

УДК 622.691.4.052

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА РАСЧЕТА НЕСТАЦИОНАРНОГО
НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО
ГАЗОПРОВОДА**

**DEVELOPMENT OF THE CALCULATION METHOD
OF THE NON-STATIONARY NOT ISOTHERMAL OPERATING
MODE OF THE MAIN GAS PIPELINE**

Ванчин А. Г.,

ФПСЭСТТ РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина,

г. Москва, Российская Федерация

A.G. Vanchin,

Faculty of Designing, Construction and Operation of Systems of Pipeline

Transport of the Russian State University of Oil and Gas

of a Name of I.M. Gubkin, Moscow, Russian Federation

Аннотация. В работе показана необходимость учета теплообмена при расчете реально действующего газопровода. На конкретном примере показано, что если не учитывать теплообмен, то из-за этого появляется значительная дополнительная погрешность в расчетах. Так как известные методы решения системы уравнений, описывающей нестационарный режим работы газопровода, не учитывают теплообмен, а также воздействие силы тяжести, сделан вывод о необходимости разработки метода, учитывающего оба эти фактора.

В качестве исходного выбран известный «способ с переменными коэффициентами», используемый для приближенного решения системы уравнений, описывающей движение газа по трубопроводу, и отличающийся в лучшую сторону тем, что учитывает переменность параметров. Однако этот способ, как и другие, не учитывает теплообмен и

влияние силы тяжести. Для решения этой проблемы предложено использовать переменность параметров «способа с переменными коэффициентами» для внедрения в него учета указанных факторов. При этом непосредственно сам процесс теплообмена и ряд других необходимых параметров, например, коэффициент гидравлического сопротивления, рассчитывается с помощью системы соотношений, широко известной в расчетах стационарных режимов. Применение предложенного метода показано на расчете конкретного примера. Для всех рассчитываемых параметров приведены расчетные соотношения, а результаты расчета, применительно к рассматриваемому примеру, представлены численно или графически в сравнении для разных этапов расчета.

Представлены применимые для нестационарного процесса соотношения для вычисления затрат мощности, которые необходимы для оценки энергетической эффективности применяемых режимных решений и их оптимизации, которые являются ключевыми задачами исследований в этом направлении.

Abstract. The author of the work shows the necessity of the accounting of heat exchange for calculation of the really functioning gas pipeline. The concrete example shows that if heat exchange isn't considered, calculation is made incorrectly. As known methods of the decision of the equations system, that describe non-stationary operating mode of the gas pipeline, don't consider heat exchange and gravity influence, the author shows the necessity of development of the method which considers both these factors.

For a start the author chooses the known "way with variable coefficients" which is used for the approximate decision of the equations system and which describes movement of gas on the pipeline. This way considers variability of parameters. However this way, as well as others, doesn't consider heat exchange and gravity influence. For the solution of this problem the author suggests to use variability of parameters of the "way with variable coefficients" for addition of

the specified factors accounting. The process of heat exchange and some other necessary parameters, for example, coefficient of hydraulic resistance, the author counts by means of system of ratios which is widely known in stationary modes calculations. Application of the offered method is shown on calculation of a concrete example. For all counted parameters settlement ratios are given, and results of calculation, in relation to the reviewed example, the author gives with the help of numbers or graphically in comparison for different stages of calculation.

For calculation of expenses of power, ratios which are applied to non-stationary process are presented. These ratios are necessary for an assessment of power efficiency of applied regime decisions and their optimization which are the key research of problems in this direction.

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

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

Описание научной проблемы и предмета исследования

Анализ известной литературы на тему расчетов магистральных газопроводов позволяет сделать следующие выводы.

Имеется детально и глубоко проработанная стационарная математическая модель магистрального газопровода, изложенная в [8] и [13], однако область ее практического применения ограничена, так как режимы действующих газопроводов не всегда можно считать стационарными без существенных погрешностей в расчетах.

Напротив, имеется нестационарная математическая модель магистрального газопровода, представленная например в [9] и [12], которая имеет решения для ряда упрощенных случаев, однако введение требуемой детализации, в частности учета теплообмена, приводит к неразрешимым трудностям математического характера.

Однако теплообмен учитывать необходимо. В качестве примера влияния теплообмена на показатели работы газопровода можно рассмотреть графики на рисунках 1 и 2. На этих рисунках представлены графики параметров работы подземного газопровода диаметром 1400 мм, длиной 83,5 км, при неизменном коммерческом расходе газа 150 млн н.м³/сут., давлении газа в начале газопровода 7,5 МПа, температуре газа в начале газопровода 49 °С, температуре грунта 8 °С для разных вариантов процесса: изотермического, с теплообменом.

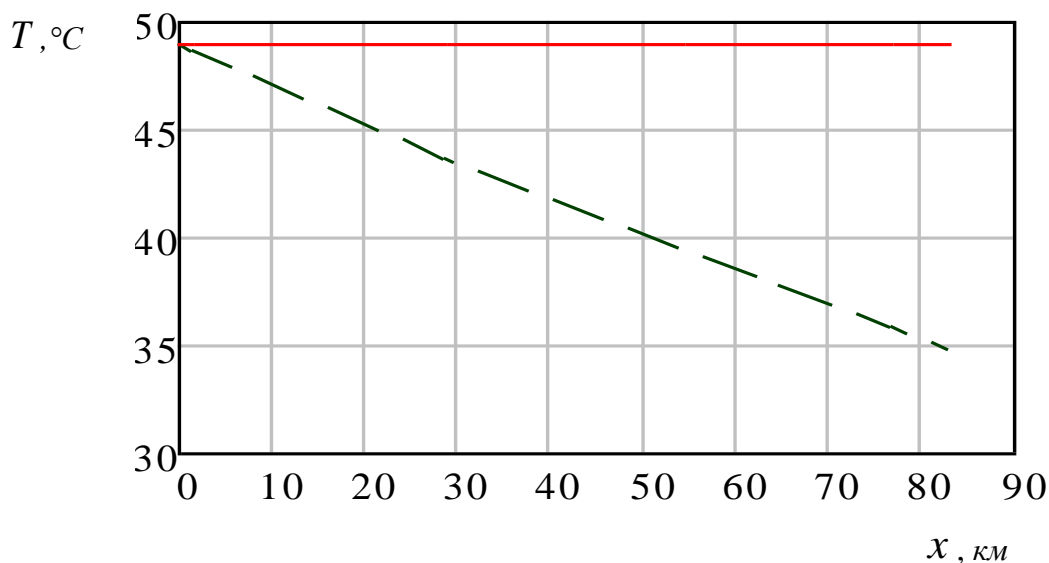


Рисунок 1. Графики зависимости температуры газа по длине газопровода, для разных вариантов процесса: изотермического (сплошная линия), с теплообменом (штриховая линия)

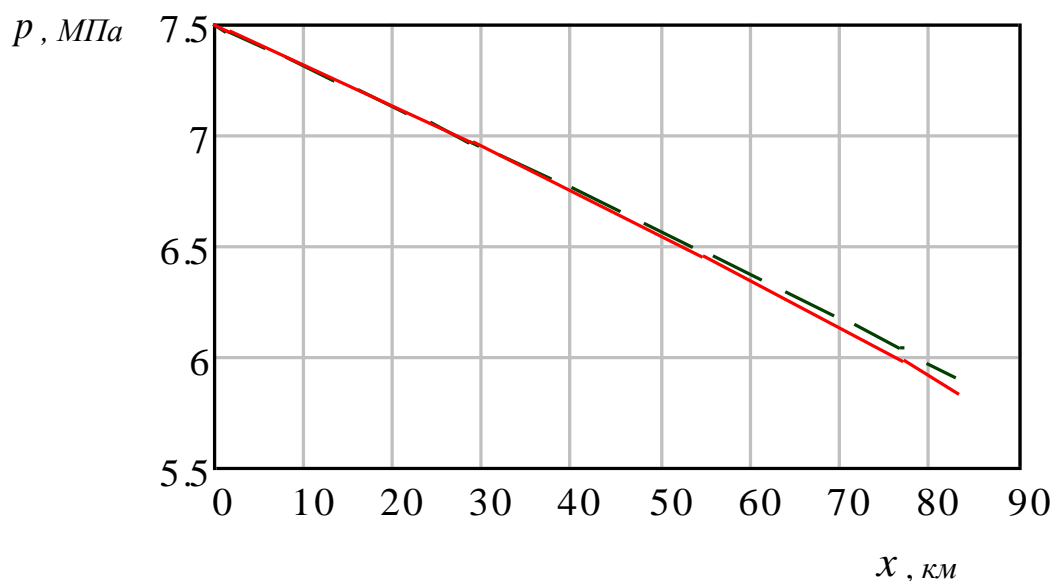


Рисунок 2. Графики зависимости давления газа по длине газопровода, для разных вариантов процесса: изотермического (сплошная линия), с теплообменом (штриховая линия)

На рисунке 2 видна разница давлений в конце газопровода для двух рассматриваемых вариантов режима. Для этих вариантов изменения давлений от начала до конца газопровода отличаются на 3,9%.

Изменение удельной обратимой работы сжатия по газопроводу для изотермического режима в данном случае составляет 34620 Дж/кг, а для режима с теплообменом - 34930 Дж/кг. Разница между ними в 7,7% и определяет разницу в затратах работы на транспортировку газа.

Эти же 7,7% составят дополнительную погрешность в расчетах для рассматриваемого случая, если не учитывать теплообмен при расчете реально действующего газопровода, теплообмен в котором неизбежно происходит.

Этот рассмотренный пример подтверждает необходимость учета теплообмена.

В связи с этой обозначенной проблемой, представляется необходимой дальнейшая проработка вопроса математического моделирования движения газа в магистральном газопроводе.

Дальнейшие исследования могут вестись как в направлении обоснования границ применимости стационарной модели и возможного ее приспособления к некоторым частным случаям нестационарных режимов, так и в направлении поиска оптимального способа упрощения, линеаризации уравнений нестационарной модели с привлечением опытных и экспериментальных данных.

На основе этих посылок в данном нашем исследовании будет проведена разработка метода расчета нестационарного неизотермического режима работы магистрального газопровода.

В работе [9] рассматривается одномерное изотермическое течение газа с постоянными физическими параметрами с учетом их распределения по длине и в пространстве.

Изотермическое неустановившееся движение реальных жидкостей в трубах с постоянным поперечным сечением описывается нелинейной системой дифференциальных уравнений в частных производных:

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

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

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].

В качестве исходного материала в нашем исследовании используем 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, $м$; x – координата, совпадающая с осью трубы и направленная по течению газа, $м$; p – абсолютное среднее давление газа в сечении, $Па$; v – средняя скорость газа в сечении, $м/сек$; 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 из системы уравнений (1) для следующих условий:

- одномерного изотермического течения газа;
- скорости 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 с переменными коэффициентами. Для этого предлагается [9] ввести функцию, которая учитывает изменения скорости движения газа v , коэффициента гидравлического сопротивления λ и диаметра d по длине трубопровода x :

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

В результате применения функции (3) нелинейная система (2) преобразуется к виду:

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

Практическая польза описанного выше метода решения «с переменными коэффициентами» заключается в том, что современные версии общедоступных прикладных средств автоматизации решения математических задач, например «MathCAD», 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.

Следует отметить, что некоторую трудность составляет предварительное определение используемых в формуле (3) зависимостей изменения скорости движения газа v и коэффициента гидравлического сопротивления λ по длине трубопровода x , которые нужно знать до начала расчета, и в то же время они могут быть определены только по результатам этого же расчета.

Задачей данного исследования является решение указанных трудностей и разработка метода расчета нестационарного режима работы газопровода, учитывающего теплообмен и рельеф трассы.

Общее описание предлагаемого метода расчета нестационарного режима работы газопровода

Для решения поставленной в этом исследовании задачи необходимо доработать указанный метод «с переменными коэффициентами» так, чтобы снять ограничения в применении его к расчету реального газопровода. Основные аспекты этой доработки – это организация учета внешнего и внутреннего теплообмена, а также высоты расположения газопровода.

Для этого используем некоторые элементы из метода расчета стационарного режима работы участка магистрального трубопровода, подробно представленного в нормах технологического проектирования магистральных газопроводов [8]. В этом документе детально описаны все необходимые практические аспекты расчета стационарного режима работы магистрального газопровода: расчет с учетом рельефа трассы, определение показателей природного газа, коэффициента сопротивления трению, всех показателей, необходимых для расчета теплообмена для всех вариантов прокладки газопровода.

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.

Предварительно схему предлагаемого порядка расчета нестационарного неизотермического режима работы участка газопровода можно представить следующим образом.

1. Рассчитываются величины давления и температуры газа в начале газопровода и давления в конце газопровода в заданный момент времени. Для этого используются известные величины этих параметров в начальный момент времени и законы изменения этих параметров во времени.

2. По определенным таким образом для заданного момента времени давлению и температуре газа в начале газопровода и давлению в конце газопровода рассчитывается гидравлически эквивалентный стационарный режим газопровода (в последовательности, представленной в нормах технологического проектирования магистральных газопроводов [8]). При этом устанавливаются зависимости величин скорости движения газа v , коэффициента гидравлического сопротивления λ , давления газа, температуры газа и других расчетных параметров по длине газопровода x в заданный момент времени. Гидравлически эквивалентный стационарный режим газопровода – это такой стационарный режим, который совпадает в заданный момент времени с нестационарным режимом этого же газопровода по величинам давлений газа в начале и в конце газопровода, температуре в начале газопровода, составу газа и всем внешним условиям.

3. В первом приближении рассчитывается нестационарный режим газопровода в заданный момент времени с применением описанного выше метода с переменными коэффициентами [9] по формулам (3) и (4). При этом подставляются в формулу (3) ранее установленные, при расчете эквивалентного стационарного режима, зависимости величин скорости движения газа $v(x)$ и коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda(x)$.

В результате получаем в первом приближении зависимость величины давления газа $p(x)$ по длине газопровода в заданный момент времени.

4. По полученной в первом приближении зависимости величины давления газа $p(x)$ по длине газопровода в заданный момент времени рассчитываются более точные зависимости величин параметров газа по длине газопровода в заданный момент времени, в частности: температуры газа $T(x)$, скорости движения газа $v(x)$ и коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda(x)$. При этом внутренний и внешний теплообмен рассчитывается с помощью формул, представленных в [8].

5. Во втором приближении рассчитывается нестационарный режим газопровода в заданный момент времени с применением описанного выше метода с переменными коэффициентами [9] по формулам (3) и (4). При этом подставляются в формулу (3) уточненные, при расчете нестационарного режима в первом приближении, зависимости величин скорости движения газа $v(x)$ и коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda(x)$. В результате получаем во втором приближении зависимость величины давления газа $p(x)$ по длине газопровода в заданный момент времени.

6. По полученной во втором приближении зависимости величины давления газа $p(x)$ по длине газопровода в заданный момент времени рассчитываются более точные зависимости величин остальных параметров газа по длине газопровода в заданный момент времени.

7. Производится расчет нестационарного режима газопровода в третьем приближении в порядке, аналогичном предыдущему, с подстановкой уточненных зависимостей величин параметров из второго приближения.

8. Организируются следующие приближения аналогично предыдущему. Количество приближений определяется требуемой точностью расчета. При достижении заданного минимума различий результатов расчетов при

текущем приближении по сравнению с предыдущим расчет останавливается.

9. Результат последнего приближения является окончательным искомым результатом.

10. Учет высоты расположения газопровода, связанной с рельефом местности, по которой этот газопровод проложен, производится путем внесения поправки в результаты описанного выше расчета. При этом используются рассчитанная плотность газа (как функция координаты по длине газопровода и времени), и высота расположения газопровода (как заранее заданная функция координаты по длине газопровода).

Подробное рассмотрение предлагаемого метода расчета нестационарного режима работы газопровода

Рассмотрим более подробно на конкретном примере предлагаемый порядок расчета нестационарного неизотермического режима работы газопровода с учетом рельефа трассы.

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	$p_{H.0}$	7,500	МПа
Абсолютное давление в конце газопровода в начальный момент времени	$p_{K.0}$	5,868	МПа
Длительность временного отрезка	τ	300	сек
Заданная скорость изменения давления в начале газопровода	$\Delta p_{H.отн}$	0	%/мин
Заданная скорость изменения давления в конце газопровода	$\Delta p_{K.отн}$	-5	%/мин
Температура газа в начале газопровода	t_n	49	°С

Параметр	Обозначение, формула	Величина	Размерность
Температура газа в начале газопровода	$T_n = t_n + 273,15$	322,15	°K
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 гладкостного покрытия 0.030, с внутренним гладкостным покрытием 0.010)	$K_{эи}$	0,030	Безразмерный
Температура грунта	t_0	8	°C
Температура грунта	$T_0 = t_0 + 273,15$	281,15	°K
Коэффициент теплопроводности снега (свежевыпавший – 0.1, уплотненный – 0.35, тающий – 0.64)	$\lambda_{сн}$	0,35	Вт/(м·K)
Коэффициент теплопроводности изоляции	$\lambda_{из}$	1,2	Вт/(м·K)
Коэффициент теплопроводности грунта (СНИП 2.02.04)	$\lambda_{зр}$	1,8	Вт/(м·K)
Глубина заложения трубопровода от оси до поверхности грунта	h_0	3	м
Толщина снежного покрова	$\delta_{сн}$	0	м
Скорость ветра	$v_в$	5	м/с
Молярная масса газа	M	16	кг/кмоль
Газовая постоянная	$R = \frac{2927}{\Delta \cdot 10,177}$	510,956	Дж/(кг·°K)
Доля метана в газе	$r_{мет}$	0,98	Безразмерный

В рассматриваемом примере газопровод уложен подземным способом, и его диаметр не изменен по длине $d(x) = 1,390 \text{ м}$, $d_n(x) = 1,420 \text{ м}$. Рельеф

местности, по которой проходит газопровод, представлен простой пропорциональной зависимостью, описывающей подъем газопровода на 1 м каждые 1000 м.

Для получения зависимостей изменений параметров газа по длине газопровода для гидравлически эквивалентного стационарного режима применяется порядок, описанный в [8] и ряд формул, представленных далее по тексту, при этом расчет производится для заданного дискретного ряда значений длины газопровода x в диапазоне от 0 до L . Далее приведены результаты этих расчетов.

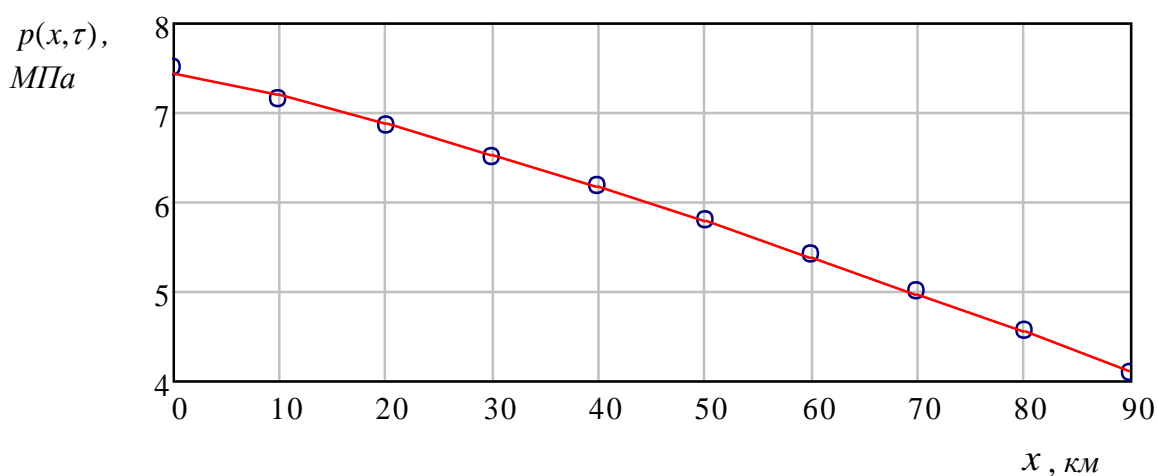


Рисунок 3. График давления газа по длине газопровода в конечный момент времени для эквивалентного стационарного режима

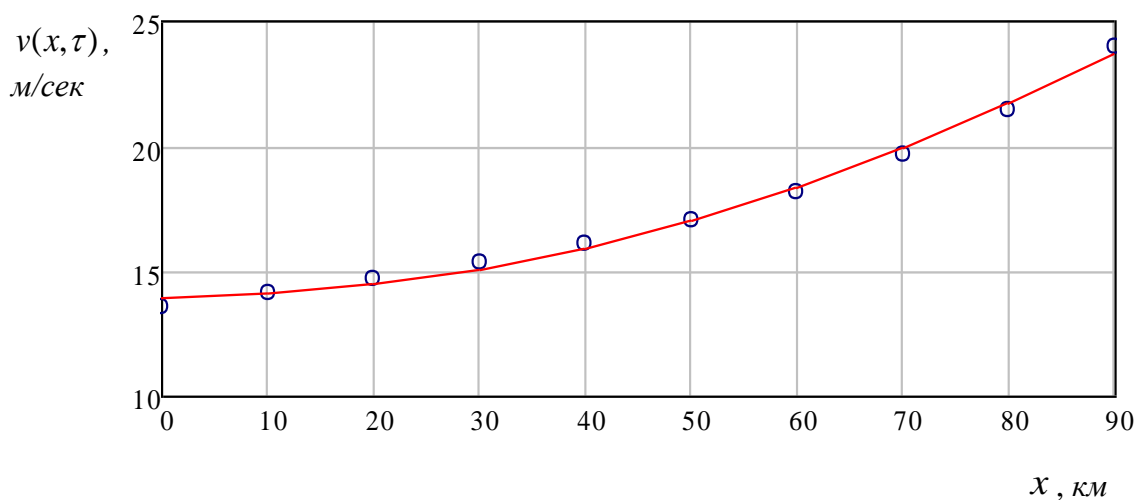


Рисунок 4. График скорости газа по длине газопровода в конечный момент времени для эквивалентного стационарного режима

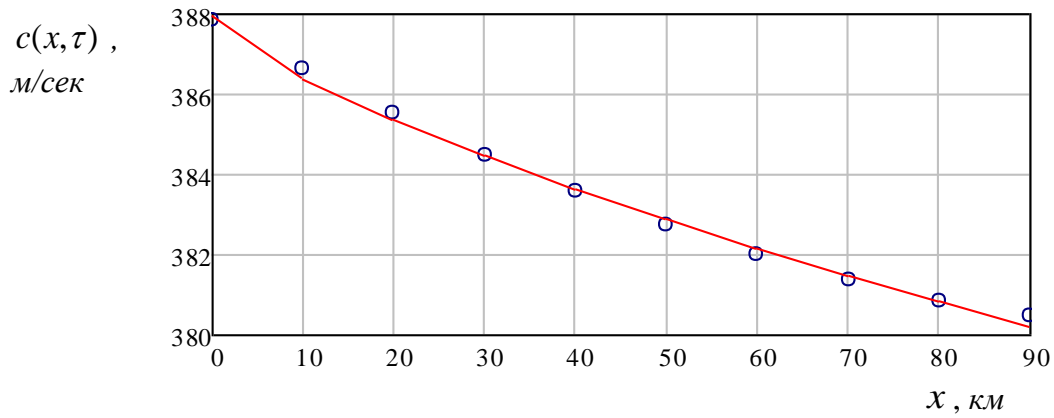


Рисунок 5. График скорости звука в газе по длине газопровода в конечный момент времени для эквивалентного стационарного режима

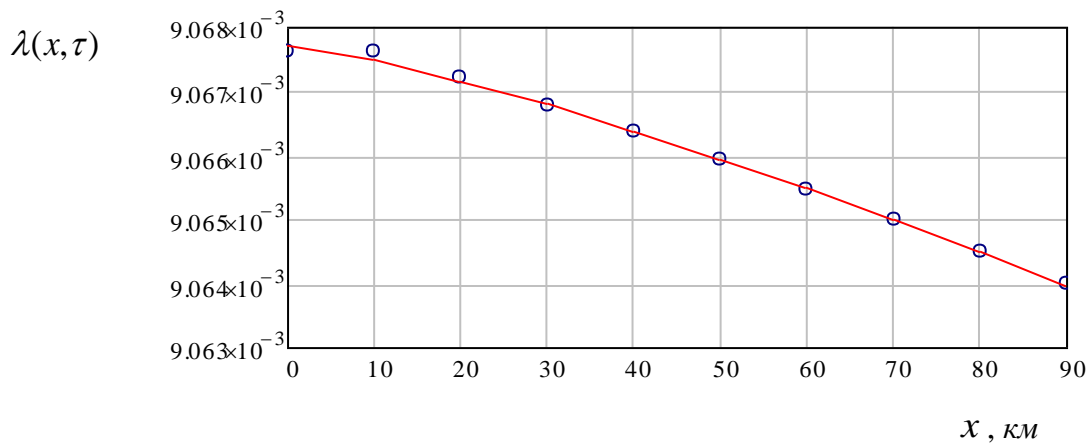


Рисунок 6. График коэффициента гидравлического сопротивления по длине газопровода в конечный момент времени для эквивалентного стационарного режима

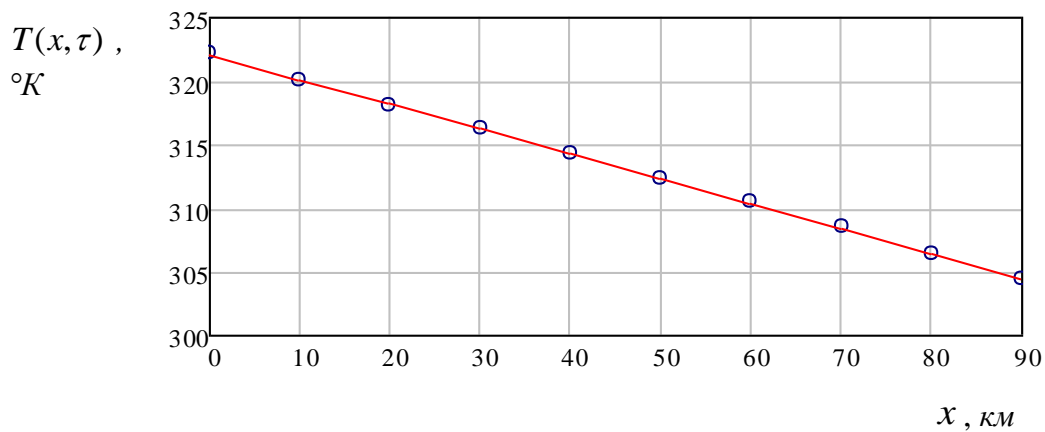


Рисунок 7. График температуры газа по длине газопровода в конечный момент времени для эквивалентного стационарного режима

Графики на рисунках 3 – 7 представляют собой отмеченные точками результаты расчета соответствующих параметров для дискретного ряда значений длины газопровода x в диапазоне от 0 до L , а так же графики аппроксимирующих функций, которые их приближенно описывают. Для рассматриваемого случая эти аппроксимирующие функции имеют вид:

$$p(x, \tau) = -0,017 \cdot x^{1,173} + 7,449 \quad (5)$$

$$v(x, \tau) = 1,355 \cdot 10^{-3} \cdot x^{1,947} + 13,979 \quad (6)$$

$$c(x, \tau) = -0,297 \cdot x^{0,725} + 387,967 \quad (7)$$

$$\lambda(x, \tau) = -1,169 \cdot 10^{-8} \cdot x^{1,281} + 9,068 \cdot 10^{-3} \quad (8)$$

$$T(x, \tau) = -0,191 \cdot x^{1,005} + 322,064 \quad (9)$$

Аналогичным образом получен график давления газа по длине газопровода в начальный момент времени для эквивалентного стационарного режима, представленный на рисунке 8.

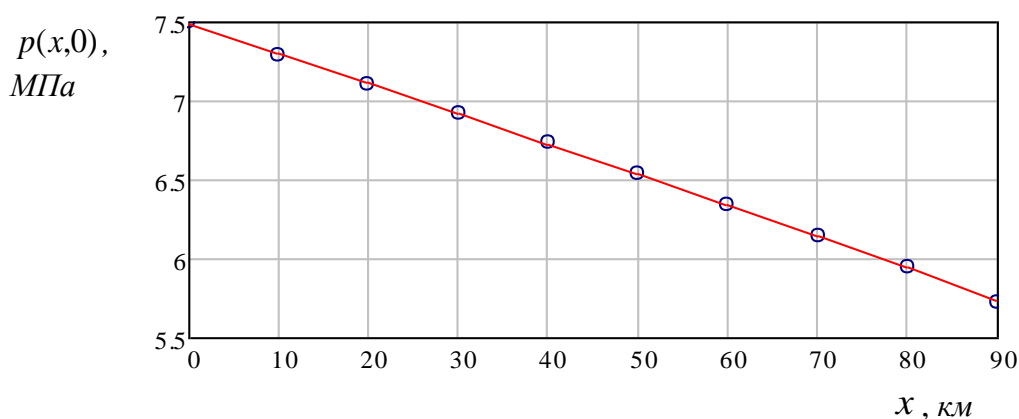


Рисунок 8. График давления газа по длине газопровода в начальный момент времени для эквивалентного стационарного режима

График на рисунке 8 приближенно описывает аппроксимирующая функция:

$$p(x, 0) = -0,017 \cdot x^{1,031} + 7,484 . \quad (10)$$

Данная зависимость потребуется для задания начального условия Дирихле по времени при решении нестационарной задачи.

Относительные отличия величин параметров в начале и в конце газопровода следующие. Для скорости движения газа $v(x, \tau)$ составляет

+69,563%, коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda(x, \tau)$ $-0,041\%$, скорости звука $c(x, \tau)$ $-2,002\%$.

Изменения коэффициента гидравлического сопротивления по длине газопровода невелики ввиду постоянства диаметра газопровода в рассматриваемом примере. Изменения скорости звука существенны, и поэтому требуют учета.

Ввиду этого можно предложить следующий вариант уравнений (3) и (4) для расчета нестационарного режима.

Ввести вспомогательную функцию, которая учитывает изменения скорости движения газа v , коэффициента гидравлического сопротивления λ , скорости звука c и диаметра d по длине трубопровода x :

$$f(x, t) = \frac{d(x) \cdot (c(x, t))^2}{\lambda(x, t) \cdot v(x, t)} \quad (11)$$

Уравнение, описывающее нестационарный режим работы газопровода, в случае применения функции (11) преобразуется к виду:

$$\frac{\partial p^2}{\partial t} = f(x, t) \cdot \frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} \quad (12)$$

Для рассматриваемого примера для эквивалентного стационарного режима в конечный момент времени график вспомогательной функции, рассчитанной по формуле (12) с использованием соотношений (6) – (8) представлен на рисунке 9.

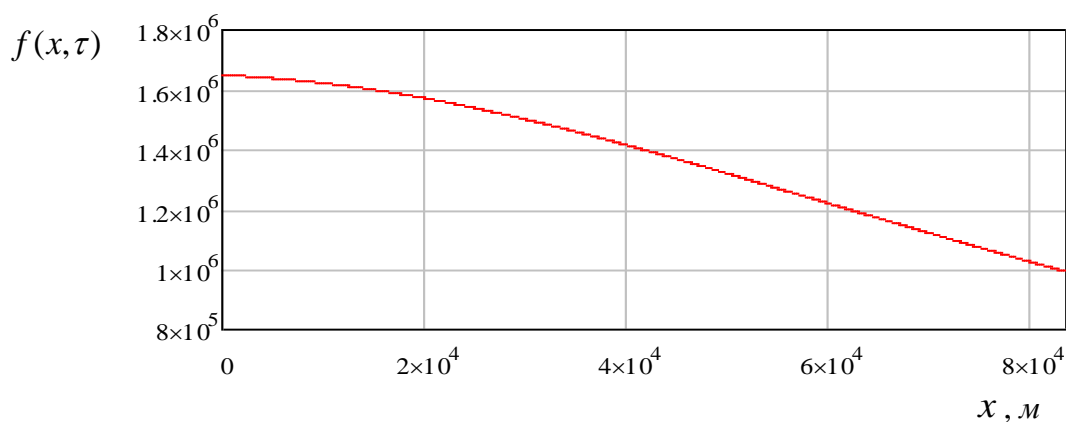


Рисунок 9. График вспомогательной функции по длине газопровода в конечный момент времени для эквивалентного стационарного режима

Был проведен расчет нестационарного режима в первом приближении.

В основе этого расчета использовались формулы (11) и (12), а так же начальное условие Дирихле по времени $p(x,0)$ (формула 10), граничные условия Дирихле по координате $p_H(t) \cdot 10^6 \text{ Па}$ и $(p_K(t) - \Delta p_{\text{высот}}(L)) \cdot 10^6 \text{ Па}$, где поправка $\Delta p_{\text{высот}}(L)$ на высоту положения газопровода, в заданную зависимость абсолютного давления в конце газопровода по времени определяется по следующей формуле, Па:

$$\Delta p_{\text{высот}}(x) = \rho(x) \cdot g \cdot h(x) , \quad (13)$$

где плотность газа по длине газопровода $\rho(x)$ на данном этапе расчета принимается из проведенного ранее расчета эквивалентного стационарного режима в момент времени T .

Для получения решения, учитывающего высоту положения газопровода, к результату расчета в первом приближении функции $p(x,t)$ прибавляется поправка $\Delta p_{\text{высот}}(x)$, определенная по формуле (13).

При подготовке к расчету во втором приближении нужно определить новые зависимости изменений скорости движения газа v , коэффициента гидравлического сопротивления λ , скорости звука c по длине трубопровода x с учетом полученной в первом приближении функции $p(x,t)$.

Для этого производится расчет с применением формул из уже упомянутого документа [8], но с таким отличием, что все переменные во всех указанных формулах в этот раз являются функциями и координаты x и времени t .

Однако, на данном этапе, в отличие от предыдущего, осуществляется ряд дополнительных расчетов, показанных далее. Эти дополнительные расчеты связаны с учетом выхода газа из аккумулялированных объемов в газопроводе при протекании нестационарного процесса, который оказывает влияние на общий расход газа, и как следствие, на скорость газа.

Масса газа в газопроводе, кг:

$$m(x,t) = \int_0^x \rho(x,t) \cdot F(x) dx \quad (14)$$

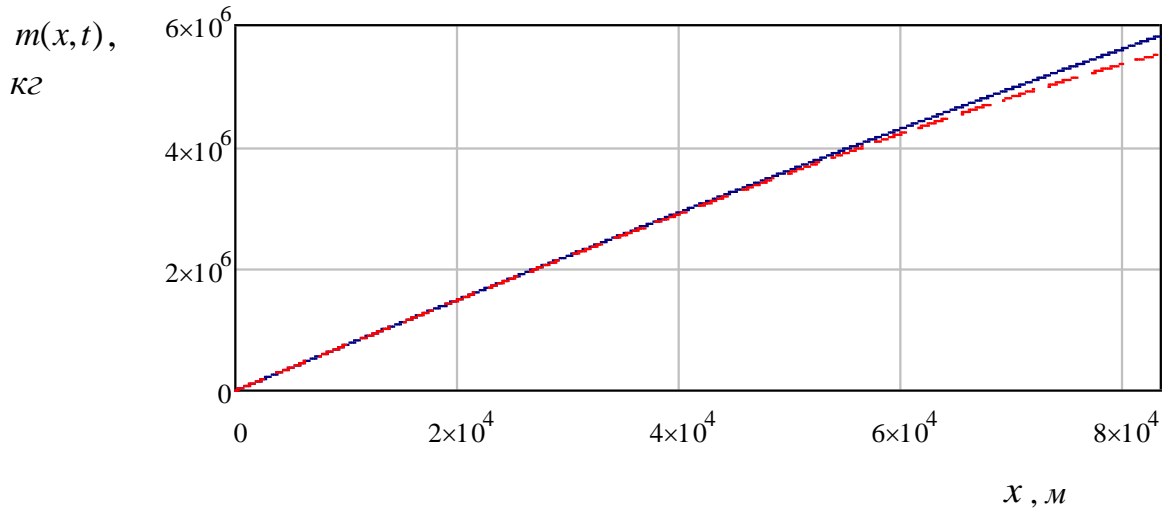


Рисунок 10. Графики массы газа по длине газопровода в начальный момент времени (сплошная линия) и в конечный момент времени (прерывистая линия)

Объемный расход газа, аккумулированного в газопроводе, млн н.м³/сутки:

$$Q_{\text{аккум.}}(x,t) = \frac{24 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 10^{-6}}{\rho_{\text{нп}}} \cdot \frac{\partial m(x,t)}{\partial t} \quad (15)$$

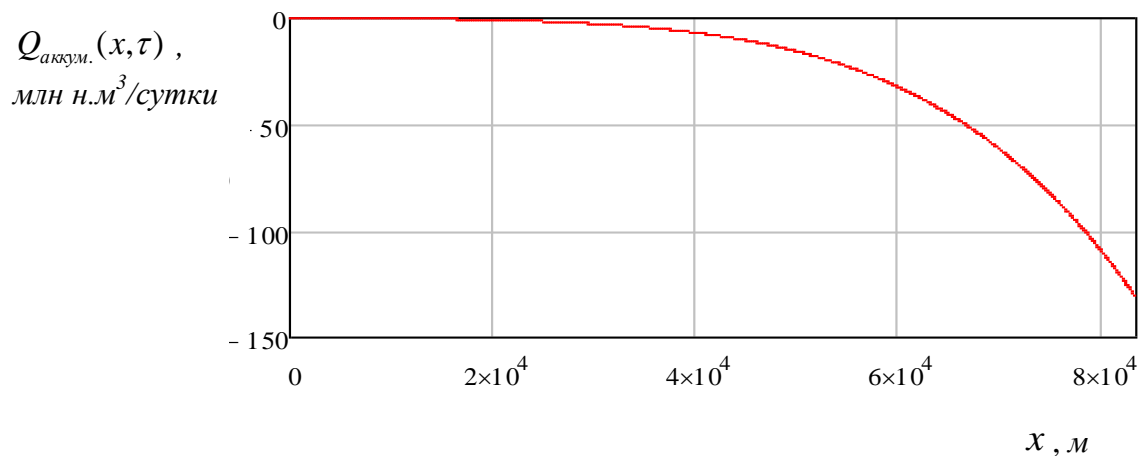


Рисунок 11. График объемного расхода газа, аккумулированного в газопроводе в конечный момент времени

Коммерческий расход газа по газопроводу, млн н.м³/сут:

$$Q(x,t) = Q_{H0} - Q_{аккум.}(x,t), \quad (16)$$

где Q_{H0} – коммерческий расход газа на входе в газопровод в начальный момент времени, определяемый из расчета эквивалентного стационарного режима, млн н.м³/сутки.

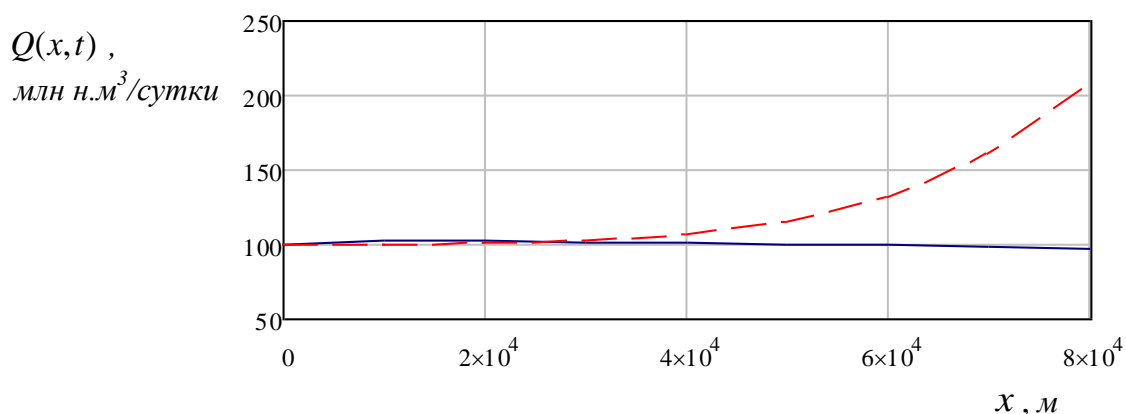


Рисунок 12. График расхода газа по длине газопровода в начальный момент времени (сплошная линия) и в конечный момент времени (прерывистая линия)

Массовый расход газа в газопроводе, кг/сек:

$$Qm(x,t) = \frac{Q(x,t) \cdot 10^6}{24 \cdot 60 \cdot 60} \cdot \rho_{г\text{у}} \quad (17)$$

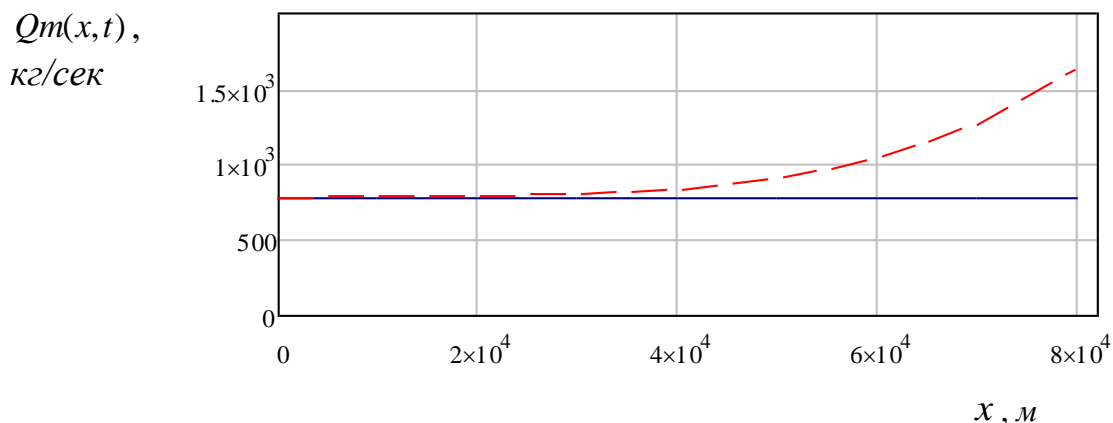


Рисунок 13. Графики массового расхода газа по длине газопровода в начальный момент времени (сплошная линия) и в конечный момент времени (прерывистая линия)

Скорость движения газа по газопроводу, м/сек:

$$v(x,t) = \frac{Qm(x,t)}{F \cdot \rho(x,t)} \quad (18)$$

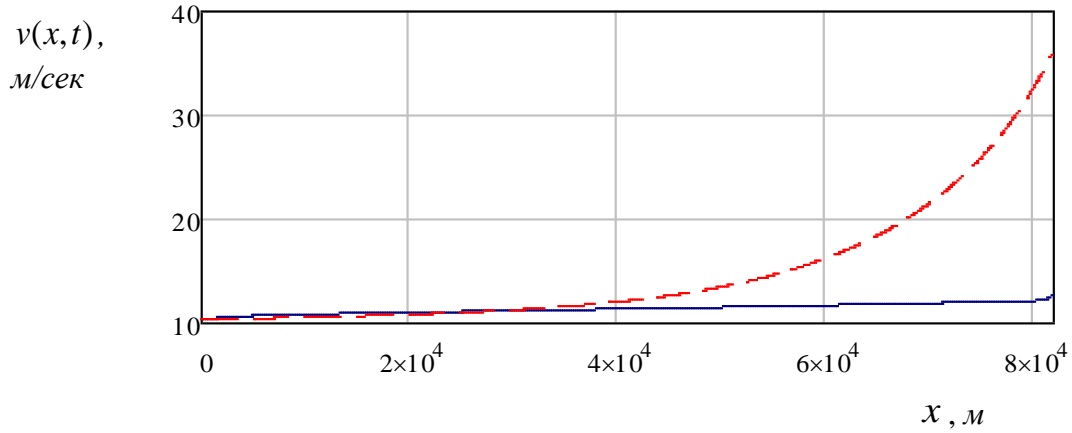


Рисунок 14. График скорости газа по длине газопровода в начальный момент времени (сплошная линия) и в конечный момент времени (прерывистая линия)

Скорость звука в газе по газопроводу, м/сек:

$$c(x,t) = \sqrt{Z(x,t) \cdot R \cdot T(x,t)} \quad (19)$$

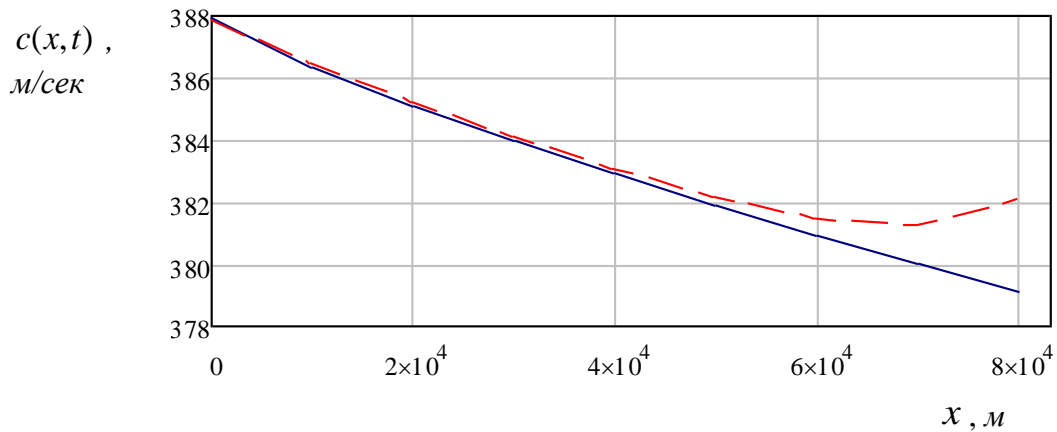


Рисунок 15. График скорости звука в газе по длине газопровода в начальный момент времени (сплошная линия) и в конечный момент времени (прерывистая линия)

Коэффициент гидравлического сопротивления трению, рассчитываемый по формулам из [8].

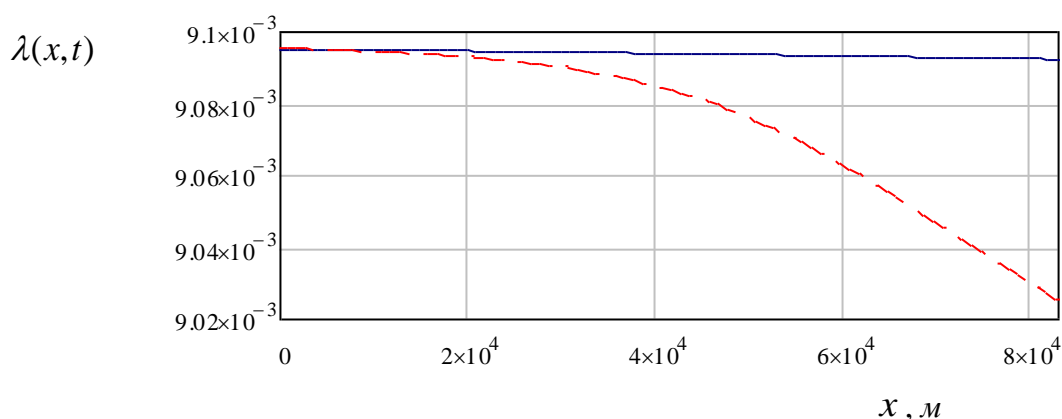


Рисунок 16. График коэффициента гидравлического сопротивления по длине газопровода в начальный момент времени (сплошная линия) и в конечный момент времени (прерывистая линия)

Вспомогательная функция дифференциального уравнения для второго приближения расчета нестационарного процесса определяется по формуле (11) с подстановкой в нее уже показанных выше результатов расчета зависимостей скорости движения газа v , коэффициента гидравлического сопротивления λ и скорости звука c по длине трубопровода x .

Графики вспомогательной функции по длине газопровода в конечный момент времени для сравнения в первом приближении и во втором приближении показаны на рисунке 17.

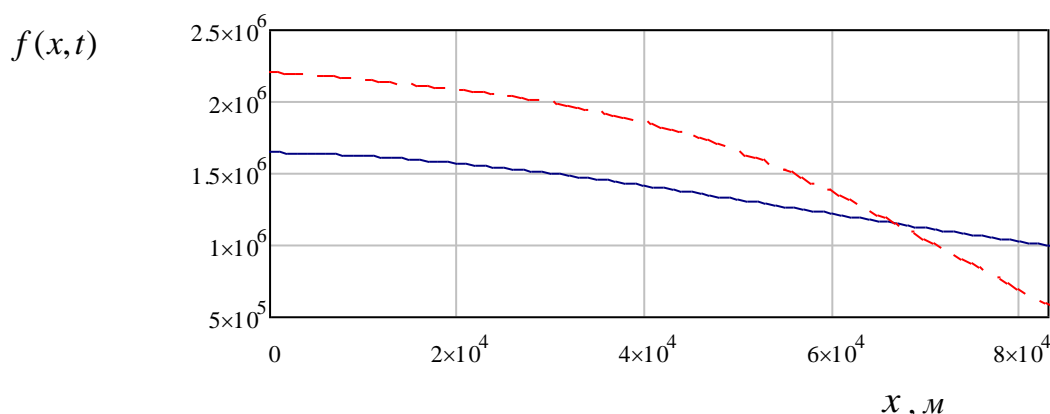


Рисунок 17. График вспомогательной функции дифференциального уравнения для расчета нестационарного режима по длине газопровода в конечный момент времени в первом приближении (сплошная линия) и во втором приближении (прерывистая линия)

Результаты расчета нестационарного режима во втором приближении представлены на рисунке 18 в виде двухмерного графика с разверткой по времени с шагом $0,1 \cdot \tau = 0,1 \cdot 300 = 30 \text{ сек}$, а на рисунке 19 в виде трехмерного графика.

Расчет производился полностью аналогично уже описанному выше расчету в первом приближении, только использовалась определенная для второго этапа вспомогательная функция дифференциального уравнения.

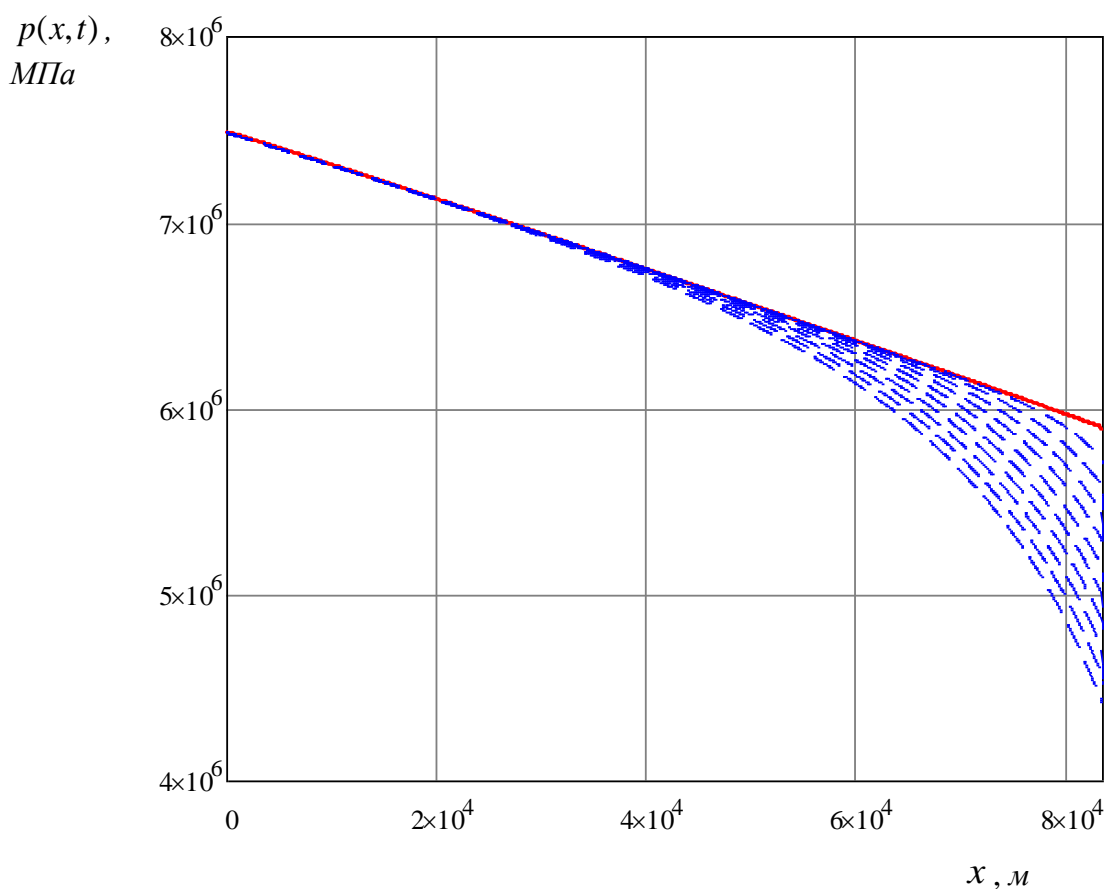


Рисунок 18. Графики давления газа по длине газопровода для нестационарного режима по результатам расчета во втором приближении с разверткой по времени. Сплошная линия – в начальный момент времени, прерывистые линии – в следующие моменты времени с шагом 30 сек

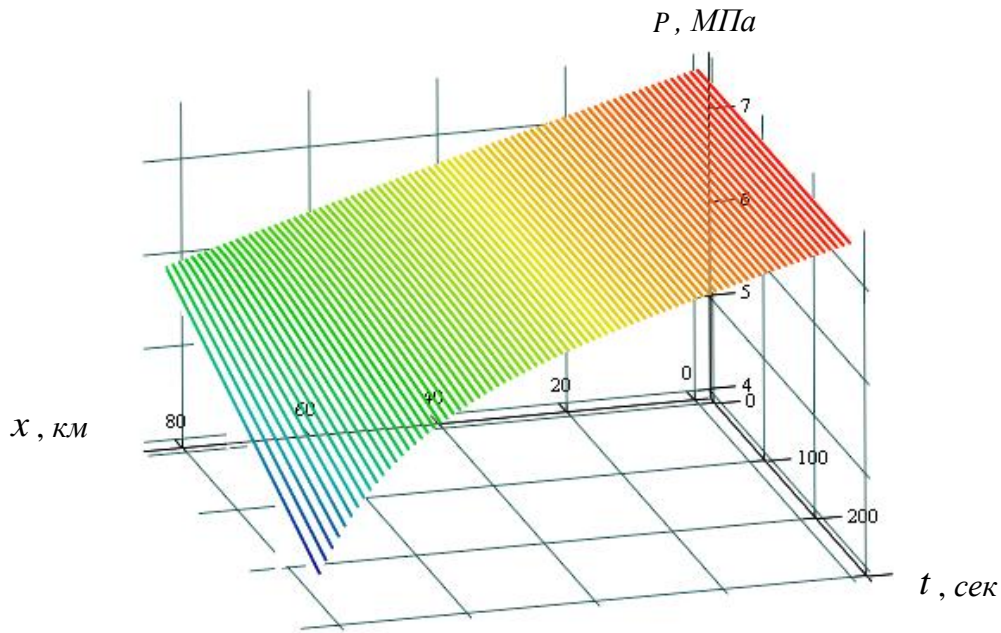


Рисунок 19. Зависимость давления газа по длине газопровода во времени для нестационарного режима по результатам расчета во втором приближении

Для их сравнения на рисунке 20 показаны графики давления газа по результатам расчета нестационарного режима по длине газопровода в конечный момент времени τ в первом приближении, во втором приближении, и для эквивалентного стационарного режима.

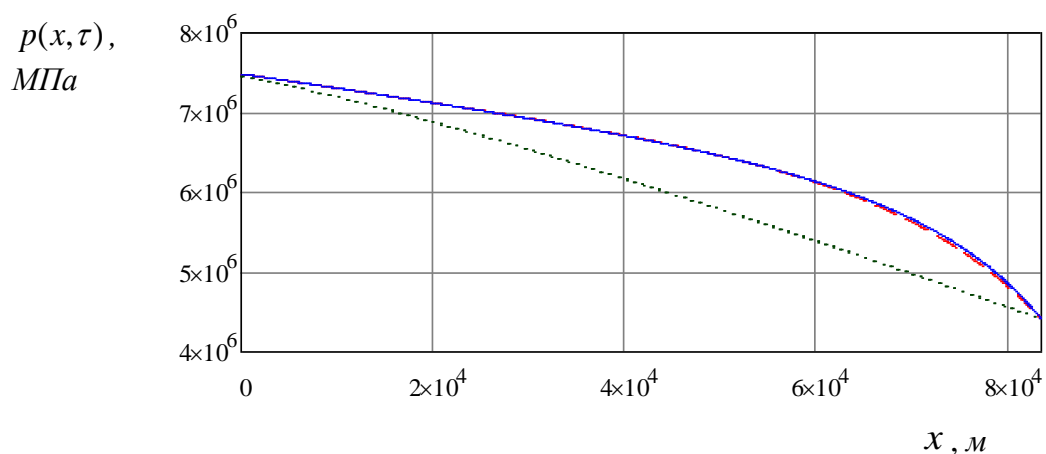


Рисунок 20. Графики давления газа по результатам расчета нестационарного режима по длине газопровода в конечный момент времени во втором приближении (сплошная линия), в первом приближении (прерывистая линия), и для эквивалентного стационарного режима (пунктирная линия)

Сравнение показанных на рисунке 20 графиков давления, мало дает для оценки отличий результатов рассматриваемых этапов расчета.

Сравнение результатов расчета эквивалентного стационарного режима и нестационарного режима в первом и втором приближениях будет неполным без рассмотрения различий между расчетными величинами потерь энергии сжатия газа в газопроводе.

Именно потеря энергии сжатия газа в газопроводе, при решении конкретной поставленной задачи по транспорту газа, определяет основную часть затрат энергоносителей на компрессорной станции, и поэтому она является ключевым показателем и при оценке режима работы газотранспортного узла, и при выборе наиболее экономически целесообразного варианта режима.

Для расчетов величины обратимой удельной работы политропного сжатия природного газа используется формула [7]:

$$\omega_{1-2} = \frac{p_1 v_1 + p_2 v_2}{2} \ln \frac{p_2}{p_1}, \quad (20)$$

где ω_{1-2} – изменение обратимой удельной работы политропного сжатия при переходе из состояния 1 в состояние 2, Дж/кг; p_1, p_2 – абсолютное давление в состоянии 1 и 2, Па; $p_1 v_1, p_2 v_2$ – потенциальная функция в состоянии 1 и 2, Дж/кг.

Потенциальная функция природного газа вычисляется с применением расчетного соотношения, представленного в [4]:

$$pv = -180900 + 25030 \cdot T^{0.5} - 4,175 \cdot 10^{-2} \cdot p + 1,224 \cdot 10^{-2} \cdot T^{0.205} \cdot p - 2391 \cdot T^{0.65} \cdot r_{мет.}^{-2.05}. \quad (21)$$

где T – температура, °K; p – абсолютное давление, Па; $r_{мет.}$ – молярная концентрация метана в долях единицы.

Сравнение результатов расчетов по формулам (20) и (21) для разных приближений в конечный момент времени τ представлено на рисунке 21.

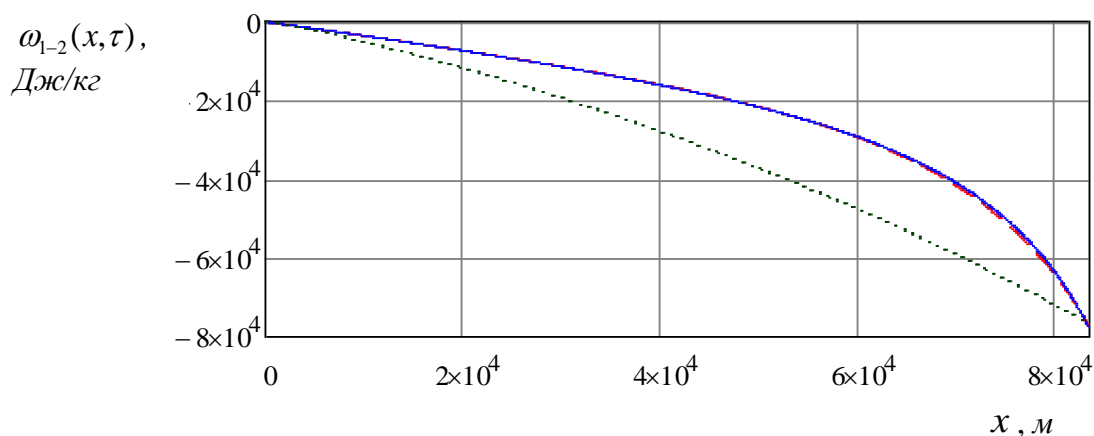


Рисунок 21. Графики изменений обратимой удельной работы политропного сжатия природного газа по длине газопровода в конечный момент времени для эквивалентного стационарного режима (пунктирная линия), для нестационарного режима в первом приближении (прерывистая линия) и для нестационарного режима во втором приближении (сплошная линия)

Затраты мощности соответствуют изменениям обратимой удельной работы политропного сжатия по газопроводу и массовому расходу газа, Вт:

$$N(x, t) = \int_0^x \frac{\partial \omega_{1-2}(x, t)}{\partial x} \cdot Qm(x, t) dx \quad (22)$$

Сравнение результатов расчетов по формуле (22) для разных приближений в конечный момент времени τ представлено на рисунке 22. По графикам видно существенное отличие затрат мощности на транспортировку газа в целом по газопроводу для второго этапа, в отличие от предыдущих этапов.

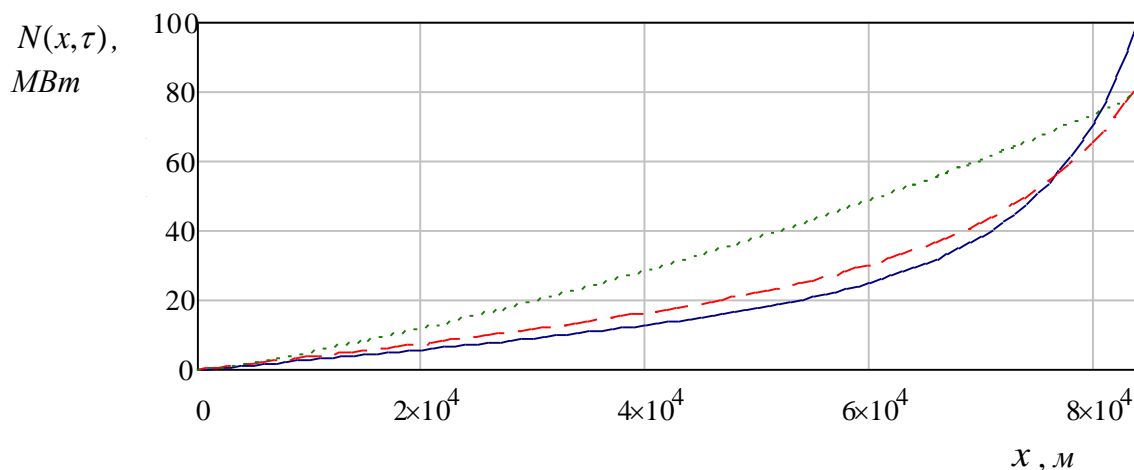


Рисунок 22. Графики затрат мощности по длине газопровода в конечный момент времени для эквивалентного стационарного режима (пунктирная линия), для нестационарного режима в первом приближении (прерывистая линия) и для нестационарного режима во втором приближении (сплошная линия)

Затраты мощности в конце газопровода эквивалентного стационарного режима составили 78,842 МВт, для первого этапа расчета – 79,735 МВт, а для второго этапа расчета – 96,829 МВт.

Величина мощности по второму этапу расчета составила 122,8% от величины мощности для эквивалентного стационарного режима. Соответственно, погрешность вычислений при использовании стационарной модели к расчету нестационарного режима значительна, и составляет для рассматриваемого случая 22,8%, что подтверждает необходимость разработки и практического использования нестационарной модели.

Величина мощности по второму этапу расчета составила 121,4% от величины мощности для первого этапа. Этот факт объясняется не отличиями изменений удельной работы сжатия (разница не велика – см. рисунок 21), а тем, что во втором приближении, в отличие от первого, учитывался выход газа в процессе снижения аккумулированных в газопроводе объемов. В этом отношении последующие приближения не будут существенно отличаться от второго.

Действительно, дальнейшие расчеты показали, что проведение расчетов третьего и последующих приближений нецелесообразно, ввиду пренебрежимо малых отличий результатов по сравнению со вторым приближением, составляющих менее 0,2%, и сопоставимых со счетными погрешностями используемых программных средств.

Таким образом, существуют достаточные основания принимать результаты второго приближения искомым окончательным результатом расчета.

Было проведено определение погрешности предложенного метода в исчерпывающе большом диапазоне уровня нестационарности процесса. Погрешность рассматриваемого метода решения нестационарной модели находится в пределах 1%.

Также был разработан порядок разграничения режимных зон применения нестационарной и стационарной моделей. Была проверена применимость предложенного метода ко всем возможным вариантам нестационарного режима работы газопровода.

Последние указанные аспекты будут освещены в других публикациях, посвященных данной работе.

Выводы

1. Показана необходимость учета теплообмена при расчете реально действующего газопровода. На конкретном примере показано, что если не учитывать теплообмен, то из-за этого дополнительная погрешность в расчетах затрат удельной обратимой работы сжатия по газопроводу может составить 7,7%.

2. Так как известные методы решения системы уравнений, описывающей нестационарный режим работы газопровода, не учитывают теплообмен, а также воздействие силы тяжести, сделан вывод о необходимости разработки метода, учитывающего оба эти фактора.

3. В качестве исходного, выбран известный «способ с переменными коэффициентами», используемый для приближенного решения системы уравнений, описывающей движение газа по трубопроводу, и отличающийся в лучшую сторону тем, что учитывает переменность параметров. Однако этот способ, как и другие, не учитывает теплообмен и влияние силы тяжести. Для решения этой проблемы предложено использовать переменность параметров «способа с переменными коэффициентами» для внедрения в него учета указанных факторов. При этом непосредственно сам процесс теплообмена и ряд других необходимых параметров, например, коэффициент гидравлического сопротивления, рассчитывается с помощью системы соотношений, широко известной в расчетах стационарных режимов.

4. Ввиду обнаруженной при расчетах существенной изменчивости скорости звука по длине трубопровода, введено дополнение в структуру вспомогательной функции используемого «способа с переменными коэффициентами», которое учитывает изменения по длине трубопровода этого параметра.

5. Применение предложенного метода показано на расчете конкретного примера, заданные скорости изменения параметров в котором, в целях изучения всех деталей процесса, несколько превышают показатели нестационарности, наблюдаемые при обычной работе газотранспортной системы.

6. Предложенный метод имеет поэтапную структуру. В первом приближении производится расчет нестационарного процесса, при котором в качестве некоторых требующихся граничных условий и исходных данных выступают результаты расчета эквивалентного стационарного режима. Во втором приближении производится повторный расчет нестационарного процесса, в котором используются результаты расчета в предыдущем приближении, и так далее.

7. Выявлена практическая достаточность двух приближений в предлагаемом методе расчета.

8. Для всех рассчитываемых параметров приведены расчетные соотношения, а результаты расчета, применительно к рассматриваемому примеру, представлены численно или графически в сравнении для разных этапов расчета.

9. Представлены применимые для нестационарного процесса соотношения для вычисления затрат мощности, которые необходимы для оценки энергетической эффективности применяемых режимных решений и их оптимизации, которые являются ключевыми задачами исследования.

10. Проведено сравнение результатов вычислений затрат работы на транспортировку газа при использовании стационарной модели и нестационарной модели к расчету нестационарного режима. Разница значительна, и составляет для рассматриваемого случая 22,8%, что подтверждает необходимость разработки и дальнейшего использования нестационарной модели.

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. «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. Справочное 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 prirodnikh 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 truboprovodnyye sistemy/ V.V. Grachev, M.A. [i dr.]. M.: Nedra, 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 nefiti 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 Teplotekhnicheskiye 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.

A.G. Vanchin, the Chief Engineer of Branch of Open Company “Gazprom transgas Moscow” “Kursk Department of Gas Main”, the Doctoral Candidate of Thermodynamics and Thermal Engines Chair of the Russian State University of Oil and Gas of a Name of I.M. Gubkin.

e-mail: alex_vanchin@mail.ru