

УДК 622.691.4.052

**ОЦЕНКА СЧЕТНЫХ ПОГРЕШНОСТЕЙ РАСЧЕТА
НЕСТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОПРОВОДА**

**ASSESSMENT OF CALCULATING ERRORS OF A NON-
STATIONARY OPERATING MODE OF THE GAS PIPELINE**

Ванчин А. Г.

ГОУ ВПО «Российский университет нефти и газа им. И.М.Губкина»,
г. Москва, Российская Федерация

A.G. Vanchin

SEI HPE «Russian State University of Oil and Gas of a Name of I.M.Gubkin»,
Moscow, the Russian Federation
e-mail: alex_vanchin@mail.ru

Аннотация. В работе предложен способ определения внутренней счетной погрешности методов гидравлического расчета газопровода. Предложенный способ применим как к стационарной модели, так и к наиболее общему случаю – модели, описывающей нестационарный процесс.

Конкретным объектом, на котором продемонстрирован данный способ, послужил расчет известной системы уравнений, описывающей нестационарный процесс приемом, называемым «способ с переменными коэффициентами». Однако этот способ расчета был существенно доработан автором с целью учета теплообмена, а также воздействия силы тяжести. Исходный вариант «способа с переменными коэффициентами» оба эти фактора не учитывал, что влекло значительные погрешности. Указанная доработка подробно освещена в другой публикации автора.

В предложенном способе определения внутренней счетной погрешности методов гидравлического расчета газопровода используется

анализ по каждой составляющей исходного уравнения движения сжимаемой жидкости. Представлены формулы для определения воздействия каждого фактора, входящего в это уравнение.

Суть определения внутренней счетной погрешности состоит в сравнении суммы воздействия от всех факторов, величины которых получены в результате расчета по выбранному методу с исходными данными для этого же расчета. Для возможности проведения процедуры сравнения эти данные приводятся к единой шкале. В качестве такой шкалы принята величина изменения давления газа в процессе его движения по газопроводу.

Определяются изменения давлений, соответствующие следующим факторам: изменению энергии газа в объеме из-за нестационарности процесса, изменению кинетической энергии газа, воздействию сил трения и тяжести. Сумма изменений давления по всем этим факторам сравнивается с заданным в исходных данных расчета общим перепадом давления по газопроводу. Их различие и определяет внутреннюю счетную погрешность оцениваемого метода.

Применение предложенного способа показано на расчете конкретного примера. Для всех рассчитываемых параметров приведены расчетные соотношения, а результаты расчета, применительно к рассматриваемому примеру, представлены численно или графически.

Abstract. The author of this work offers the way of definition of the internal calculating error of methods of the gas pipeline hydraulic calculation. The offered way is applicable both to stationary model, and to the most general case – to the model describing non-stationary process.

This way is shown on the calculation of the known system of the equations which describes non-stationary process by "the way with variable coefficients". But this way of calculation was considerably modified by the author for the accounting of heat exchange, and for gravity influences. But this way of calculation was considerably modified by the author for the accounting of heat

exchange, and for gravity influences. The initial "way with variable coefficients" didn't consider these factors that attracted considerable errors. The mentioned adjustment is described in detail by the author in the other publication. The offered way of definition of the internal calculating error of methods of the gas pipeline hydraulic calculation includes the analysis on each component of the initial equation of movement of compressed liquid. The author gives formulas for definition of influence of all factors entering this equation. The main thing of definition of an internal calculating error is the comparison of the sum of influence from all factors which sizes are received as a result of calculation for the chosen method with basic data for the same calculation. These data are provided to a uniform scale for possibility of carrying out procedure of comparison. As such scale the size of change of gas pressure in the course of its movement on the gas pipeline is accepted. The author defines changes of pressure according to the following factors: change of gas energy in volume because of not stationarity of process, change of kinetic energy of gas, influence of friction forces and weight. The sum of changes of all these factors pressure is compared with the general pressure difference on the gas pipeline that is set in basic data of calculation. Their distinction defines an internal calculating error of the estimated method.

The offered way is shown on calculation of the concrete example. The author shows settlement ratios for all counted parameters, and results of calculation, are presented by numbers or graphically for the offered example.

Ключевые слова: погрешность, нестационарный режим, транспорт природного газа, техническое состояние, газоперекачивающий агрегат, гидравлический расчет, оптимальный режим, гидравлическая модель, диагностика, гидравлический расчет, коэффициент сопротивления.

Key words: error, non-stationary mode, transport of natural gas, technical condition, gas-distributing unit, hydraulic calculation, optimum mode, hydraulic model, diagnostics, hydraulic calculation, resistance coefficient.

Общее описание применяемого метода расчета системы уравнений, описывающей нестационарный режим работы газопровода

Вначале кратко объясним суть метода решения системы уравнений, описывающей нестационарный режим работы газопровода, который в данной статье послужит основой примерного расчета для объяснения предлагаемого способа определения внутренней счетной погрешности.

Изотермическое неустановившееся движение реальных жидкостей в трубах с постоянным поперечным сечением описывается широко известной нелинейной системой дифференциальных уравнений в частных производных [9]:

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho v^2}{2d} + \rho g \sin \alpha + \frac{\partial}{\partial x} [(1 + \beta) \rho v^2] \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} \end{cases},$$

по-другому эту систему можно записать в виде, представленном в [13]:

$$\begin{cases} -\frac{\partial}{\partial x} [(1 + \beta) \rho v^2] - \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\lambda \rho v^2}{2d} \\ \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} \end{cases}, \quad (1)$$

где d – внутренний диаметр трубы, m ; x - координата, совпадающая с осью трубы и направленная по течению газа, m ; p – абсолютное среднее давление газа в сечении, Pa ; v – средняя скорость газа в сечении, $m/сек$; ρ - плотность газа, $кг/м^3$; α – угол возвышения трубы над горизонтом, $град.$; Z_{cp} - средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, безразмерный; t - время, $сек$; λ - коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода, безразмерный; β - поправка Кориолиса на неравномерное распределение скоростей в выражении количества движения потока через среднюю скорость и среднюю в сечении плотность, безразмерная, за малостью влияния его можно не учитывать (при турбулентном течении $\beta = 0,02 - 0,03$); c - скорость звука в

газе, $m/сек$; g - ускорение свободного падения, $9,81 m/сек^2$; h - высота, на которой находится центр сечения x , m .

Формулы (1), являются газодинамическими уравнениями движения и неразрывности для потока сжимаемой среды. Их состав подробно на примере второго варианта записи системы уравнений (1) представлен в работе [13].

После ряда преобразований и допущений получен следующий вариант системы уравнений (1) [9]:

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\lambda|v|}{2d} \rho v \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} \end{cases}, \quad (2)$$

где d – внутренний диаметр трубы, m ; x – координата, совпадающая с осью трубы и направленная по течению газа, m ; p – абсолютное среднее давление газа в сечении, $Па$; v – средняя скорость газа в сечении, $m/сек$; ρ – плотность газа, $кг/м^3$; t – время, $сек$; λ – коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода, безразмерный.

Формулы (2), являются газодинамическими уравнениями движения и неразрывности для потока сжимаемой среды. Они выведены системой уравнений (1) для следующих условий:

- одномерное изотермическое течения газа;
- скорость движения газа значительно меньше скорости звука ($v \ll c$);
- для горизонтального расположения трубопровода;
- длина трубопровода достаточно велика и потери на трение превосходят ударное давление.

Однако, решение даже этой, упрощенной благодаря сделанным допущениям и учету специфики работы газопровода, системы уравнений (2), составляет определенные трудности. Точного аналитического решения таких систем уравнений (2), описывающих движение реальных жидкостей

в трубах, пока не получено, поэтому потребуется применять приближенные методы.

Заслуживает внимания описанный в работе [9] способ приближенного решения системы уравнений (2), отличающийся в лучшую сторону тем, что учитывает переменность параметров, который сводится к решению уравнения движения реальной жидкости методом «с переменными коэффициентами».

Автором был предложен далее изложенный вариант уравнений метода «с переменными коэффициентами». Причем модифицирован был так же порядок расчета по этому методу с целью учета теплообмена и рельефа трассы, в котором на предварительных подготовительных этапах расчета используются формулы из [8]. Подробно он описан в другой публикации, специально посвященной этому вопросу.

Вводится вспомогательная функция, которая учитывает изменения скорости движения газа v , коэффициента гидравлического сопротивления λ , скорости звука c и диаметра d по длине трубопровода x :

$$f(x, t) = \frac{d(x) \cdot (c(x, t))^2}{\lambda(x, t) \cdot v(x, t)} . \quad (3)$$

Система уравнений (2), описывающая нестационарный режим работы газопровода, в случае применения функции (3) преобразуется к виду:

$$\frac{\partial p^2}{\partial t} = f(x, t) \cdot \frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} . \quad (4)$$

Практическая польза описанного выше метода решения «с переменными коэффициентами» заключается в том, что современные версии общедоступных прикладных средств автоматизации решения математических задач, например «Matchcad», как раз дают возможность решения численными методами дифференциальных уравнений в частных производных, таких как уравнение (4). Это важно, так как общедоступных программных средств непосредственного решения систем уравнений, таких как (2) пока не существует.

Подробное рассмотрение способа определения внутренней счетной погрешности гидравлического расчета газопровода

Рассмотрим более подробно предлагаемый способ определения внутренней счетной погрешности на конкретном примере расчета нестационарного неизотермического режима работы газопровода с учетом рельефа трассы.

Далее будет описан наиболее распространенный вариант нестационарной задачи.

Этот вариант состоит в следующем. В определенный момент времени, принимаемый в качестве начального, известны величины параметров: давления и температуры газа в начале газопровода и давления в конце газопровода. Известны законы изменения этих параметров во времени, а также состав газа, атмосферные условия, геометрические параметры, и способ укладки газопровода, тепловые характеристики изоляции газопровода и грунта, в котором газопровод уложен.

Требуется определить зависимости величин расхода, давления и температуры газа по длине газопровода в любой заданный момент времени после начального.

Исходные данные для примерного расчета представлены в Таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные

| Параметр | Обозначение, формула | Величина | Размерность |
|---|---|----------|-------------------|
| Длина газопровода | L | 83,5 | км |
| Абсолютное давление в начале газопровода в начальный момент времени | $P_{Н.0}$ | 7,500 | МПа |
| Абсолютное давление в конце газопровода в начальный момент времени | $P_{К.0}$ | 5,868 | МПа |
| Длительность временного отрезка | τ | 300 | сек |
| Заданная скорость изменения давления в начале газопровода | $\Delta p_{Н.отн}$ | 0 | %/мин |
| Заданная скорость изменения давления в конце газопровода | $\Delta p_{К.отн}$ | -5 | %/мин |
| Температура газа в начале газопровода | t_n | 49 | °С |
| Температура газа в начале газопровода | $T_n = t_n + 273,15$ | 322,15 | °К |
| Высота расположения трубопровода, обусловленная рельефом местности | $h(x) = 0,001 \cdot x$ | - | м |
| Коэффициент гидравлической эффективности | E | 1 | безразмерный |
| Внутренний диаметр газопровода | d | 1,390 | м |
| Наружный диаметр газопровода | d_n | 1,420 | м |
| Наружный диаметр газопровода в изоляции | $d_{из}$ | 1,424 | м |
| Площадь внутреннего сечения газопровода | $F = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$ | 1,517 | м ² |
| Плотность газа в нормальных условиях | $\rho_{н\text{у}}$ | 0,678 | кг/м ³ |
| Относительная плотность газа по воздуху | $\Delta = \frac{\rho_{н\text{у}}}{1,20451}$ | 0,563 | безразмерный |
| Эквивалентная шероховатость трубы (без внутреннего гладкого покрытия 0.030, с внутренним гладким покрытием 0.010) | $K_{эш}$ | 0,030 | безразмерный |
| Температура грунта | t_0 | 8 | °С |
| Температура грунта | $T_0 = t_0 + 273,15$ | 281,15 | °К |
| Коэффициент теплопроводности снега (свежевыпавший – 0.1, уплотненный – 0.35, тающий – 0.64) | $\lambda_{сн}$ | 0,35 | Вт/(м·К) |
| Коэффициент теплопроводности изоляции | $\lambda_{из}$ | 1,2 | Вт/(м·К) |
| Коэффициент теплопроводности грунта (СНИП 2.02.04) | $\lambda_{гр}$ | 1,8 | Вт/(м·К) |
| Глубина заложения трубопровода от оси до поверхности грунта | h_0 | 3 | м |
| Толщина снежного покрова | $\delta_{сн}$ | 0 | м |
| Скорость ветра | v_v | 5 | м/с |
| Молярная масса газа | M | 16 | кг/кмоль |
| Газовая постоянная | $R = \frac{2927}{\Delta \cdot 10,177}$ | 510,956 | Дж/(кг·°К) |
| Доля метана в газе | $r_{мет}$ | 0,98 | безразмерный |

В рассматриваемом примере газопровод уложен подземным способом, и его диаметр не изменен по длине $d(x)=1,390\text{ м}$, $d_H(x)=1,420\text{ м}$. Рельеф местности, по которой проходит газопровод, представлен простой пропорциональной зависимостью, описывающей подъем газопровода на 1 м каждые 1000 м.

Результаты расчета нестационарного режима методом «с переменными коэффициентами» с помощью формул (3) и (4) представлены на рисунке 1 в виде двухмерного графика с разверткой по времени с шагом $0,1 \cdot \tau = 0,1 \cdot 300 = 30\text{ сек}$, а на рисунке 2 в виде трехмерного графика.

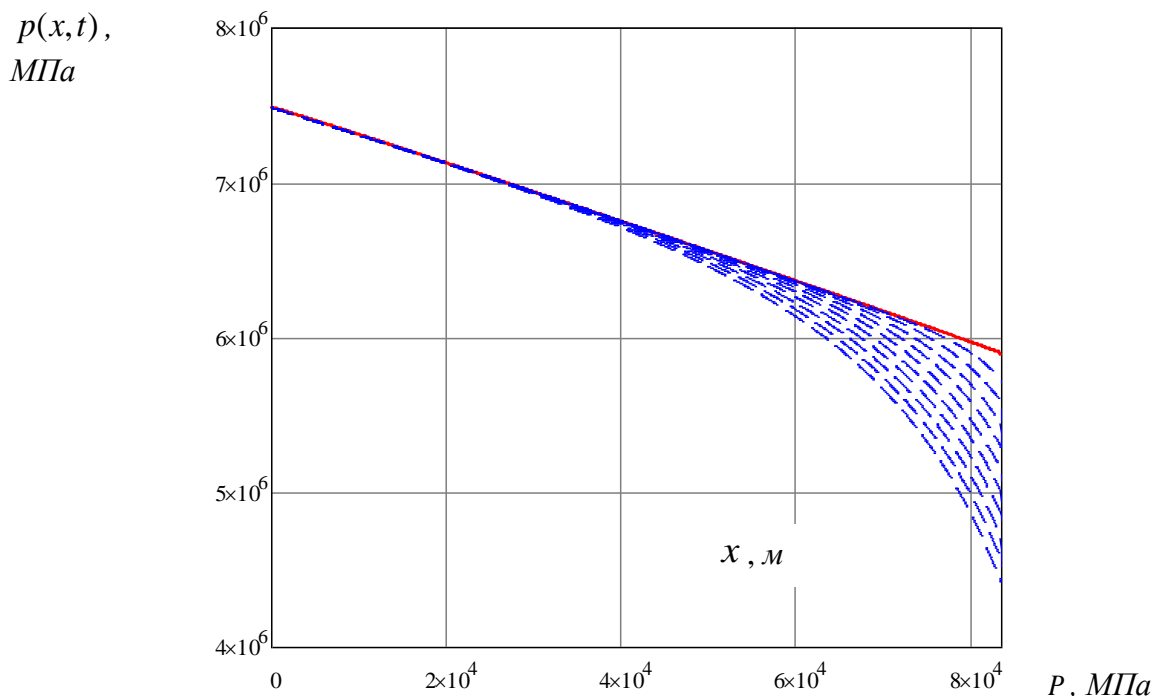


Рисунок 1. Графики давления газа по длине газопровода для нестационарного режима по результатам расчета с разверткой по времени.

Сплошная линия – в начальный момент времени, прерывистые линии – в следующие моменты времени с шагом 30 секунд

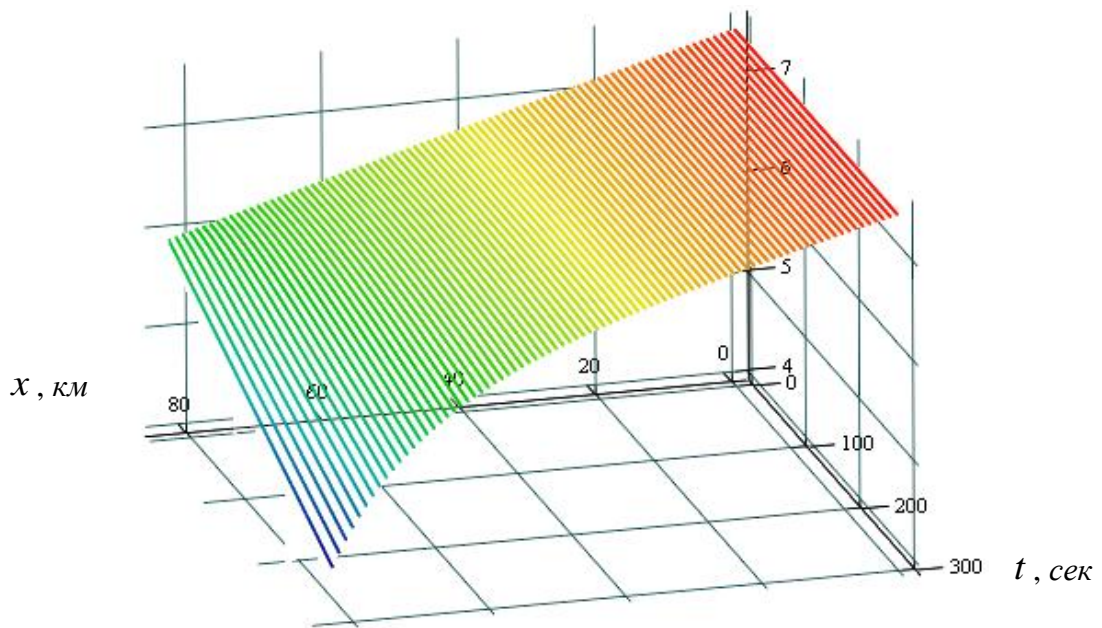


Рисунок 2. Зависимость давления газа по длине газопровода во времени для нестационарного режима по результатам расчета

Далее проведем анализ по каждой составляющей исходного уравнения движения (1).

Первый член в левой части уравнения (1) характеризует интенсивность изменения количества движения по длине трубопровода, определяется разностью между выносимым через сечение $x+dx$, и вносимым через сечение x количествами движения (через сечение x в единицу времени поступает количество движения $F\rho v = F\rho v^2$, а через сечение $x+dx$ выносится $F\rho v^2 + \partial/\partial x(F\rho v^2)$; F – площадь поперечного сечения трубопровода. Следовательно, разница давлений, соответствующая изменению кинетической энергии газа, Па:

$$\Delta p_{\text{КИНЕТИЧ}}(x, t) = \int_0^x \frac{\partial(\rho(x, t) \cdot v(x, t)^2)}{\partial x} dx \quad \Delta p_{\text{КИНЕТИЧ}}(L, \tau) = 3,932 \cdot 10^4 \quad (5)$$

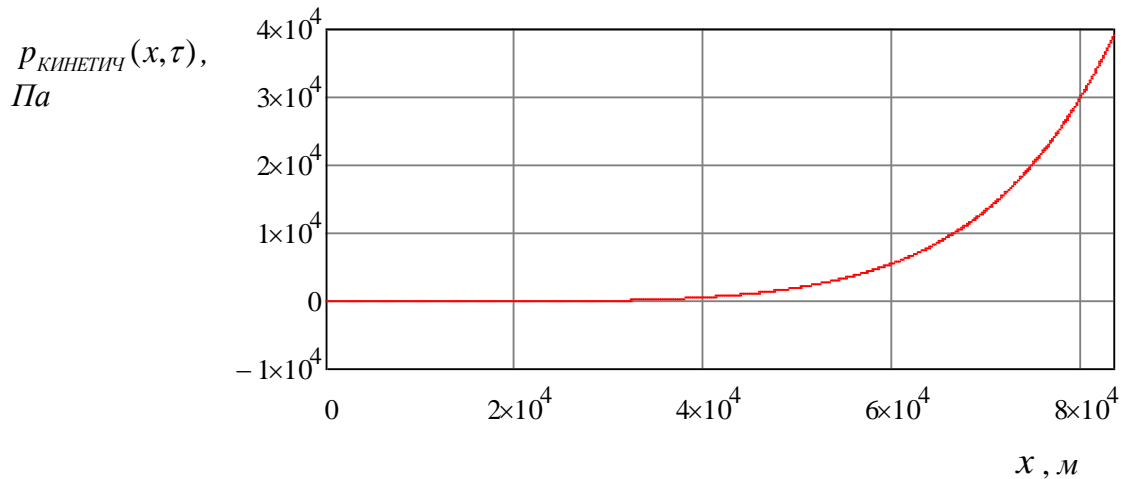


Рисунок 3. График разницы давлений, соответствующей изменению кинетической энергии газа по длине газопровода в конечный момент времени

Второй член в левой части уравнения (1) характеризует скорость изменения количества движения в объеме Fdx во времени и указывает на нестационарность процесса. Следовательно, разница давлений, соответствующая изменению энергии газа в объёме из-за нестационарности процесса, Pa :

$$\Delta p_{\text{НЕСТАЦ}}(x, t) = \int_0^x \frac{\partial(\rho(x, t) \cdot v(x, t))}{\partial t} dx \quad \Delta p_{\text{НЕСТАЦ}}(L, \tau) = -6,522 \cdot 10^4 \quad (6)$$

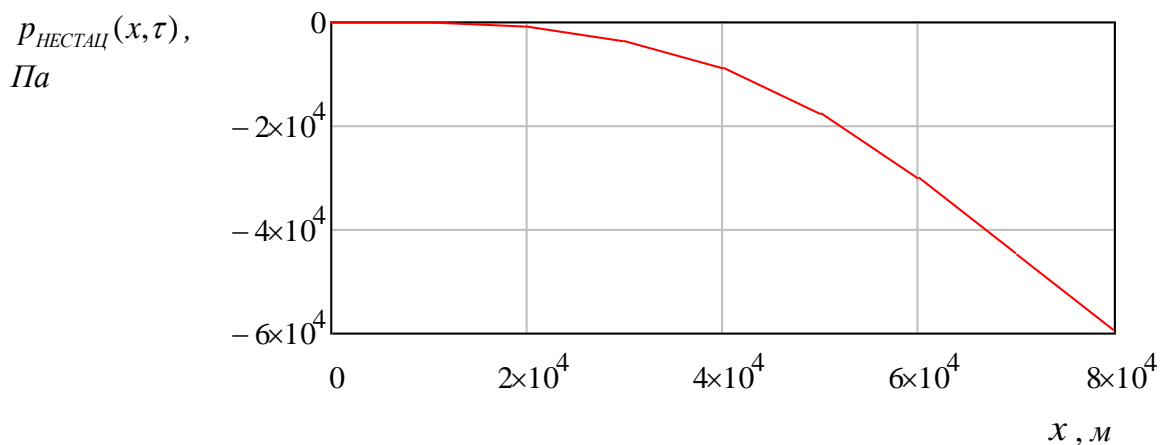


Рисунок 4. График разницы давлений, соответствующей изменению энергии газа в объёме из-за нестационарности процесса по длине газопровода в конечный момент времени

Члены, находящиеся в правой части рассматриваемого уравнения движения (1), определяют проекции на ось x сил, действующих на элементарную массу газа $\rho F dx$.

Проекция силы тяжести на ось x равна $\left[-\rho g \frac{dh}{dx} F dx \right]$, тогда разница давлений, соответствующая воздействию силы тяжести Δp :

$$\Delta p_{\text{ТЯЖ}}(x, t) = \int_0^x \rho(x, t) \cdot g \cdot \frac{\partial(h(x))}{\partial x} dx \quad \Delta p_{\text{ТЯЖ}}(L, \tau) = 3,614 \cdot 10^4 \quad (7)$$

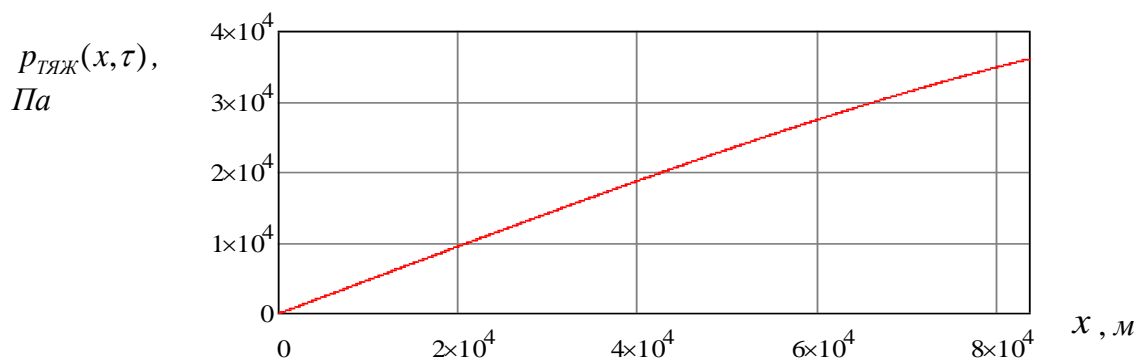


Рисунок 5. График разницы давлений, соответствующей воздействию силы тяжести по длине газопровода в конечный момент времени

Проекция силы трения на ось x равна $\left[-\frac{\lambda \rho v^2}{2d} F dx \right]$, тогда разница давлений, соответствующая воздействию силы трения Δp :

$$\Delta p_{\text{ТР}}(x, t) = \int_0^x \frac{\lambda(x, t) \cdot \rho(x, t) \cdot v(x, t)^2}{2 \cdot d(x)} dx \quad \Delta p_{\text{ТР}}(L, \tau) = 3,128 \cdot 10^6 \quad (8)$$

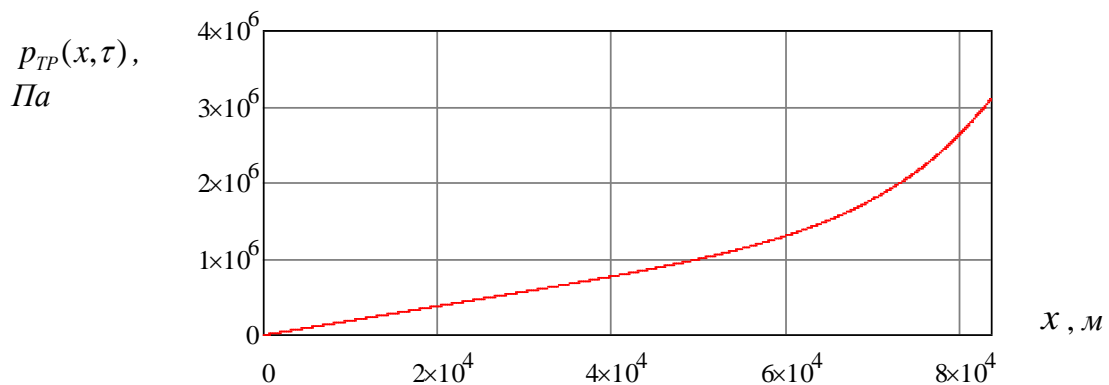


Рисунок 6. График разницы давлений, соответствующей воздействию силы трения по длине газопровода в конечный момент времени

Согласно уравнению движения (1), сумма перепадов давления от рассмотренных факторов (5) – (8) должна быть равна общему перепаду давления по газопроводу:

$$\Delta p_{\text{КИНЕТИЧ}}(x,t) + \Delta p_{\text{НЕСТАЦ}}(x,t) + \Delta p_{\text{ТЯЖ}}(x,t) + \Delta p_{\text{ТР}}(x,t) = p(0,t) - p(x,t) \quad (9)$$

Проведем проверку с использованием формулы (9).

Расчетный общий перепад давления по газопроводу в целом в конечный момент времени равен сумме перепадов давления от рассмотренных факторов, Pa :

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta p_{\text{РАСЧ}} &= \Delta p_{\text{КИНЕТИЧ}}(L,\tau) + \Delta p_{\text{НЕСТАЦ}}(L,\tau) + \Delta p_{\text{ТЯЖ}}(L,\tau) + \Delta p_{\text{ТР}}(L,\tau) = \\ &3,932 \cdot 10^4 + -6,522 \cdot 10^4 + 3,614 \cdot 10^4 + 3,128 \cdot 10^6 = 3,138 \cdot 10^6 \end{aligned} \quad (10)$$

Заданный общий перепад давления по газопроводу в целом в конечный момент времени, Pa :

$$\Sigma \Delta p_{\text{ЗАДАН}} = p(0,t) - p(x,t) = (p_{H,\tau} - p_{K,\tau}) \cdot 10^6 = (7,500 - 4,401) \cdot 10^6 = 3,099 \cdot 10^6 \quad (11)$$

Сумма перепадов давления от всех факторов, рассчитанная по формуле (10), по сути, является одним из способов представления результата расчета.

В свою очередь, общий перепад давления по газопроводу в целом, рассчитанный по формуле (11), является способом представления исходных данных расчета.

Отличие результата расчета $\Sigma \Delta p_{\text{РАСЧ}} = 3,138 \cdot 10^6 Pa$ от исходных данных $\Sigma \Delta p_{\text{ЗАДАН}} = 3,099 \cdot 10^6 Pa$ и является искомой внутренней счетной погрешностью рассматриваемого метода, Эту погрешность можно вычислить в относительном виде в процентах по формуле:

$$\Sigma \Delta p_{\text{ОТН}} = 100 \cdot \frac{\Sigma \Delta p_{\text{РАСЧ}} - \Sigma \Delta p_{\text{ЗАДАН}}}{\Sigma \Delta p_{\text{РАСЧ}}} \quad (12)$$

Для полноты представления произведем расчеты погрешностей рассматриваемого метода по формуле (12) для разных заданных величин скорости изменения давления в конце газопровода, начиная с $\Delta p_{K,\text{отн}} = -5 \%/мин$, вплоть до $\Delta p_{K,\text{отн}} = 0 \%/мин$.

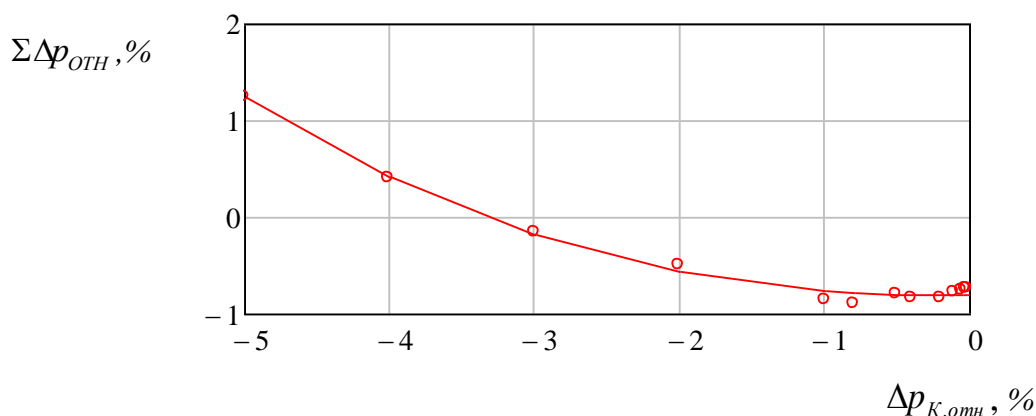


Рисунок 7. График зависимости погрешности расчета давления газа от заданной величины скорости изменения давления в конце газопровода для предложенного метода

По рисунку 7 видно, что в целом, во всем диапазоне, кроме самого крайнего, погрешность рассматриваемого метода решения нестационарной модели находится в пределах $\pm 1\%$.

Следует отметить, что близкие по величине уровни погрешности демонстрирует и стационарная модель при проведении аналогичных расчетов по определению внутренней счетной погрешности. Основной причиной в данном случае может быть усреднение ряда параметров по длине газопровода при расчете.

Выводы

1. Предложен способ определения внутренней счетной погрешности методов гидравлического расчета газопровода. Данный способ применим как к стационарной модели, так и к наиболее общему случаю – модели, описывающей нестационарный процесс.

2. Суть рассматриваемого способа определения внутренней счетной погрешности состоит в сравнении суммы воздействия от всех факторов, величины которых получены в результате расчета по выбранному методу с исходными данными для этого же расчета.

3. Применение предложенного способа показано на расчете конкретного примера решения системы уравнений, описывающей

нестационарный режим работы газопровода с использованием метода «с переменными коэффициентами». Последний был ранее существенно доработан автором.

4. Для всех рассчитываемых параметров приведены расчетные соотношения, а результаты расчета, применительно к рассматриваемому примеру, представлены численно или графически.

Список используемых источников

1 Вольский Э.Л., Константинова И.М. Режим работы магистрального газопровода. Л.: Недра, 1970. 168 с.

2 Вукалович М.П., Новиков И.И. Термодинамика. М.: Машиностроение, 1972. 670 с.

3 Галицейский Б.М., Рыжов Ю.А., Януш В. Тепловые и гидродинамические процессы в колеблющихся потоках. М.: Наука, 1976. 256 с.

4 Калинин А.Ф. Расчет, регулирование и оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов. М.: МПА-Пресс, 2011. 264с.

5 Калинин А.Ф. Эффективность и регулирование режимов работы систем трубопроводного транспорта природного газа. М.: МПА-Пресс, 2007. 323с.

6 Кривошеин Б.Л., Тугунов П.И. Магистральный трубопроводный транспорт (физико-технический и технико-экономический анализ). М.: Наука, 1983. 238 с.

7 Лопатин А.С. Термодинамическое обеспечение энерготехнологических задач трубопроводного транспорта природных газов. М.: Изд-во «Нефтяник», 1996. 82 с.

8 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. СТО Газпром. М.: ОАО «Газпром», 2006. 192с.

9 Сложные трубопроводные системы/ Грачев В.В. [и др.]. М.: Недра, 1982, 256 с.

- 10 Сухарев М. Г., Ставровский Е. Р. Оптимизация систем транспорта газа. М.: Недра, 1975. 277 с.
- 11 Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р., Брянских В.Е. Оптимизационное развитие систем газоснабжения. М.: Недра, 1981. 294 с.
- 12 Темпель Ф.Г. Технология транспорта газа. Л.: Недра, 1976. 279 с.
- 13 Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебник для вузов / Алиев Р.А. [и др.]. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1988. 368 с.: ил.
- 14 Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов. Справоч. пособие. / Загорученко В.А [и др.]. М.: Недра, 1980. 320 с.
- 15 Фурман И.Я. Экономика магистрального транспорта газа. М.: Недра, 1978. 281 с.
- 16 Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. М.: Недра, 1975. 224 с.

References

- 1 Volsky E.L., Konstantinova I.M. Rezhim raboty magistralnogo gazoprovoda. L.: Nedra, 1970. 168 s. [in Russian].
- 2 Vukalovich M.P., Novikov I.I. Termodinamika. M.: Mashino-stroyeniye, 1972. 670 s. [in Russian].
- 3 Galitseysky B.M., Ryzhov Yu.A., Yanush V. Teplovye i gidrodinamicheskiye protsessy v koleblyushchikhsya potokakh. M.: Nauka, 1976. 256 s. [in Russian].
- 4 Kalinin A.F. Raschet, regulirovaniye i optimizatsiya rezhimov raboty gazoperekachivayushchikh agregatov. M.: MPA-Press, 2011. 264s. [in Russian].
- 5 Kalinin A.F. Effektivnost i regulirovaniye rezhimov raboty sistem truboprovodnogo transporta prirodnogo gaza. M.: MPA-Press, 2007. 323s. [in Russian].

6 Krivoshein B.L., Tugunov P.I. Magistralny truboprovodny transport (fiziko-tekhnichesky i tekhniko-ekonomichesky analiz). M.: Nauka, 1983. 238 s. [in Russian].

7 Lopatin A.S. Termodinamicheskoye obespecheniye energotekhnologicheskikh zadach truboprovodnogo transporta prirodnykh gazov. M.: Izd. «Neftyanik», 1996. 82 s. [in Russian].

8 Normy tekhnologicheskogo proyektirovaniya magistralnykh gazoprovodov. STO Gazprom. M.: OAO «Gazprom», 2006. 192s. [in Russian].

9 Slozhnye truboprovodnye sistemy/. Grachev V.V [i dr.]. 1982, 256 s. [in Russian].

10 Sukharev M. G., Stavrovsky Ye. R. Optimizatsiya sistem transporta gaza. M.: Nedra, 1975. 277 s. [in Russian].

11 Sukharev M.G., Stavrovsky Ye.R., Bryanskikh V.E. Optimizatsionnoye razvitiye sistem gazosnabzheniya. M.: Nedra, 1981. 294 s. [in Russian].

12 Tempel F.G. Tekhnologiya transporta gaza. L.: Nedra, 1976. 279 s.

13 Truboprovodny transport nefti i gaza: Ucheb. Dlya vuzov/ Aliyev R.A. [i dr.]. 2-e izd., pererab. i dop. M.: Nedra, 1988. 368 s.: il. [in Russian].

14 Teplotekhnicheskkiye raschety protsessov transporta i regazifikatsii prirodnykh gazov. Spravochnoye posobiye. / Zagoruchenko V.A [i dr.]. M.: Nedra, 1980. 320 s. [in Russian].

15 Furman I.Ya. Ekonomika magistralnogo transporta gaza. M.: Nedra, 1978. 281 s. [in Russian].

16 Charny I.A. Neustanovivsheyeya dvizheniye realnoy zhidkosti v trubakh. M.: Nedra, 1975. 224 s. [in Russian].

Сведения об авторе

About the author

Ванчин А.Г., главный инженер филиала ООО «Газпром трансгаз Москва» Курское ЛПУМГ, докторант кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация.

A.G. Vanchin, Chief Engineer of Branch of LLC “Gazprom Transgas Moscow” “Kursk Department of Gas Main”, the Doctoral Candidate of Chair «Thermodynamics and Thermal Engines» of the Russian State University of Oil and Gas of a name of I.M. Gubkin, Moscow, the Russian Federation

e-mail: alex_vanchin@mail.ru