

01;03

Вопросы достоверности тепловых расчетов магистрального газопровода

© Б.Б. Кудряшов,¹ В.С. Литвиненко,¹ С.Г. Сердюков²¹ Санкт-Петербургский горный институт² ООО "Лентрансгаз"

(Поступило в Редакцию 26 июля 2001 г. В окончательной редакции 10 октября 2001 г.)

В связи с проектами прокладки газопроводов по дну северных и южных морей вызывает сомнение достоверность расчетов распределения температуры газа в газопроводе, поскольку авторы разных методик имеют различные подходы к учету факторов, определяющих его температурный режим.

Современный магистральный газопровод представляет собой весьма сложное, ответственное и дорогостоящее сооружение, предназначенное для многолетней безотказной эксплуатации. Проектирование и строительство любого газопровода базируется на детальном инженерных расчетах, связанных с обеспечением заданной пропускной способности, механической прочности, надежности, устойчивости против воздействия техногенных и природных факторов, включая стихийные бедствия, экологической безопасности, с предупреждением механического и коррозионного износа, аварий и осложнений на длительную перспективу, с решением многих других конкретных задач.

Справедливость существующих методик и достоверность выполняемых по ним расчетов, в частности гидравлических (аэродинамических), в подавляющем большинстве случаев никаких возражений и нареканий не вызывают, поскольку многократно проверены многолетней эксплуатацией обширной сети газопроводов. Вместе с тем существенные сомнения вызывает достоверность расчетов распределения температуры газа в газопроводе по той простой причине, что авторы разных методик имеют различные подходы к учету факторов, определяющих температурный режим газопровода.

Долгие годы при проектировании газо- и нефтепроводов для оценки распределения температуры с успехом использовалась известная формула В.Г. Шухова

$$t = t_r + (t_0 - t_r) e^{-\frac{k\pi D}{Gc_p} x}, \quad (1)$$

где t , t_0 — текущая и начальная температура газа, °С; t_r — температура окружающей среды (грунта), °С; k — коэффициент теплопередачи через стенку газопровода, $W/(m^2 \cdot °C)$; D — внутренний диаметр трубопровода, м; G — массовый расход газа, kg/s ; c_p — удельная массовая теплоемкость газа при постоянном давлении, $J/(kg \cdot °C)$; x — расстояние от начала газопровода, м.

В настоящее время тысячекilометровые газопроводы прокладываются в многолетней мерзлоте, пересекают крупные водные преграды, имеют значительные колебания нивелирного уровня по трассе, планируется их прокладка по глубоководным участкам Баренцева, Черного, Каспийского морей, и поэтому уравнение В.Г. Шу-

хова уже не удовлетворяет требованиям достоверности температурных расчетов. В учебнике [1] приводится дифференциальное уравнение

$$-k\pi D(t - t_r) dx = Gc_p dt + Gc_p Dh \frac{p_1 - p_2}{l} dx + Gg \frac{\Delta z}{l} dx + Gd \left(\frac{v^2}{2} \right), \quad (2)$$

в котором якобы учтены все факторы, влияющие на температуру газа в газопроводе. Пренебрегая изменением скорости газа (последний член правой части), в результате интегрирования авторы [1] получают уравнение для определения температуры газа в любой точке газопровода

$$t = t_r + (t_0 - t_r) e^{-ax} - Dh \frac{p_1 - p_2}{l} \frac{1 - e^{-ax}}{a} - g \frac{\Delta z}{l} \frac{1 - e^{-ax}}{c_p a}; \quad (3)$$

$$a = \frac{k\pi D}{Gc_p},$$

где Dh — коэффициент Джоуля–Томсона для природного газа, $°C/10^5 Pa$; p_1 , p_2 — давление газа в начале и конце газопровода, Pa ; Δz — превышение нивелирного уровня, м; l — общая длина газопровода, м.

Однако как в исходном уравнении (2), так и в расчетном выражении (3) отсутствует член, учитывающий работу трения потока газа. При этом авторы учебника [1] противоречат сами себе, поскольку в разделе, посвященном эффекту Джоуля–Томсона при дросселировании [1, с. 11], утверждают: "... потеря работы, затраченной на преодоление сопротивлений ... преобразуется в теплоту и воспринимается веществом ... процесс адиабатного дросселирования газов, паров и жидкостей — это процесс изохорный, $h = idem$ ". С другой стороны, при анализе выражения (3) [1, с. 16] утверждается: "при отсутствии внешнего теплообмена температура транспортируемого газа изменяется только за счет эффекта Джоуля–Томсона и изменения положения центра тяжести потока".

В отечественной практике расчетов дросселирования природного газа коэффициент Джоуля–Томсона принимается в пределах $Dh = 3\text{--}5 \text{ К/МПа}$, в зависимости от давления и температуры. Помимо других известных способов определения значений Dh для конкретных условий [1–3], найдем коэффициент Джоуля–Томсона с помощью формулы для адиабатического расширения. Возьмем за основу формулу, справедливую для адиабатического расширения газа,

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k_0-1}{k_0}}. \quad (4)$$

Применительно к ”усовершенствованному” варианту проекта ”Голубой поток” [4]: подача газа 16 млрд. m^3 в год одновременно по двум трубопроводам длиной 380 km, наружным диаметром 24” с толщиной стенки 31.8 mm по дну Черного моря с глубиной расположения горизонтального участка 2150 m при давлении в начале и конце газопровода соответственно 251.5 bar и 130.8 bar (abs.), примем для метана (97.5% в природном газе) показатель адиабаты $k_0 = 1.314$ и в соответствии с итальянскими расчетными данными [4] начальную температуру газа на станции Береговая $t = 50^\circ\text{C}$, т.е. $T_1 = 273 + 50 = 323 \text{ К}$, давление нагнетания $p_1 = 251.5 \text{ bar}$, давление газа на турецком берегу $p_2 = 130.8 \text{ bar}$. Тогда температура в конце газопровода

$$T_2 = T_1 \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k_0-1}{k_0}} = 323 \left(\frac{130.8}{251.5}\right)^{\frac{1.314-1}{1.314}} = 276.28 \text{ К}.$$

Падение температуры составит $\Delta T = 323 - 276.28 = 46.72 \text{ К}$, а падение давления $\Delta p = 251.5 - 130.8 = 120.7 \text{ bar} = 120.7 \cdot 10^5 \text{ Па}$, откуда коэффициент Джоуля–Томсона в данном случае

$$Dh = \frac{\Delta T}{\Delta p} = \frac{46.72}{120.7 \cdot 10^5} = 3.87 \text{ К/МПа},$$

что практически точно попадает в середину означенного выше диапазона $Dh = 3\text{--}5 \text{ К/МПа}$.

Нам неизвестна методика тепловых расчетов газопровода ”Голубой поток”, использованная итальянской стороной, но если подставить полученное значение $Dh = 3.87 \text{ К/МПа}$ в расчетное уравнение (3), не учитывая работу трения потока, мы действительно получим температуру газа на турецком берегу порядка $t_2 = -10^\circ\text{C}$, что и послужило основанием для разработки фирмой Saipem коммерческого и технического предложения [4], суть которого сводится к рекомендации установить последние 6.4 km двойного трубопровода у турецкого берега на опорных сваях над дном акватории, что обойдется в 78.85 млн долларов США, или увеличить диаметр одного из двух трубопроводов с 24 до 26”, что потребует 115.02 млн долларов США дополнительных расходов. Оба мероприятия обоснованы необходимостью устранения ожидаемых отрицательных температур транспортируемого газа в конце газопровода.

”Дросселирование — расширение газа при постоянной энтальпии в процессе его прохождения через дроссель (т.е. через местное сопротивление, каковым являются диафрагмы, сопла, штуцера, вентиль, кран, сужение трубы и т.д.), сопровождающееся изменением температуры, вызванным затратой энергии на преодоление внутренних молекулярных сил взаимного притяжения” [2, с. 87]. При адиабатическом дросселировании нефти в призабойной зоне скважины ее температура повышается, а температура газа понижается, что дает возможность оценивать коллекторские свойства пласта и определять структуру залежей [5]. Дроссельный эффект на промысловых установках газоконденсатных месторождений используется для охлаждения природного газа с целью выделения из него воды и легко конденсирующихся углеводородов [1]. Во всех этих и подобных случаях вполне оправданы определение значений коэффициента Джоуля–Томсона Dh для конкретных условий и его применение в расчетах, поскольку формула (4) справедлива именно и только для внезапного адиабатического расширения газа, и ”размазывать” этот эффект по всей многокилометровой длине газопровода совершенно недопустимо.

В действительности при установившемся транспортировании газа по заглубленному в грунт горизонтальному трубопроводу в силу большой теплоемкости и малой теплопроводности горных пород имеет место близкий к адиабатическому процесс течения газа с трением, в ходе которого газу возвращается теплота нагретых им стенок трубопровода, а охлаждение газа в нем (без учета внешнего теплообмена) происходит только за счет перехода потенциальной энергии давления в кинетическую энергию движения газа и определяется разностью квадратов скоростей. При этом перепад температуры газа может быть определен, например, по формуле В.Л. Александрова [6]

$$\Delta T = \frac{k_0 - 1}{k_0} \frac{v_2^2 - v_1^2}{2R}, \quad (5)$$

где v_1, v_2 — средняя по сечению скорость движения сжатого газа соответственно в начале и конце газопровода, m/s ; k_0 — показатель адиабаты, для метана $k_0 = 1.314$; R — газовая постоянная, для метана $R = 500 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$.

В условиях упомянутого выше варианта эксплуатации газопровода по проекту ”Голубой поток” $v_1 = 4.27 \text{ м/с}$; $v_2 = 6.94 \text{ м/с}$ и в соответствии с формулой (5) снижение температуры газа составит менее 0.01°C . Данное положение убедительно подтверждается многолетним опытом расчетов и измерений температурного режима скважин при бурении с продувкой воздухом (газом) [7–10]. В первые годы освоения этой новой технологии в многочисленных, в основном американских, публикациях наряду с другими достоинствами продувки (в сравнении с жидкостной промывкой) утверждалось, что за счет эффекта Джоуля–Томсона у забоя скважины создается

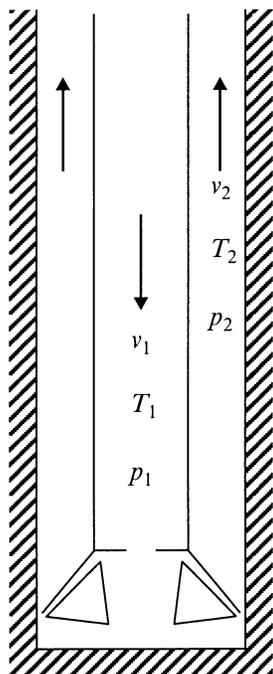


Рис. 1. Схема воздушной продувки призабойной зоны скважины.

отрицательная температура до -40°C . При этом буровые специалисты США приводили расчеты по формуле (4) для внезапного адиабатического расширения газа.

Рассмотрим типичный пример (рис. 1). При роторном бурении с продувкой воздухом скорость его восходящего потока в призабойной зоне скважины должна составлять не менее $v_2 = 20\text{ m/s}$, что и примем для расчетов. Пусть давление в бурильной колонне на подходе к шарошечному долоту $p_1 = 8\text{ bar}$, а в кольцевом канале 4 bar abs . Тогда при равенстве площадей сечений внутреннего канала бурильной колонны и кольцевого канала скважины скорость потока воздуха на подходе к долоту будет $v_1 = 10\text{ m/s}$. Примем температуру сжатого воздуха на подходе к долоту $t_1 = 20^{\circ}\text{C}$ или $T_1 = 293\text{ K}$, показатель адиабаты для воздуха $k_0 = 1.41$. При этих условиях расчет температуры воздуха в призабойной зоне кольцевого канала по формуле (4) дает

$$T_2 = 293 \left(\frac{4}{8} \right)^{\frac{1.41-1}{1.41}} = 239.5\text{ K} = -33.5^{\circ}\text{C},$$

а перепад температуры составляет $\Delta T = T_1 - T_2 = 293 - 239.5 = 53.5^{\circ}\text{C}$.

Между тем в практике бурения с продувкой наблюдались осложнения, связанные с недостаточным охлаждением породоразрушающего инструмента, перегрев долот, по этой причине была установлена невозможность бурения с продувкой алмазными долотами. Одним из авторов настоящей работы было показано [8,10], что температурные расчеты следует вести по формуле (5), которая при тех же исходных данных и газовой по-

стоянной для воздуха $R = 287\text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ дает снижение температуры на забое

$$\Delta T = \frac{1.41 - 1}{1.41} \cdot \frac{20^2 - 10^2}{2 \cdot 287} = 0.15^{\circ}\text{C}.$$

Позже выяснилось, что еще в феврале 1951 г. в лаборатории фирмы Hughes Tool Company был выполнен стендовый эксперимент, полностью подтвердивший справедливость приведенных выше соображений [11].

В скважине глубиной 2 ft ($\sim 0.6\text{ m}$), диаметром $8\ 3/4''$ ($\sim 220\text{ mm}$) было установлено (без вращения) новое струйное долото для бурения с продувкой воздухом OSC $6\ 1/4''$ ($\sim 160\text{ mm}$) с тремя насадками диаметром $5/16''$ ($\sim 8\text{ mm}$). По бурильной колонне диаметром $2''$ ($\sim 50\text{ mm}$) через насадки прокачивался воздух в количестве $350\text{ ft}^3/\text{min}$ ($\sim 10\text{ m}^3/\text{min}$) с температурой 77°F (25°C), перепад давления при этом составлял 80 PSI ($\sim 5.5\text{ bar abs}$). Расчет по формуле (4) для адиабатического расширения воздуха дает для этих условий перепад температуры $\Delta T = 116.5\text{ K}$ и температуру на выходе из долота $t = -91.5^{\circ}\text{C}$. Выполненные при установившемся режиме циркуляции (через $17-30\text{ min}$) замеры показали однако снижение температуры лишь на 9°F (5°C), но и это охлаждение экспериментаторы объяснили поглощением теплоты парообразования при увлажнении воздуха на выходе в скважину.

Можно доказать универсальность и, следовательно, достоверность формулы (5) В.Л. Александрова на примере внезапного адиабатического истечения сжатого воздуха из баллона. Примем прежние исходные данные: давление и температура сжатого воздуха внутри баллона соответственно $p_1 = 8\text{ bar abs}$; $T_1 = 293\text{ K}$, внешнее давление $p_2 = 4\text{ bar abs}$. Известно, что если давление внутри баллона превышает внешнее давление более чем в 1.86 раз, то скорость истечения воздуха равна скорости звука, т.е. $v_2 \approx 330\text{ m/s}$ [12]. (При меньшем перепаде давления в силу вступает закон Сен-Венана). Скорость сжатого воздуха внутри баллона по определению $v_1 = 0\text{ m/s}$. Расчет по формуле (5) дает снижение температуры воздуха при истечении из баллона

$$\Delta T = \frac{1.41 - 1}{1.41} \cdot \frac{330^2 - 0^2}{2 \cdot 287} = 55.2^{\circ}\text{C}$$

или температуру на выходе из баллона $T_2 = T_1 - \Delta T = 293 - 55.2 = 237.8\text{ K} = -35.2^{\circ}\text{C}$, т.е. практически то же, что и формула (4) для внезапного адиабатического расширения.

На наш взгляд, если вместо неоправданного учета в исходном уравнении (2) эффекта Джоуля–Томсона учесть выделение теплоты за счет работы трения потока газа и не пренебрегать изменением его скорости (четвертый член правой части), при отсутствии внешнего теплообмена получим то же охлаждение газа в магистральном газопроводе, которое дает формула В.Л. Александрова, поскольку в этих условиях оно возможно лишь за счет перехода потенциальной энергии в кинетическую. Вместе с тем само пренебрежение изменением кинетической

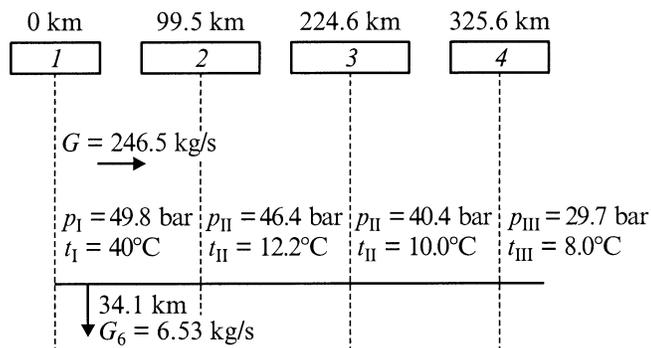


Рис. 2. Схема участка газопровода Торжок–Минск–Ивацевичи 3 (3-я ветка) между КС Ржев и КС Орша (1 — КС Ржев, 2 — КС Х. Жирки, 3 — КС Смоленск, 4 — КС Орша) с указанием замеренных среднесуточных значений абсолютного давления и температуры транспортируемого газа. Индексы I, II, III относятся к выходным, проходным и входным значениям соответственно. Примечание: 1 bar = 10^5 Pa.

энергии вполне оправдано именно в силу его малости, а значит и очень малого охлаждения газа (порядка сотых долей градуса).

Оценим рассматриваемые эффекты расчетным путем и сопоставим с замеренными среднесуточными значениями температуры газа, транспортируемого по газопроводу Торжок–Минск–Ивацевичи 3 на участке между действующими компрессорными станциями (КС) в Ржеве и Орше общей протяженностью 325.6 km за 22 октября 2000 г., схематически представленном на рис. 2 с указанием фактических выходных (I), проходных (II) и входных (III) значений давления и температуры. Эти данные предоставлены нам ООО "Лентрансгаз".

Пренебрегая изменением нивелирного уровня ($\Delta z = 0$), введем в правую часть выражения (3) член, учитывающий механическую работу трения потока газа, и представим уравнение для распределения температуры газа по длине газопровода в следующем виде:

$$t = t_r + \frac{Ggi}{k\pi D} - Dh \frac{\Delta p}{l} \cdot \frac{Gc_p}{k\pi D} + \left(t_0 - t_r - \frac{Ggi}{k\pi D} + Dh \frac{\Delta p}{l} \cdot \frac{Gc_p}{k\pi D} \right) e^{-\frac{k\pi D}{Gv_p}}, \quad (6)$$

где g — ускорение силы тяжести, $g = 9.81 \text{ m/s}^2$; i — безразмерный гидравлический уклон, определяемый из выражения

$$i = \frac{\Delta p}{g\rho_m l}, \quad (7)$$

где Δp — перепад давления в газопроводе ($\Delta p = p_b - p_f$), Pa; ρ_m — средняя плотность газа в газопроводе, kg/m^3 .

При расчетах использованы фактический массовый расход газа $G = 246.5 \text{ kg/s}$ и внутренний диаметр газопровода $D = 1.195 \text{ m}$. Рассматривается транспортирование метана (97.5% в составе природного газа), для

которого приняты: газовая постоянная $R = 500 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$; коэффициент сверхсжимаемости $z = 0.91$; удельная массовая теплоемкость (при средней температуре $t = 20^\circ\text{C}$) $c_p = 2220 \text{ J/(kg} \cdot \text{C)}$. Отводом газа между КС Ржев и КС Х. Жирки в количестве $G_0 = 6.53 \text{ kg/s}$ пренебрегаем. Температура окружающего газопровод грунта на всем протяжении рассматриваемого участка газопровода принята постоянной и равной для конца октября $t_r = 5^\circ\text{C}$. На основе предварительных расчетов для учета внешнего теплообмена коэффициент теплопередачи от газа к грунту принят $k = 4.3 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{C)}$.

Расчеты выполнены по формуле (6) для двух вариантов: в первом случае с учетом механической работы трения потока газа ($i = 0.021$) и без учета эффекта Джоуля–Томсона ($Dh = 0$); во втором случае с учетом эффекта Джоуля–Томсона ($Dh = 0.4^\circ\text{C}/10^5 \text{ Pa}$) и без учета работы трения ($i = 0$). В обоих случаях одинаково учитывается внешний теплообмен ($k = 4.3 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{C)}$).

Результаты расчетов представлены в таблице, в которой приводятся для сравнения также результаты расчетов, выполненных при тех же исходных данных по формуле (1) В.Г. Шухова.

Обе расчетные зависимости (каждая с одинаковым учетом внешнего теплообмена) выполняются быстрее, чем измеренная (реальная) зависимость температуры газа по длине газопровода, что можно объяснить, например, непостоянством естественной температуры грунта по 325-километровой трассе газопровода. В данном случае интерес представляет не столько точность совпадения расчетных данных с фактическими, сколько сопоставление между собой расчетных значений зависимости температуры газа от протяженности газопровода при учете механической работы трения потока газа (без учета эффекта Джоуля–Томсона) и наоборот — при учете охлаждения газа за счет эффекта Джоуля–Томсона (без учета работы трения). Легко видеть, что в первом случае температура газа в конечной точке газопровода практически равна ее измеренному 22 октября 2000 г. среднесуточному значению. Во втором случае на двух последних (проходных, без перекачки) компрессорных станциях расчетная температура ниже температуры грунта. Это ничем невозможно объяснить,

Сопоставление измеренных и расчетных значений температуры природного газа по трассе КС Ржев–КС Орша, $^\circ\text{C}$

Компрессорные станции	Ржев	Х. Жирки	Смоленск	Орша
Измеренные значения	40	12.20	10.00	8.00
Расчетные значения ($i = 0.021$; $Dh = 0$)	40	9.83	8.18	8.14
Расчетные значения ($Dh = 0.4^\circ\text{C}/\text{bar}$; $i = 0$)	40	6.06	4.21	4.16
Расчетные значения по формуле В.Г. Шухова	40	6.86	5.05	5.00

кроме неправомерного применения в расчетах эффекта Джоуля–Томсона, тем более без учета работы трения потока.

Расчетные значения скорости потока газа в начале и конце рассматриваемого участка газопровода при использовании фактических значений давления и температуры составили соответственно $v_1 = 3.34$ м/с и $v_2 = 5.61$ м/с. При этом перепад температуры за счет перехода потенциальной энергии в кинетическую по формуле (5) всего $\Delta t = 5 \cdot 10^{-3}$ °С.

Следует отметить, что расчет, выполненный для тех же исходных условий по формуле (1) В.Г. Шухова, показал значения температуры, занимающие промежуточное положение между двумя рассмотренными вариантами расчетов, поскольку в этом случае не учитываются ни работа трения, ни эффект Джоуля–Томсона. В конце 325-километрового газопровода (КС Орша) формула В.Г. Шухова показала температуру газа, равную температуре грунта, но по своей структуре и не может показать меньшую температуру. Долгие десятилетия этот факт удовлетворял теоретиков и практиков газопромышленного дела. Расчет по формуле (6) в первом варианте (при $Dh = 0$) тем более не покажет температуру ниже температуры грунта, поскольку учитывает работу трения потока газа. Подобные расчеты примерно с теми же результатами проведены для ряда конкретных участков сети газопроводов системы ООО "Лентрансгаз".

В многолетней практике эксплуатации газопроводов ООО "Лентрансгаз", проходящих как в зоне многолетней мерзлоты Крайнего Севера, так и в немерзлых грунтах европейской части России и Европы вплоть до Греции и Португалии, никогда не наблюдались какие-либо осложнения, связанные с замерзанием грунтов, морозным пучением и пр., за исключением случаев резкого снижения давления газа на распределительных станциях газотранспортных сетей [13].

О том же говорят расчеты, выполненные применительно к проекту газопровода "Голубой поток" [14]. При учете в расчетах работы трения потока газа при перекачке по глубоководному газопроводу на дне Черного моря из России в Турцию с минимальной температурой воды $t = +9$ °С его температура на турецком берегу ни при каких обстоятельствах не может быть отрицательной. По этой причине нет никаких оснований для пространных рассуждений [4] об опасности механических повреждений газопровода на турецком берегу из-за промерзания грунта и тем более для "научного" обоснования крайне сомнительных предложений по "совершенствованию" первоначального проекта "Голубой поток" стоимостью от ~ 79 до 115 млн долларов США.

В СПГГИ (ТУ) 23 ноября 2000 г. было проведено координационное совещание по проблеме транспортировки газа Штокмановского газоконденсатного месторождения. На совещании присутствовали 31 человек — представители специализированных НИИ, вузов, руководители и инженеры-практики системы ОАО "Газпром". По вопросам учета механической работы трения и эффекта

Джоуля–Томсона в расчетах температурного режима магистрального газопровода высказывались самые различные и даже взаимоисключающие друг друга мнения, выдвигались рекомендации вплоть до необходимости использования уравнений Навье–Стокса для решения этой простой задачи. При всем уважении к состоявшейся демонстрации глубоких познаний в термодинамике и высшей математике, все же не следует забывать некоторые основополагающие физические законы, в частности тот непреложный факт, что вся могучая энергия газонагнетательных компрессоров, затрачиваемая на перекачку миллионов кубометров газа в сутки за сотни километров, рассеивается в конечном счете в виде теплоты, и не учитывать этот факт нельзя.

Все приведенные здесь соображения представляются справедливыми даже без учета фактора времени, который никогда и нигде при расчетах газопроводов не учитывался. Однако для вновь построенных газопроводов этот фактор играет весьма важную роль, что будет рассмотрено в дальнейшем.

Если приведенные здесь рассуждения и примеры расчетов не убеждают окончательно в провате точки зрения авторов, то, во всяком случае, заставляют глубоко задуматься и поставить задачу выяснения затронутого вопроса аналитическим и экспериментальным путем.

Список литературы

- [1] *Паришаков Б.П., Бикчентай Р.Н., Романов Б.А.* Термодинамика и теплопередача (в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности). Учебник для вузов. М.: Недра, 1987.
- [2] *Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М.* и др. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995.
- [3] Таблицы физических величин. Справочник / Под ред. И.К. Кикоина. М.: Атомиздат, 1976.
- [4] Саирет. Газпром-СНАМ. Проект "Голубой поток". Коммерческое и техническое предложение. 30.06.99 (с приложениями).
- [5] *Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И.* Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982.
- [6] *Александров В.Л.* Техническая гидромеханика. М., Л.: Гостехиздат, 1946.
- [7] *Кудряшов Б.Б.* Записки ЛГИ. 1969. Т. 62. Вып. 2. С. 43–53.
- [8] *Кудряшов Б.Б., Кирсанов А.И.* Бурение разведочных скважин с применением воздуха. М.: Недра, 1990.
- [9] *Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвиненко В.С.* Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. Л.: Недра, 1991.
- [10] *Kudryashov V.B., Yakovlev A.M.* Drilling in the Permafrost. New Delhi (India): Oxonion Press, 1990.
- [11] Hughes Tool Company. Laboratory Report. 1951. 2 p.
- [12] *Кудряшов Б.Б.* Промышленная энергетика. 1962. № 3. С. 14–17.
- [13] *Сердюков С.Г.* Автореф. канд. дис. СПГГИ (ТУ), 1998.
- [14] *Кудряшов Б.Б., Козлов А.В.* Предварительный отчет об оценке надежности технических решений по проекту "Голубой поток". Фонды СПГГИ (ТУ), 2000.