образуют систему линейных дифференциальных уравнений относительно двух независимых термодинамических функций p и T . Ее можно привести к каноническому виду [1]:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{\Delta_1}{\Delta} \text{ и } \frac{dT}{dx} = \frac{\Delta_2}{\Delta}, \quad (10)$$

где

$$\Delta = \begin{vmatrix} \left[1 - \frac{M^2}{\rho^2 S^2} \left(\frac{d\rho}{dp} \right) \right] & -\frac{M^2}{\rho^2 S^2} \left(\frac{d\rho}{dT} \right) \\ -\left[\frac{1}{\rho} + c_p \varepsilon \right] & c_p \end{vmatrix}, \quad (11)$$

$$\Delta_1 = \begin{vmatrix} -\frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4\rho S^{2,5}} & -\frac{M^2}{\rho^2 S^2} \left(\frac{d\rho}{dT} \right) \\ \frac{\pi D \alpha_t}{M} (T_g - T) + \frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4\rho^2 S^{2,5}} & c_p \end{vmatrix}, \quad (12)$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} \left[1 - \frac{M^2}{\rho^2 S^2} \left(\frac{d\rho}{dp} \right) \right] & -\frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4\rho S^{2,5}} \\ -\left[\frac{1}{\rho} + c_p \varepsilon \right] & \frac{\pi D \alpha_t}{M} (T_g - T) + \frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4\rho^2 S^{2,5}} \end{vmatrix}. \quad (13)$$

Коэффициент несовершенства газа определяется по формуле [8]

$$Z = \left(0,17376 \ln \left(\frac{T}{T_c} \right) + 0,73 \right)^{\frac{p}{p_c}} + 0,1 \frac{p}{p_c}, \quad (14)$$

где T_c — критическая температура, p_c — критическое давление, которые зависят от состава газа.

Из уравнения (10) при добавлении начальных условий составляем задачу Коши первого порядка, которую можно решить одним из известных методов. Таким образом, зная температуру и давление на входе газопровода, мы можем вычислить их распределение на всем его протяжении. Единственный параметр, который остался неизвестным — это температура грунтов T_g , входящая в уравнение (12). Она определяется из решения дифференциального уравнения теплопроводности, которое записывается в виде, удобном для численного решения методом конечных элементов, т. е. с коэффициентами теплопроводности и объемной теплоемкости грунта как кусочно постоянными функциями температуры в окрестности фазового перехода «лед — вода» [9]:

$$\tilde{C}(T_g) \frac{\partial T_g}{\partial t} = \nabla(\lambda(T_g) \nabla T_g). \quad (15)$$

При этом скрытая теплота фазового перехода неявно заложена в коэффициент $\tilde{C}(T_g)$ через δ -функцию Дирака (сосредоточенная теплоемкость). В данной работе используются следующие аппроксимации: линейная зависимость $\lambda(T_g)$ и параболическая $\tilde{C}(T_g)$ в окрестности фазового превращения [10]:

$$\lambda(T_g) = \begin{cases} \lambda_s & \text{при } T_g < T_f - \Delta T, \\ \lambda_s - (\lambda_s - \lambda_l) \left[\frac{T_g - T_f + \Delta T}{2\Delta T} \right] & \text{при } T_f - \Delta T \leq T_g < T_f + \Delta T, \\ \lambda_l & \text{при } T_g \geq T_f + \Delta T, \end{cases} \quad (16)$$

$$\tilde{C}(T_g) = \begin{cases} C_s & \text{при } T_g < T_f - \Delta T, \\ C_f + (C_s - C_f) \left[\frac{T_g - T_f}{\Delta T} \right]^2 & \text{при } T_f - \Delta T \leq T_g < T_f, \\ C_f + (C_l - C_f) \left[\frac{T_g - T_f}{\Delta T} \right]^2 & \text{при } T_f \leq T_g < T_f + \Delta T, \\ C_l & \text{при } T_g \geq T_f + \Delta T, \end{cases} \quad (17)$$

где T_f — температура фазового перехода «лед — вода» в грунте, ΔT — температурный полуинтервал сглаживания δ -функции Дирака, λ_s и λ_l — теплопроводности грунта в твердой и жидкой фазах соответственно, C_s и C_l — объемные теплоемкости грунта в твердой и жидкой фазах соответственно, C_f — объемная теплоемкость при температуре фазового превращения, которая находится по следующей формуле:

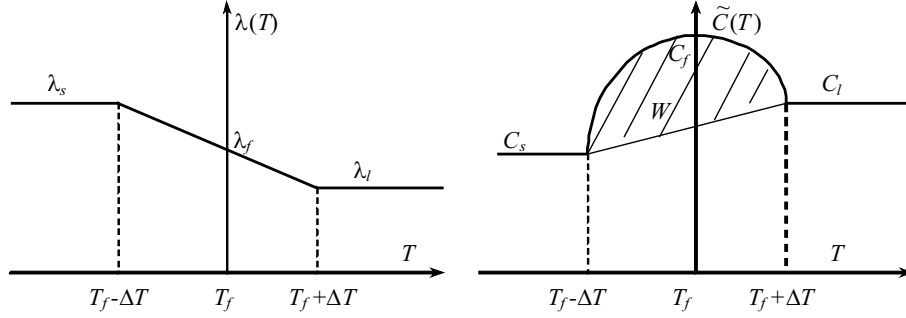
$$C_f = \frac{3W}{4\Delta T} + \frac{1}{2}(C_s + C_l), \quad (18)$$

где W — скрытая теплота фазового превращения единичного объема влажного грунта.

Величина C_f определяется из равенства W количеству теплоты, получаемому при аппроксимации объемной теплоемкости в интервале температур от $T_g - T_f$ до $T_g + T_f$ и равному площади заштрихованной области на рис. 1.

На поверхности контакта трубы с газом задается условие конвективного теплообмена:

$$\lambda(T_g) \frac{\partial T_g}{\partial r} = \alpha_t (T_g - T), \quad (19)$$

Рис. 1. Зависимость $\lambda(T_g)$ и $\tilde{C}(T_g)$ от температуры

а на дневной поверхности такое же граничное условие, но с учетом влияния теплового излучения и снежного покрова [11]:

$$\lambda(T_g) \frac{\partial T_g}{\partial r} = \alpha_s \left(T_g - T + \frac{Q}{\alpha_w} \right), \quad (20)$$

где Q — суммарный радиационный баланс земной поверхности, α_w — коэффициент конвективного теплообмена воздуха с поверхностью, α_s — суммарный коэффициент теплообмена воздуха с грунтом, зависящий от скорости ветра, слоя теплоизоляции, а в зимнее время также от слоя снежного покрова, как показано ниже [11–13]:

$$\alpha_s = 1 / \left(\frac{1}{\alpha_w} + \frac{\delta_{sn}}{\lambda_{sn}} + \frac{\delta_{ins}}{\lambda_{ins}} \right), \quad (21)$$

$$\alpha_w = 15,119 \sqrt{v_w}, \quad (22)$$

$$\lambda_{sn} = 1,163(0,03 + 0,303\rho_{sn} - 0,177\rho_{sn}^2 + 2,25\rho_{sn}^3), \quad (23)$$

где δ_{sn} — толщина снежного покрова, λ_{sn} — коэффициент теплопроводности снега, ρ_{sn} — плотность снега, δ_{ins} — коэффициент теплопроводности теплоизолирующего слоя, δ_{ins} — толщина теплоизолирующего слоя, v_w — скорость ветра. По подобной формуле (21) рассчитывается и суммарный коэффициент теплопередачи через стенку трубопровода α_t , но с учетом коэффициента теплоотдачи газа и термических сопротивлений слоев трубы.

На достаточном удалении от газопровода в грунте тепловой поток принимается равным нулю:

$$\frac{\partial T_g}{\partial r} = 0. \quad (24)$$

Начальное условие для уравнения теплопроводности задается так:

$$T_g(0, x) = T_{g0} = \text{const}, \quad (25)$$

где T_{g0} — начальная температура грунта.

Таким образом, чтобы определить динамику поля температур при тепловом взаимодействии магистрального газопровода с ММГ необходимо решить

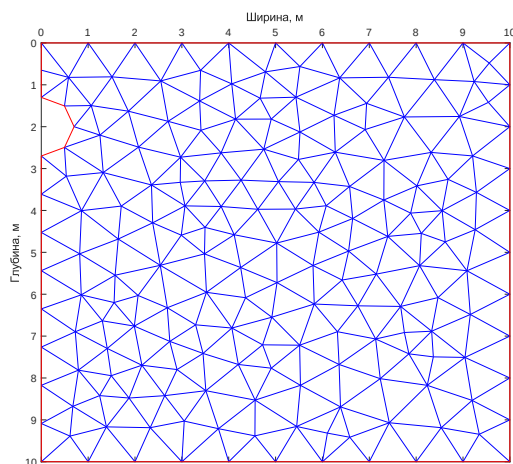


Рис. 2. Пространственное разбиение двумерной области

задачу Коши первого порядка (10) и краевую задачу теплопроводности (15)–(25). В результате получим давление на конце трубопровода в зависимости от массового расхода и условий теплоизоляции.

2. Численный расчет

Температуры газа и грунта рассчитываются в сопряженной постановке, так что каждый шаг по времени разделен на два полушага, использующих результаты друг друга. На первом полушаге вычисляются температура и давление газа, а на втором определяется температура окружающего грунта.

Расчет температурного поля в грунте производится в двумерных областях в плоскости, перпендикулярной оси газопровода (рис. 2). Предполагаем, что вдоль оси трубопровода теплопередача пренебрежимо мала, поскольку характерное расстояние по длине газопровода, на котором значительно изменяется температура газа при движении, гораздо больше расстояния теплового влияния газопровода в грунте в поперечном направлении.

Подобный расчет теплопередачи в двумерных областях вместо полноценного 3D-моделирования применяется в целях уменьшения объема вычислений. Для этого газопровод по длине разбивается на 10 равных отрезков, для каждого из которых проводится расчет в одной двумерной области, т. е. подразумевается, что по всей длине любого из отрезков качественная картина оттаивания — промерзания грунтов примерно одинакова.

Размеры двумерной области составляют 15 м в глубину и 20 м в ширину, диаметр газопровода 1,4 м, заглубление оси газопровода 2 м от дневной поверхности, характерный размер треугольной ячейки в двумерной области 0,5 м.

Теплофизические свойства грунта подобраны как наиболее типичные для Центральной Якутии: объемная теплоемкость мерзлого грунта равна

$2,31 \cdot 10^6$ Дж/(м³ * °C), талого грунта $2,57 \cdot 10^6$ Дж/(м³ * °C); теплопроводность мерзлого грунта 1,93 Вт/(м*°C), талого грунта 1,69 Вт/(м*°C), температура фазового перехода $-0,15$ °C, плотность влажного грунта 2000 кг/м³, влажность грунта 12%, начальная температура $-4,85$ °C.

Температура газа на входе составляет 47 °C, давление на входе $7,6 \cdot 10^6$ Па, коэффициент гидравлического сопротивления 0,02, удельная теплоемкость газа при постоянном давлении 2300 Дж/(кг*°C), критическая температура газа 205,022 °C, критическое давление газа $47,213 \cdot 10^5$ Па, газовая постоянная 449,4 Дж/(кг*°C). В качестве теплоизоляционного материала трубы рассмотрен экструдированный пенополистирол толщиной 10 см с теплопроводностью 0,031 Вт/(м*°C). Теплоизоляция на дневной поверхности представляет собой 10 см древесных опилок или щепы с теплопроводностью 0,06 Вт/(м*°C). Длина участка газопровода принята равной 100 км.

Климатические данные по температуре воздуха, радиационному балансу поверхности и высоте снежного покрова взяты из работы [14] для условий города Якутска. Данные по плотности снежного покрова взяты из работы А. В. Павлова [13], а по скорости ветра — из работы М. К. Гавриловой [15]. Исходные данные приведены в табл. 2, 3. Все среднемесячные и декадные данные интерполировались с помощью кубических сплайнов.

3. Результаты вычислительного эксперимента

По итогам расчета найдены зависимости между массовым расходом газа в трубопроводе и давлением на его выходе для четырех вариантов теплоизоляции, описанных выше. Из рис. 3 видно, что кривые группируются по наличию или отсутствию теплоизоляции на трубопроводе. С уменьшением давления газа на выходе при фиксированном его значении массовый расход получается больше в случае нетеплоизолированного трубопровода. Можно сделать вывод, что слой экструдированного пенополистирола эффективно изолирует газопровод от внешних тепловых воздействий (кривые 2 и 4 на рис. 3), в то время как присутствие слоя опилок на дневной поверхности не вносит существенного влияния на величину массового расхода в зависимости от давления на устье (ср. кривые 1 и 3 на рис. 3).

На рис. 4 и рис. 5 представлены соответственно зависимости давления и температуры по длине магистрального газопровода для четырех вариантов теплоизоляции при постоянном массовом расходе в 500 кг/с. Здесь также видно, что слой опилок на поверхности не оказывает ощутимого воздействия на тепловые процессы в заглубленном газопроводе (ср. кривые 1 и 3 на рис. 4 и 5).

Протаивание мерзлого грунта вокруг газопровода в неизолированном случае происходит на его начальном участке и достигает большего радиуса под нижней образующей трубы (до 4 м) нежели при наличии теплоизоляции, где протаивание распределено на большем участке газопровода с радиусом до 0,7 м [16].

Следовательно, слой экструдированного пенополистирола непосредственно

Таблица 1. Климатические данные для условий г. Якутска

Месяц	Средние многолетние значения радиационного баланса луговой площадки, Вт/м ²	Средняя месячная температура воздуха (1991–2003), °С	Скорость ветра, м/с
I	–9,65	–37,5	1,4
II	–4,63	–32,7	1,4
III	–5,02	–21,4	2
IV	45,14	–5	2,8
V	113,04	7,3	3,4
VI	126,16	16,6	3,4
VII	119,6	19,8	3
VIII	79,48	15,4	2,8
IX	35,49	5,8	2,6
X	0	–7,4	2,6
XI	–14,27	–27,6	2
XII	–9,65	–38	1,3

Таблица 2. Высота и средняя плотность снежного покрова для условий г. Якутска

Месяц	Декада	Высота, см	Плотность, см
Октябрь	1	—	—
	2	5	0,10
	3	8	0,12
Ноябрь	1	10	0,12
	2	19	0,12
	3	19	0,14
Декабрь	1	19	0,15
	2	22	0,15
	3	248	0,15
Январь	1	24	0,16
	2	24	0,16
	3	24	0,16
Февраль	1	25	0,16
	2	24	0,17
	3	25	0,18
Март	1	26	0,19
	2	24	0,18
	3	24	0,19
Апрель	1	18	0,22
	2	6	—
	3	—	—

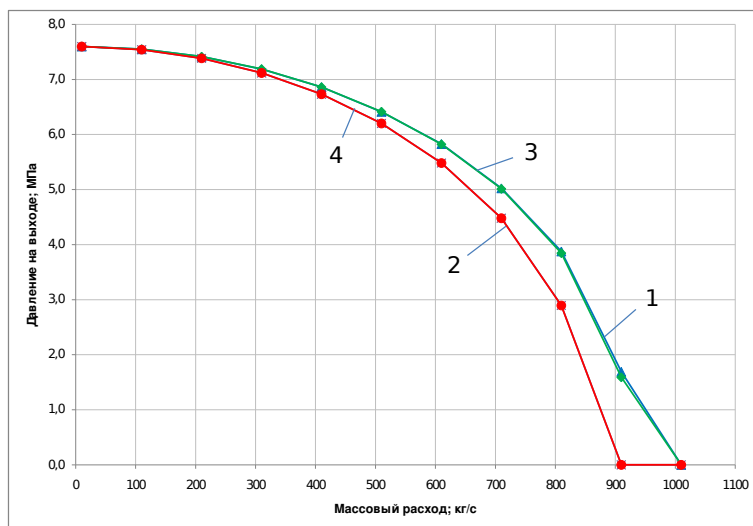


Рис. 3. Зависимость давления на выходе газопровода от массового расхода:

- 1 — без теплоизоляции, 2 — со слоем экструдированного пенополистирола на трубопроводе и без слоя щепы на поверхности, 3 — со слоем щепы на поверхности и без теплоизоляции на трубопроводе, 4 — при наличии обоих видов теплоизоляции

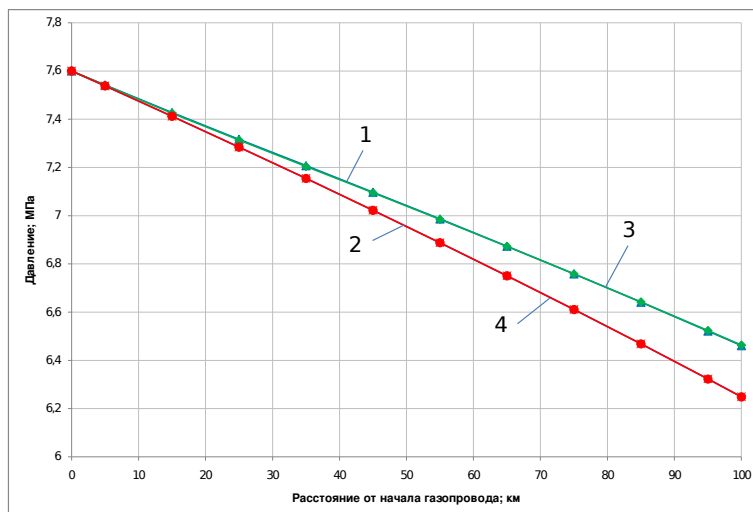


Рис. 4. Распределение давления газа по длине магистрального газопровода:

- 1 — без теплоизоляции, 2 — со слоем экструдированного пенополистирола на трубопроводе и без слоя щепы на поверхности, 3 — со слоем щепы на поверхности и без теплоизоляции на трубопроводе, 4 — при наличии обоих видов теплоизоляции

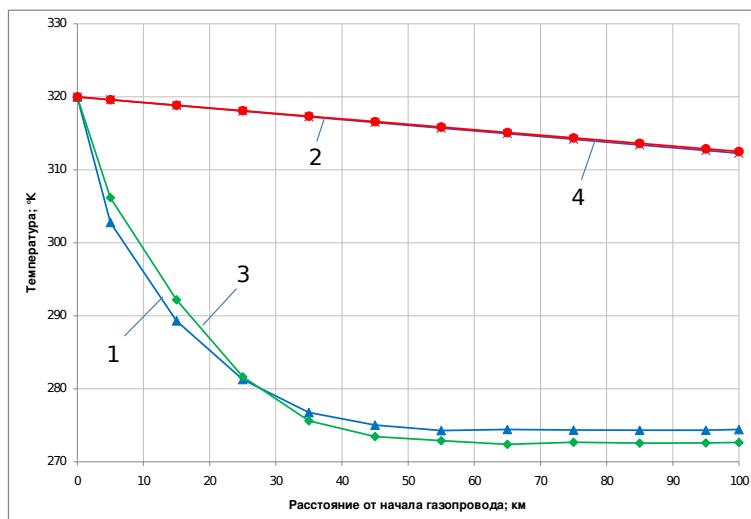


Рис. 5. Распределение температуры газа по длине магистрального газопровода:

- 1 — без теплоизоляции, 2 — со слоем экструдированного пенополистирола на трубопроводе и без слоя щепы на поверхности,
- 3 — со слоем щепы на поверхности и без теплоизоляции на трубопроводе,
- 4 — при наличии обоих видов теплоизоляции

на трубе является эффективным способом теплоизоляции магистрального газопровода. В то время как создание изоляционного слоя на удалении от стенки трубы не предотвращает охлаждения газа и выравнивания его температуры с окружающим грунтом (рис. 5).

Заключение

Построена численная модель теплового взаимодействия заглубленного магистрального газопровода с окружающими многолетнемерзлыми грунтами, учитывающая циклические изменения климатических условий на дневной поверхности. Модель также включает в себя уравнения движения реального газа в трубах и позволяет связать режимы работы газопровода с внешними температурными условиями. Разработан вычислительный алгоритм сквозного счета на основе метода конечных элементов.

Рассмотрено использование двух видов теплоизоляции: на стенке трубы и на дневной поверхности. Установлено, что слой экструдированного пенополистирола на трубе является эффективным способом теплоизоляции, а слой древесных опилок или щепы на поверхности не оказывает качественного влияния на характер работы трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бондарев Э. А., Васильев В. И., Воеводин А. Ф., Павлов Н. Н., Шадрина А. П. Термо-

- гидродинамика систем добычи и транспорта газа. Новосибирск: Наука, 1988.
2. Бондарев Э. А., Аргунова К. К., Рожин И. И. Влияние пластовых параметров на образование гидратов в газовых скважинах в многолетнемерзлых породах // Современные проблемы теплофизики и теплоэнергетики в условиях Крайнего Севера: материалы X научно-технической конференции, посвященной памяти профессора Н. С. Иванова (7 декабря 2011 г., г. Якутск). Якутск: Издательский дом СВФУ, 2013. С. 6–18.
 3. Bondarev E. A., Rozhin I. I., Argunova K. K. Simulation of hydrate formation in gas wells at thermal interaction with rocks // Суперкомпьютерные технологии математического моделирования: труды II Международной конференции / Под ред. В. И. Васильева. Якутск: Издательский дом СВФУ, 2014. С. 130–139.
 4. Argunova K. K., Bondarev E. A., Rozhin I. I. Mathematical modeling of hydrate formation during natural gas production // Zbornik radova Konferencije MIT 2013. <http://www.mit.rs/2013/zbornik-2013.pdf>. Kosovska Mitrovica: Prirodno-matematički fakultet Uiverziteta u Pristini; Novosibirsk: Institute of Computational Technologies SB RAS. Beograd: Stamparija Ofsetpres, Kraljevo, 2014. Pp. 43–50.
 5. Bondarev E. A., Rozhin I. I., Argunova K. K. Modeling the formation of hydrates in gas wells in their thermal interaction with rocks // J. Engin. Physics and Thermophysics, 2014. V. 87, N 4. P. 900–907.
 6. Бондарев Э. А., Рожин И. И., Аргунова К. К. Моделирование образования гидратов в газовых скважинах при тепловом взаимодействии с горными породами // Современные проблемы теплофизики и теплоэнергетики в условиях Крайнего Севера: материалы XI науч.-тех. конфер., посвящ. памяти д.т.н., проф. Н. С. Иванова (Якутск, 7 декабря 2013 г.) [электронное издание] / [редкол.: д.ф.-м.н. А. М. Тимофеев (отв. ред.) и др.]. Якутск: Издательский дом СВФУ, 2016. С. 49–61.
 7. Бондарев Э. А., Рожин И. И., Воеводин А. Ф., Аргунова К. К. Термогидродинамика магистрального газопровода «Сила Сибири» // Тр. 12-й Междунар. Азиатской школы-семинара «Проблемы оптимизации сложных систем». Новосибирск, 12–16 декабря 2016 г. С. 79–86.
 8. Латонов В. В., Гуревич Г. Р. Расчет коэффициента сжимаемости природных газов // Газовая промышленность. 1969. № 2. С. 7–9.
 9. Самарский А. А., Вабищевич П. Н. Вычислительная теплопередача. М.: Едиториал УРСС, 2003.
 10. Рожин И. И. Численное моделирование переходных процессов в прикладных задачах теплопроводности с фазовыми превращениями [Текст]: дис. ... канд. физ.-мат. наук: 05.13.18 / Рожин Игорь Иванович. Якутск, 2005.
 11. Семенов С. М. Методы оценки последствий изменения климата для физических и биологических систем. М.: Росгидромет, 2012.
 12. Порхаев Г. В., Щелоков В. К. Прогнозирование температурного режима вечноммерзлых грунтов на застраиваемых территориях. Л.: Стройиздат, Ленингр. отд-ние, 1980.
 13. Павлов А. В. Теплообмен почвы с атмосферой в северных и умеренных широтах территории СССР. Якутск: Якутское книжное изд-во, 1975.
 14. Федоров А. Н., Максимов Т. Х., Гаврильев П. П. и др. «Спаская падь»: Комплексные исследования мерзлотных ландшафтов. Якутск: Изд-во Ин-та мерзлотоведения СО РАН, 2006.
 15. Гаврилова М. К. Климат центральной Якутии. Якутск: Якутское книжное изд-во, 1973.
 16. Иванов В. А., Рожин И. И. Сопряженная задача теплового взаимодействия магистрального газопровода с окружающими многолетнемерзлыми грунтами // Вестник СВФУ. 2017. Т. 62, № 6. С. 47–58.

Статья поступила 28 июля 2017 г.

Иванов Виктор Анатольевич
Институт проблем нефти и газа СО РАН,
ул. Октябрьская, 1, Якутск 677980
victor.ivanov88@gmail.com

NUMERICAL RESEARCH ON EFFECT OF THERMAL INSULATION ON A GAS PIPELINE'S PERFORMANCE IN FAR NORTH ENVIRONMENT

V. A. Ivanov

Abstract: A research on gas flow parameters related to pressure drop in a pipeline is conducted. Temperature and pressure distributions along the pipeline are established in accordance with the equations of gas dynamics and the state equation of a real gas with known parameters of incoming gas. Dependence of the mass flow on the known outlet pressure is evaluated. Thermal interaction of the moving gas and the frozen soil is simulated in a conjugate form and thus the real physical process is described more accurately. By means of numerical modeling with the finite elements method various thermal insulation options are examined.

DOI: 10.25587/SVFU.2018.4.11320

Keywords: gas pipeline, conjugate problem, permafrost, mathematical modeling.

REFERENCES

1. Bondarev E. A., Vasil'ev V. I., Voevodin A. F., Pavlov N. N., and Shadrina A. P., Termogidrodinamika Sistem Dobychi i Transporta Gaza [in Russian], Nauka, Novosibirsk (1988).
2. Bondarev E. A., Argunova K. K., and Rozhin I. I., "Influence of layer parameters on hydrate formation in gas wells in permafrost rock [in Russian]," in: *Sovremennye Problemy Teplofiziki i Teploenergetiki v Usloviiah Krainego Severa*, Proc. 10th Sci. Conf. dedicated to prof. N. S. Ivanov (Yakutsk, Dec. 7, 2011), pp. 6–18, Izdat. Dom SVFU, Yakutsk (2013).
3. Bondarev E. A., Rozhin I. I., and Argunova K. K., "Simulation of hydrate formation in gas wells at thermal interaction with rocks," in: *Superkomp'yuternye Tekhnologii Matematicheskogo Modelirovaniya*, Proc. 2nd Int. Conf., pp. 130–139, Izdat. Dom SVFU, Yakutsk (2014).
4. Argunova K. K., Bondarev E. A., and Rozhin I. I., "Mathematical modeling of hydrate formation during natural gas production," in: *Zbornik radova Konferencije MIT 2013*, pp. 43–50, Kosovska Prirodno-matematički fakultet Univerziteta u Pristini, Mitrovica; Institute of Computational Technologies SB RAS, Novosibirsk; Stamparija Offsetpres, Beograd; Kraljevo (2014). (<http://www.mit.rs/2013/zbornik-2013.pdf>).
5. Bondarev E. A., Rozhin I. I., and Argunova K. K., "Modeling the formation of hydrates in gas wells in their thermal interaction with rocks," *J. Eng. Phys. Thermophys.*, **87**, No. 4, 900–907 (2014).
6. Bondarev E. A., Rozhin I. I., and Argunova K. K., "Modeling the formation of hydrates in gas wells in their thermal interaction with rocks [in Russian]," in: *Sovremennye Problemy Teplofiziki i Teploenergetiki v Usloviiah Krainego Severa*, Proc. 11th Sci. Conf. dedicated to prof. N. S. Ivanov (Yakutsk, Dec. 7, 2013), pp. 49–61, Izdat. Dom SVFU, Yakutsk (2016).
7. Bondarev E. A., Rozhin I. I., Voevodin A. F., and Argunova K. K., "Thermohydrodynamics of the pipeline "Sila Sibiri" [in Russian]," in: *Problemy Optimizatsii Slozhnykh Sistem*, Proc. 12th Int. Asia Workshop (Novosibirsk, Dec. 12–16, 2016), pp. 79–86, Novosibirsk (2016).
8. Latonov V. V. and Gurevich G. R., "Calculating of compressibility coefficient of natural gases [in Russian]," *Gaz. Promyshlen.*, No. 2, 7–9 (1969).

9. Samarskij A. A. and Vabishhevich P. N., Vychislitel'naia Teploperedacha [in Russian], Editorial URSS, Moscow (2003).
10. Rozhin I. I., Numerical Modeling of Transient Processes in Applied Problems of Heat Transfer with Phase Transitions [in Russian]: Diss. Kand. Fiz.-Mat. Nauk, Yakutsk (2005).
11. Semenov S. M., Metody Otsenki Posledstviy Izmeneniia Klimata dlia Fizicheskikh i Biologicheskikh Sistem [in Russian], Rosgidromet, Moscow (2012).
12. Porhaev G. V. and Shhelokov V. K., Prognozirovanie Temperaturnogo Rezhima Vechnomerzlykh Gruntov na Zastraiyaemykh Territorijah [in Russian], Strojizdat, Leningrad (1980).
13. Pavlov A. V., Teploobmen Pochvy s Atmosferoi v Severnykh i Umerennykh Shirotah Territorii SSSR [in Russian], Yakut. Knizh. Izdat, Yakutsk (1975).
14. Fedorov A. N., Maksimov T. H., Gavril'ev P. P. et al., Spasskaia Pad: Kompleksnye Issledovaniia Merzlotnykh Landshaftov [in Russian], Izdat. Inst. Merzlotoved. SO RAN, Yakutsk (2006).
15. Gavrilova M. K., Klimat Tsentral'noi Yakutii [in Russian], Yakut. Knizh. Izdat., Yakutsk (1973).
16. Ivanov V. A. and Rozhin I. I., "Conjugate problem of the thermal interaction of the pipeline with surrounding permafrost rocks [in Russian]," Vestn. SVFU, **62**, No. 6, 47–58 (2017).

Submitted July 28, 2017

Viktor A. Ivanov
Institute of Oil and Gas Problems SB RAS,
1 Oktyabrskaya Street, Yakutsk 677980, Russia
victor.ivanov88@gmail.com