

Impact Factor:

ISRA (India) = 4.971
ISI (Dubai, UAE) = 0.829
GIF (Australia) = 0.564
JIF = 1.500

SIS (USA) = 0.912
ПИИИ (Russia) = 0.126
ESJI (KZ) = 8.716
SJIF (Morocco) = 5.667

ICV (Poland) = 6.630
PIF (India) = 1.940
IBI (India) = 4.260
OAJI (USA) = 0.350

SOI: [1.1/TAS](#) DOI: [10.15863/TAS](#)

International Scientific Journal Theoretical & Applied Science

p-ISSN: 2308-4944 (print) e-ISSN: 2409-0085 (online)

Year: 2019 Issue: 10 Volume: 78

Published: 08.10.2019 <http://T-Science.org>

QR – Issue



QR – Article



Ismatulla Khujaev

Tashkent University of Information Technologies
Leading researcher, Scientific and innovation center of
Information and communication technologies

Makhmudjon Atamirzaev

Tashkent Institute of Textile and Light Industry
Teacher

Sevara Khujaeva

Tashkent University of Information Technologies
Master's student

FORMULAS FOR CALCULATING TEMPERATURE AND PRESSURE IN A RELIEF MAIN GAS PIPELINE

Abstract: Taking into account the linear change of the levelling height of the gas pipeline route, the exact formula for temperature and the approximate formula for pressure in stationary mode of operation are obtained. The concept of a "crossing point" for a non-thermal case is generalized.

Key words: pipeline, laws of mass and momentum preservation, friction force, hydrodynamic velocity, nonlinearity.

Language: Russian

Citation: Khujaev, I., Atamirzaev, M., & Khujaeva, S. (2019). Formulas for calculating temperature and pressure in a relief main gas pipeline. *ISJ Theoretical & Applied Science*, 10 (78), 41-45.

Soi: <http://s-o-i.org/1.1/TAS-10-78-6> **Doi:**  <https://dx.doi.org/10.15863/TAS.2019.10.78.6>

Scopus ASCC: 2604.

ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ В РЕЛЬЕФНОМ МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ

Аннотация: С учетом линейного изменения нивелирной высоты трассы газопровода получена точная формула для температуры и приближенная формула для давления в стационарном режиме работы. Обобщено понятие «перевальной точки» для неизотермического случая.

Ключевые слова: трубопровод, законы сохранения массы и импульса, сила трения, гидродинамическая скорость, нелинейность.

Введение

В процессе трубопроводного транспорта показатели газа терпят существенные изменения [1]. В горизонтальном газопроводе в изотермическом режиме давление падает. Если окружающая трубопровода среда имеет температуру, которая отличается от температуры транспортируемого газа, то температура газа меняется в силу теплообмена с окружающей

УДК 622.69+536(075)

средой и эффекта Джоуля-Томсона [2]. В трассе с рельефом ожидаются различные энергетические режимы, в частности, «постперевальный» режим, когда вниз по потоку потенциальная энергия гравитации компенсирует силы трения, а лишняя ее часть накапливается в виде энергии сжатия [3]. Возможны варианты, когда в окружающей среде происходит изменение агрегатного состава среды

Impact Factor:

ISRA (India) = 4.971
ISI (Dubai, UAE) = 0.829
GIF (Australia) = 0.564
JIF = 1.500

SIS (USA) = 0.912
ПИИЦ (Russia) = 0.126
ESJI (KZ) = 8.716
SJIF (Morocco) = 5.667

ICV (Poland) = 6.630
PIF (India) = 1.940
IBI (India) = 4.260
OAJI (USA) = 0.350

[4,5] при прохождении через водоемы. При подземной прокладке газопровода в зависимости от разности температур происходит отдача или отъем тепла газа [6,7], чем можно пользоваться при отоплении и охлаждении помещений.

В целом, совместные изменения плотности, температуры и скорости потока газа в трубопроводах приводит к довольно сложной картине.

На выходе из скважины, головной и дожимных компрессорных станций природный газ имеет определенную температуру. По ходу транспортирования по горизонтальному газопроводу (ГП) газ теряет свое тепло или приобретает его. Переменность температуры газа вносит определенные коррективы на распределение давления по ГП, пропускной и аккумулирующей способности рассматриваемого участка. Совместное изменение давления и температуры газа при низких температурах окружающей среды приводит к образованию точки росы отдельных компонентов природного газа, что может привести к отрицательному фактору – образованию конденсатов и гидратов в ГП. Эти другие факторы требуют системного изучения совместного изменения давления и температуры газа в магистральных ГП (МГ), что позволяет успешно управлять гидравлическими системами транспорта газа.

Сети трубопроводов развиваются непрерывно. Год за годом совершенствуются модели способы расчета трубопроводов. Учитываются новые внутренние [8-10] и внешние [11-14] факторы, что приводит к усложнению используемых уравнений и условий. Для их решения разрабатываются новые численные методы, алгоритмы и программные средства [15-18].

Привлечение новых математических и численных моделей для различных задач качественного анализа объекта достаточно трудоемкое дело. Поэтому в рамках данной работы обращаемся к методам аналитического решения задач.

Задача и решение

Рассматриваемая задача ставится следующим образом.

С учетом линейного изменения нивелирной высоты у трассы ($\sin \alpha = dy/dx = const$), но без учета силы изменения силы инерции транспортируемого газа, стационарное состояние ГП описывается упрощенными уравнениями сохранения импульса [1,19]:

$$\frac{dp}{dx} + \rho g \sin \alpha + \rho \frac{\lambda w^2}{2D} = 0, \quad (1)$$

сохранения массы

$$M = \rho w F = const, \quad (2)$$

сохранения энергии (без учета эффекта Джоуля-Томсона и изменения кинетической энергии)

$$\frac{dT}{dx} + a'(T - T_c) = -\frac{g}{c_p} \sin \alpha, \quad (3)$$

и состояния реального газа

$$p = Z \rho R T. \quad (4)$$

Здесь и далее использованы обозначения: p, ρ, w, T – средние значения гидростатического давления, плотности, скорости потока и температуры газа в сечении x ; $g (= 9.80665 \text{ м}^2/\text{с}^2)$ – ускорение силы гравитации; M – массовый расход газа; D – диаметр трубопровода; Z – коэффициент сжимаемости газа; R – приведенная газовая постоянная транспортируемого газа.

Рассмотрим случай, когда во входе в исследуемый участок значения давления $p(0) = p_H$ и температуры $T(0) = T_H$ газа, а также температура окружающей среды T_c известны и являются постоянными величинами. Пользуемся допущениями, что локальный синус уклона трассы $\sin \alpha$, коэффициент сопротивления трения λ , площадь поперечного сечения трубопровода F , комплекс с коэффициентом теплоотдачи k в окружающую среду $a' = k \pi D / (M c_p)$, удельная теплоемкость транспортируемого газа $T(x) \approx T_c - S/a'$ также принимают постоянные (осредненные по длине ГП) значения.

Чтобы уменьшить количество неизвестных, из системы, состоящей из уравнений (1)-(4), исключим ρ и w , и получим систему

$$\begin{cases} p T \frac{dp}{dx} + V p^2 = -W T^2, \\ \frac{dT}{dx} + a'(T - T_c) = -S; \end{cases} \quad (5)$$

где

$$\begin{aligned} W &= \frac{\lambda Z R M^2}{2 D F^2}, & V &= \frac{g \sin \alpha}{Z R}, & a' &= \frac{k_c \pi D}{M c_p}, \\ S &= \frac{g \sin \alpha}{c_p} \end{aligned} \quad (6)$$

являются постоянными комплексами.

Так как в системе (5) коэффициенты уравнения относительно температуры не зависят от остальных переменных, то решение системы можно начинать с него. Общее решение для температуры имеет вид

$$T - T_c + S/a' = c \exp(-a'x),$$

а частное решение, удовлетворяющее условию на входе в участок, составляет

$$T(x) = (T - T_c + S/a') \exp(-a'x) + T_c - S/a'. \quad (7)$$

Отличие и преимущество данного решения от формулы Шухова [20] заключается в том, что в данном случае учитывается локальный синус уклона трассы и возможно выделять случаи возрастания, постоянства и убывания температуры по длине ГП. В частности, при значительном отрицательном уклоне трассы, т.е. при выполнении условия $T_H - T_c + S/a' < 0$,

Impact Factor:

ISRA (India) = 4.971
ISI (Dubai, UAE) = 0.829
GIF (Australia) = 0.564
JIF = 1.500

SIS (USA) = 0.912
ПИИЦ (Russia) = 0.126
ESJI (KZ) = 8.716
SJIF (Morocco) = 5.667

ICV (Poland) = 6.630
PIF (India) = 1.940
IBI (India) = 4.260
OAJI (USA) = 0.350

имеет место возрастание температуры. Данный факт повторяет и дополняет мнения авторов [3] о том, что потенциальная энергия газа, вызванная силой гравитации, при спускающихся трассах превращается на потенциальную энергию сжатия, которая выражается в увеличении давления, и на внутреннюю энергию транспортируемого газа, выражающаяся повышением температуры газа. В этом и заключается роль члена S/a' в (7), который представляет отношение энергий, которые газ приобретает за счет изменения нивелирной высоты трассы и теплообмена с окружающей средой.

Процесс теплообмена с окружающей среды по характеру совпадает с процессом сушки, где кривая сушки в начальный период и в конечной стадии аппроксимируется отрезком и лучом прямой линии. Поступая аналогично, можно принять, что на начальном участке ГП

$$T(x) \approx T_H - (a'(T_H - T_C) + S)x = \alpha + \beta x \quad (8)$$

а в конце участка –

$$T(x) \approx T_C - S/a'. \quad (9)$$

Характерно, что асимптотическое значение температуры газа будет больше чем температуры окружающей среды для трассы со спуском и меньше – для трассы с подъемом.

Переходим решению первого уравнения системы (5). Решение его с использованием (7) для температуры приводит к специальным функциям, анализ которых оказался обременительным. Чтобы облегчить анализ решения, в уравнении по давлению значение температуры принимаем согласно аппроксимационной формуле (8):

$$\frac{dp^2}{dx} + \frac{2V}{\alpha + \beta x} p^2 = -2W(\alpha + \beta x). \quad (10)$$

Однородная часть данного уравнения имеет решение:

$$p_1^2(x) = c_1 (x + \alpha/\beta)^{-2V/\beta}.$$

Метод вариации приводит к общему решению неоднородного уравнения

$$p_1^2(x) = -\frac{\beta^2 W}{v + \beta} (x + \alpha/\beta)^2 + c_2 (x + \alpha/\beta)^{-2V/\beta},$$

а частное решение, интересующее нас, имеет вид

$$p_1^2(x) = p_H^2 - \frac{W\beta^2}{v + \beta} x (x + 2\alpha/\beta). \quad (11)$$

Полученное решение приближенное, привлечение его при расчете длинного участка может привести к значительному расхождению результатов расчета от действительности. Но, данное решение мы используем для проведения качественного анализа поведения давления.

Знак производной давления dp/dx , согласно (11), совпадает со знаком выражения $-\frac{W\beta^2}{v + \beta} (x + \alpha/\beta)$. Чтобы оценить возрастания или убывания

давления, представим подвижное начало расчетного участка ГП и каждый раз рассматриваем начальную точку $x = 0$. Это равносильно тому, что в формуле (11) значение начальной температуры T_H заменяется текущим значением температуры T . При этом убывание давления в точке $x = 0$ обуславливается условием $\beta(V + \beta) > 0$. Так как условие $\beta = -a'(T - T_C) - S < 0$ (что и тоже $\sin \alpha < k_c \pi D (T_C - T) / (Mg)$) соответствует уменьшению температуры по длине ГП, то для убывания давления необходимо выполнение условия $V + \beta < 0$, т.е. $\sin \alpha < \frac{k_c \pi D}{Mg} (T_C - T) \frac{ZR}{ZR - c_p}$.

Чтобы объединить два эти условия для уклона трассы введем обозначение $\phi = \min(T_C - T(T_C - T)ZR / (ZR - c_p))$, тогда условие принимает вид $\sin \alpha < \phi \frac{k_c \pi D}{Mg}$, выполнение которого обеспечивает падения давления при возрастающем значении температуры.

Аналогичным образом можно выводить условия остальных вариантов убывания/возрастания давления при убывании/возрастании температуры в больших расстояниях по формуле (9). Следует напомнить, что при условии $\beta = 0$ такая оценка и решение (11) неприменимы, но можно обратиться к результатам работы [3,21], где поведение давления по длине ГП изучено при изотермическом режиме.

Выводы.

Основные выводы представленного материала изысканий можно сформулировать следующим образом.

- С учетом линейного изменения геодезической отметки ГП и теплообмена между транспортируемым газом и окружающей средой получено приближенное решение изменение давления по длине ГП и точное решение – для температуры.

- Определены условия возрастания, постоянства и убывания температуры по длине ГП в зависимости от комплекса показателей $T_H, T_C, \sin \alpha, M, c_p, R, Z$.

- Выведены условия «перевальной точки» для сжимаемой среды при условиях возрастания и убывания температуры.

- При значительных отрицательных уклонах трассы потенциальная энергия газа накапливается как в виде повышенного давления, так и в виде повышенной температуры транспортируемого газа.

Impact Factor:

ISRA (India) = 4.971	SIS (USA) = 0.912	ICV (Poland) = 6.630
ISI (Dubai, UAE) = 0.829	PIHHI (Russia) = 0.126	PIF (India) = 1.940
GIF (Australia) = 0.564	ESJI (KZ) = 8.716	IBI (India) = 4.260
JIF = 1.500	SJIF (Morocco) = 5.667	OAJI (USA) = 0.350

References:

1. Seleznev, V.E., Aleshin, V.V., & Pryalov, S.N. (2007). *Sovremennye komp'yuternye trenazhery v truboprovodnom transporte. Matematicheskie metody modelirovaniya i prakticheskoe primeneniye*. Pod red. V.E. Selezneva (Eds.). (p.200). Moscow: MAKSS Press.
2. Trofimov, A.S., Kocharyan, E.V., & Vasilenko, V.A. (2003). Kvazilinearizatsiya uravneniy dvizheniya gaza v truboprovode. *Elektronnyy nauchnyy zhurnal «Neftegazovoe delo»*, 2003, p.4.
3. Sadullaev, R., et al. (2003). Raschet magistral'nogo gazoprovoda s uchetom rel'yefa mestnosti. *Gazovaya promyshlennost'*. – Moskva, № 8, pp.58-59.
4. Ermolaeva, N.N. (2017). *Matematicheskoe modelirovanie nestatsionarnykh neizotermicheskikh protsessov v dvizhushchikhsya neizotermicheskikh mnogofaznykh sredakh*: Diss... dokt. fiz.-mat. nauk. (p.323). SPb..
5. Zemenkova, M.Y., Babichev, D.A., & Zemenkov, Y.D. (2007). Metody sistemnogo analiza v reshenii zadach upravleniya slozhnymi tekhnicheskimi sistemami. *Neftegazovoe delo*. <http://www.ogbus.ru/authors/Zemenkova/Zemenkova1.pdf>
6. Mohamed, K., Brahim, B., Karim, L., Hassan, H., Pierri, H., & Amin, B. (2015). *Experimental and numerical study of an earth-to-air heat exchanger for buildings air refreshment in Marrakech*. Proceedings of BS2015: 14th Conference of International Building Performance Simulation Association, Hyderabad, India, Dec. 7-9, 2015. pp. 2230-2236.
7. Fazlikhani, F., Goudarzi, H., & Solgi, E. (2017). Numerical analysis of the efficiency of earth to air heat exchange systems in cold and hot-arid climates. *Energy conversion and management*, №5, T:148, pp. 78-89.
8. Elsharkawy, A.M. (2004). Efficient methods for calculations of compressibility, density and viscosity of natural gases. *Fluid Phase Equilibria Volume 218, Issue 1, 1 April 2004*, Pages 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2003.02.003>
9. Xu, H., Kong, W., & Yang, F. (2019). Decomposition characteristics of natural gas hydrates in hydraulic lifting pipeline. *Natural Gas Industry B Volume 6, Issue 2, April 2019*, Pages 159-167. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.07.005>
10. Ebrahimi-Moghadam, A., et al. (2018). CFD analysis of natural gas emission from damaged pipelines: Correlation development for leakage estimation. *Journal of Cleaner Production Volume 199, 20 October 2018*, Pages 257-271. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.127>
11. Deng, Y., et. al. (2018). A method for simulating the release of natural gas from the rupture of high-pressure pipelines in any terrain. *Journal of Hazardous Materials Volume 342, 15 January 2018*, Pages 418-428. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2017.08.053>
12. Krivovichev, G.V. (2017). A computational approach to the modeling of the glaciation of sea offshore gas pipeline. *International Journal of Heat and Mass Transfer Volume 115, Part B, December 2017*, Pages 1132-1148. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.08.117>
13. Yuan, Q. (2018). Study on the restart algorithm for a buried hot oil pipeline based on wavelet collocation method. *International Journal of Heat and Mass Transfer Volume 125, October 2018*, Pages 891-907. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.04.127>
14. Jang, S.P., et al. (2010). Numerical study on leakage detection and location in a simple gas pipeline branch using an array of pressure sensors. *J Mech Sci Technol* 24: 983. <https://doi.org/10.1007/s12206-010-0216-8>
15. Gyrya, V., & Zlotnik, A. (2019). An explicit staggered-grid method for numerical simulation of large-scale natural gas pipeline networks. *Applied Mathematical Modelling Volume 65, January 2019*, Pages 34-51. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2018.07.051>
16. Dorao, C.A., & Fernandino, M. (2011). Simulation of transients in natural gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering Volume 3, Issue 1, March 2011*, Pages 349-355. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2011.01.004>
17. Enikeev, R.D., Nozdrin, G.A., Chernousov, A.A. (2017). The Model and the Methods for Numerical Simulation of Wave Action of Real Working Fluids in Pipelines. *Procedia Engineering Volume 176*, Pages 461-470. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.02.345>
18. Lewandowski, A. (1995). *New Numerical Methods For Transient Modeling of Gas Pipeline Networks*. New Mexico: Pipeline Simulation Interest Group.

Impact Factor:	ISRA (India) = 4.971	SIS (USA) = 0.912	ICV (Poland) = 6.630
	ISI (Dubai, UAE) = 0.829	PIHHI (Russia) = 0.126	PIF (India) = 1.940
	GIF (Australia) = 0.564	ESJI (KZ) = 8.716	IBI (India) = 4.260
	JIF = 1.500	SJIF (Morocco) = 5.667	OAJI (USA) = 0.350

19. Grachev, V.V., Shcherbakov, S.G., & Yakovlev, E.I. (1987). *Dinamika truboprovodnykh sistem.* (p.438). Moscow: Nauka.
20. Korotaev, Y.P., & Shirkovskiy, A.I. (1997). *Dobycha, transport i podzemnoe khranenie gaza.* (p.487). Moscow: Nedra.
21. Sadullaev, R., et al. (2003). Matematicheskaya model' i vychislitel'nyy eksperiment gidravlicheskiykh sistem s peremennoy po dline parametrami. *Uzb. zhurnal: Problemy informatiki i energetiki, №2*, pp. 33-38.