

УДК 622.691.4.052

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПРИМЕНЕНИЯ СТАЦИОНАРНОЙ
И НЕСТАЦИОНАРНОЙ МОДЕЛЕЙ РАБОТЫ ГАЗОПРОВОДА**

**DELIMITATION OF APPLICATION OF STATIONARY
AND NON-STATIONARY MODELS OF THE GAS PIPELINE
OPERATION**

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
e-mail: alex_vanchin@mail.ru

Аннотация. В работе предложен способ определения границ предпочтительного применения стационарной модели, и модели, описывающей нестационарный процесс работы газопровода.

Научно обоснованный выбор расчетной модели является ключевым вопросом при расчетах газопроводов.

Практическая необходимость такого разграничения так же состоит в том, что имеет смысл использовать более простую стационарную модель, если изменчивость параметров не велика, и не повлечет недопустимых погрешностей.

Конкретными моделями, на которых продемонстрирован данный способ, являются следующие: стандартный расчет стационарного режима работы газопровода, изложенный, например, в нормах проектирования и расчет общеизвестной 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. Указанная доработка подробно освещена в другой публикации автора.

В предложенном способе разграничения областей применения стационарной и нестационарной моделей гидравлического расчета газопровода используется сопоставление результатов расчета обеих моделей по одним и тем же режимным данным.

Результаты расчета обеих моделей сопоставляются по величинам вычисленных потерь энергии сжатия газа в газопроводе. Выбор для сравнения именно этого параметра обусловлен тем, что при решении конкретной поставленной задачи по транспорту газа, именно величина потерь энергии сжатия газа в газопроводе определяет основную часть затрат энергоносителей на компрессорной станции, и поэтому она является ключевым показателем и при оценке режима работы газотранспортной системы, и при выборе наиболее экономически целесообразного варианта режима работы.

Суть определения искомой границы состоит в том, что в ее окрестностях различия результатов расчета по обоим методам, подвергающимся разграничению, сопоставимы с погрешностями самих этих методов.

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 the work offers the way of delimitation of preferable application of a stationary model, and the model which describes non-stationary process of the gas pipeline operation.

Scientifically reasonable choice of a settlement model is the key question for the gas pipelines calculation.

The importance of such differentiation in practice is that it makes sense to use simpler stationary model if variability of parameters is not big and doesn't entail inadmissible errors.

The author of the work shows this way on concrete models: standard calculation of a stationary operating mode of the gas pipeline, offered, for example, in norms of design and the calculation of the well-known system of the equations which describes non-stationary process by "the way with variable coefficients". This way of calculation was significantly modified by the author for the accounting of the heat exchange, and also, for gravity influence. The specified adjustment is described in detail in the other publication of the author.

In the offered way of differentiation of scopes of stationary and non-stationary models of the gas pipeline hydraulic calculation, the comparison of results of calculation of both models according to the same regime data is used.

Results of calculation of both models have to be compared in sizes of the calculated losses of energy of gas compression in the gas pipeline. The choice, for example, of this parameter is caused by that in the solution of the specific objective concerning the gas transport, the size of losses of energy of gas compression in the gas pipeline defines the main part of expenses of energy carriers at the compressor station. Therefore it is the key indicator in an assessment of an operating mode of the gas transmission system and in the choice of the most economically expedient option of an operating mode.

The essence of definition of the required border consists in that the distinctions of results of calculation for both methods which are exposed to differentiation, are comparable to errors of these methods.

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

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.

Общее описание применяемых моделей газопровода

Расчет стационарного режима работы газопровода в полном объеме описан в [8], и будет использован в данном исследовании без существенных изменений.

Нестационарная модель требует более детального рассмотрения.

Далее, 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, *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].

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, *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 системы уравнений (1) для следующих условий:

- одномерного изотермического 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 «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.

Подробное рассмотрение способа определения границ предпочтительного применения стационарной модели, и модели, описывающей нестационарный процесс работы газопровода

Расчет по нестационарной модели состоит из существенно большего количества вычислений, по сравнению со стационарной моделью, и в случае применения ее к сложным системам газопроводов, общий расчет может оказаться громоздким.

Имеет смысл использовать более простую стационарную модель, если изменчивость параметров не велика, и не повлечет недопустимых погрешностей.

В связи с этим, существует необходимость разграничения зон применения нестационарной и стационарной моделей.

Рассмотрим более подробно предлагаемый способ разграничения моделей 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	$p_{H.0}$	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	°C
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	ρ_{ny}	0,678	кг/м ³
Относительная плотность газа по воздуху	$\Delta = \frac{\rho_{ny}}{1,20451}$	0,563	безразмерный

Параметр	Обозначение, формула	Величина	Размерность
Эквивалентная шероховатость трубы (без внутреннего гладкостного покрытия 0.030, с внутренним гладкостным покрытием 0.010)	$K_{эи}$	0,030	<i>безразмерный</i>
Температура грунта	t_0	8	$^{\circ}\text{C}$
Температура грунта	$T_0 = t_0 + 273,15$	281,15	$^{\circ}\text{K}$
Коэффициент теплопроводности снега (свежевывапавший – 0.1, уплотненный – 0.35, тающий – 0.64)	$\lambda_{сн}$	0,35	$\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$
Коэффициент теплопроводности изоляции	$\lambda_{из}$	1,2	$\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$
Коэффициент теплопроводности грунта (СНИП 2.02.04)	$\lambda_{гр}$	1,8	$\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$
Глубина заложения трубопровода от оси до поверхности грунта	h_0	3	м
Толщина снежного покрова	$\delta_{сн}$	0	м
Скорость ветра	$v_в$	5	$\text{м}/\text{с}$
Молярная масса газа	M	16	$\text{кг}/\text{кмоль}$
Газовая постоянная	$R = \frac{2927}{\Delta \cdot 10.177}$	510,956	$\text{Дж}/(\text{кг}\cdot^{\circ}\text{К})$
Доля метана в газе	$r_{мет}$	0,98	<i>безразмерный</i>

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.

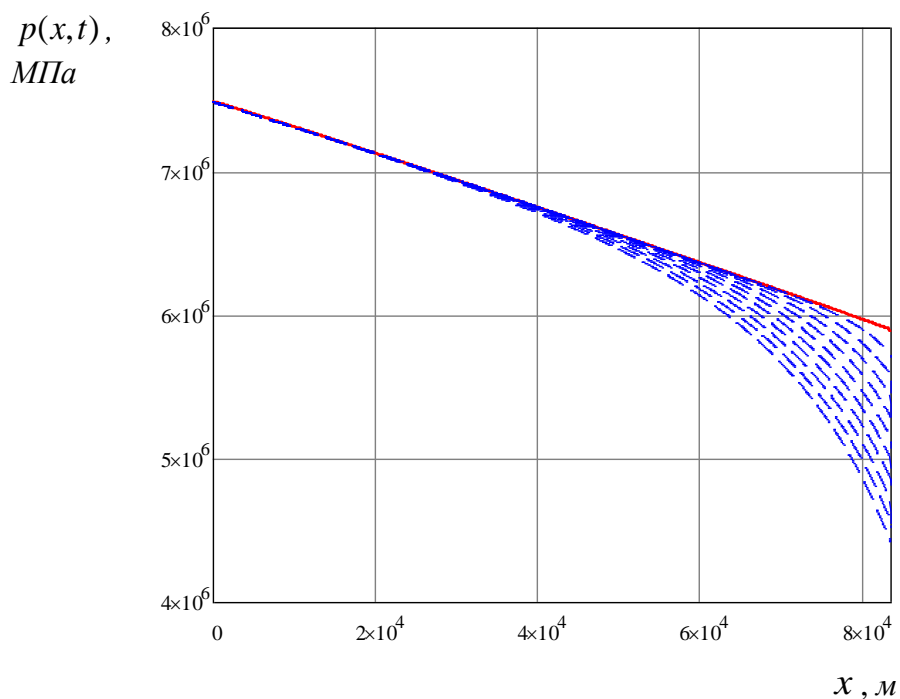


Рисунок 1. Графики давления газа по длине газопровода для нестационарного режима по результатам расчета с разверткой по времени. Сплошная линия – в начальный момент времени, прерывистые линии – в следующие моменты времени с шагом 30 с

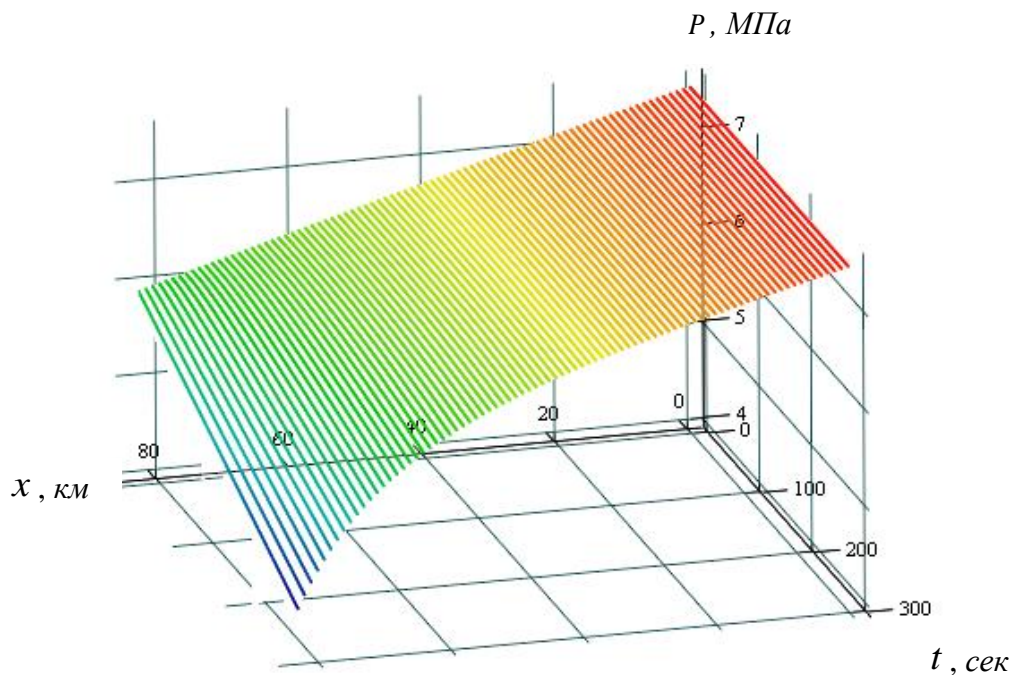


Рисунок 2. Зависимость давления газа по длине газопровода во времени для нестационарного режима по результатам расчета

Поиск границы предпочтительного применения двух рассматриваемых моделей будет происходить на основе сравнения результатов расчета с применением нестационарной модели и стационарной модели, рассчитанной для гидравлически эквивалентного стационарного режима. 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.

На рисунке 3 показаны графики давления газа по длине газопровода в конечный момент времени τ по результатам расчета нестационарного режима и для эквивалентного стационарного режима.

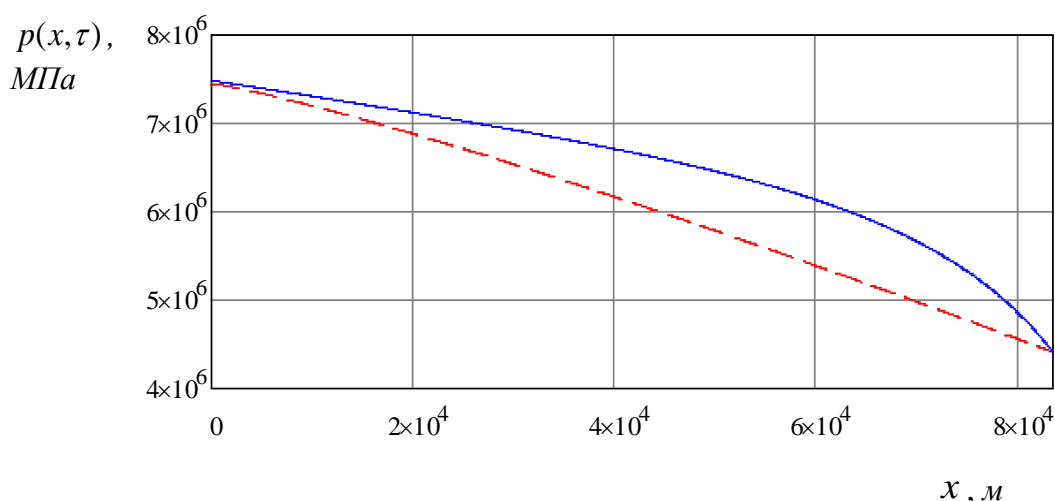


Рисунок 3. Графики давления газа по результатам расчета нестационарного режима по длине газопровода в конечный момент времени (сплошная линия) и для эквивалентного стационарного режима (пунктирная линия)

Сравнение показанных на рисунке 3 графиков давления мало дает для оценки отличий результатов расчета сравниваемых методов.

Сравнение результатов расчета эквивалентного стационарного режима и нестационарного режима 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 газотранспортной системы, и при выборе наиболее экономически целесообразного варианта режима.

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

$$\omega_{1-2} = \frac{p_1 v_1 + p_2 v_2}{2} \ln \frac{p_2}{p_1}, \quad (5)$$

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]:

$$pv = -180900 + 25030 \cdot T^{0,5} - 4,175 \cdot 10^{-2} \cdot p + \\ + 1,224 \cdot 10^{-2} \cdot T^{0,205} \cdot p - 2391 \cdot T^{0,65} \cdot r_{мет.}^{-2,05}, \quad (6)$$

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

Сравнение результатов расчетов по формулам (5) и (6) для обеих моделей в конечный момент времени τ представлено на рисунке 4.

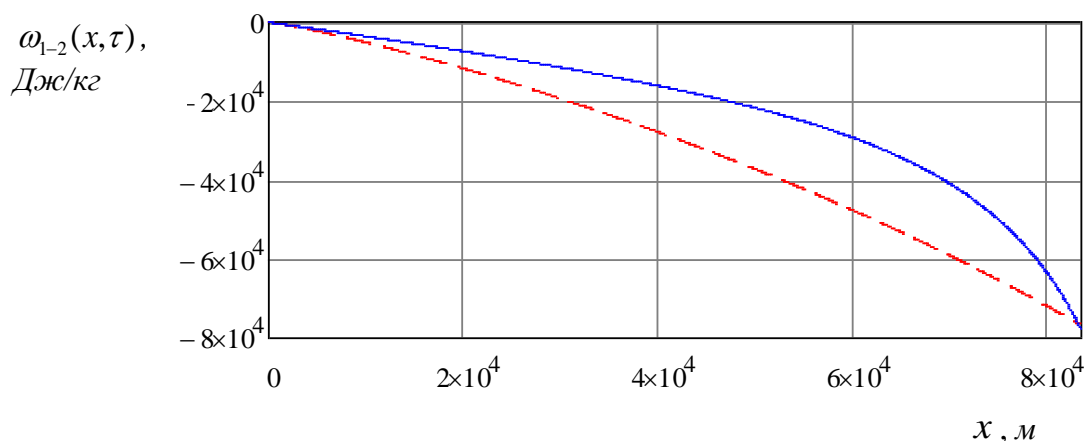


Рисунок 4. Графики изменений обратимой удельной работы политропного сжатия природного газа по длине газопровода в конечный момент времени для нестационарного режима (сплошная линия) и для эквивалентного стационарного режима (прерывистая линия)

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

$$N(x, t) = \int_0^x \frac{\partial \omega_{1-2}(x, t)}{\partial x} \cdot Qm(x, t) dx \quad (7)$$

Сравнение результатов расчетов по формуле (7) для обеих моделей в конечный момент времени τ представлено на рисунке 5. По графикам видно существенное отличие затрат мощности на транспортировку газа в целом по газопроводу для рассматриваемых моделей.

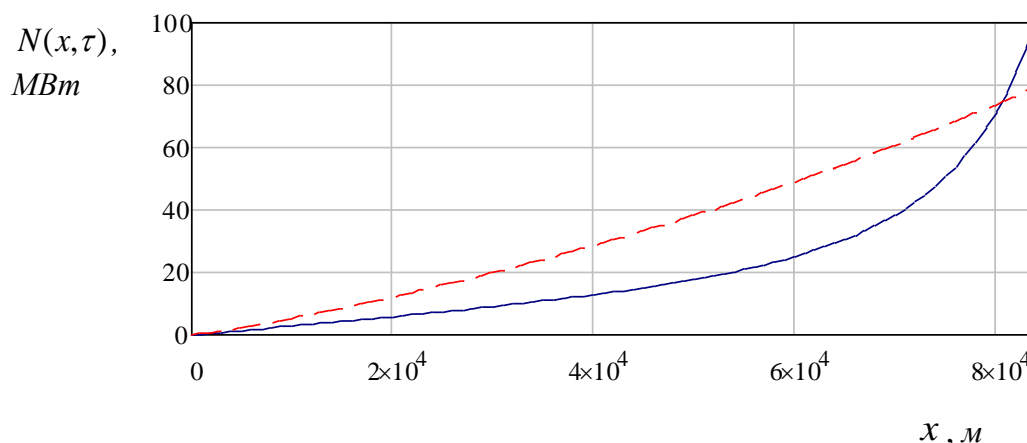


Рисунок 5. Графики затрат мощности по длине газопровода в конечный момент времени для нестационарного режима (сплошная линия) и для эквивалентного стационарного режима (прерывистая линия)

Затраты мощности в конце газопровода эквивалентного стационарного режима составили 78,842 МВт, а для нестационарного режима - 96,829 МВт.

Величина мощности расчета для нестационарного режима 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 использования в данном случае нестационарной модели.

В качестве маркера искомой границы используем разницу между затратами мощности, вычисленными с использованием обеих моделей для разных степеней проявления нестационарности.

Возьмем уже использовавшийся в данном исследовании случай. Все исходные данные оставим прежними, кроме заданной скорости изменения давления в конце газопровода $\Delta p_{K.омн}$. Произведем расчеты для ряда величин этого параметра, начиная с $\Delta p_{K.омн} = -5\%/мин$, и далее снижая степень проявления нестационарности. На рисунке 6 представлены результаты этого расчета.

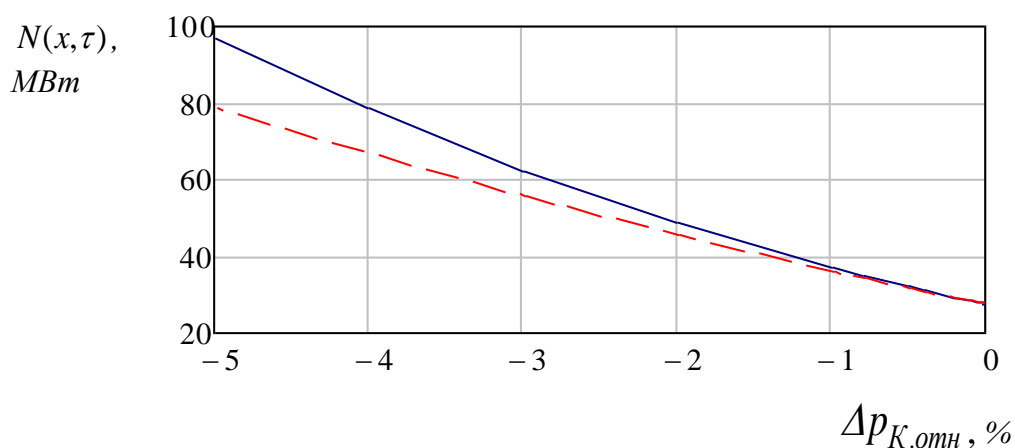


Рисунок 6. Графики зависимостей затрат мощности от заданной величины скорости изменения давления в конце газопровода для эквивалентного стационарного режима (прерывистая линия) и для нестационарного режима (сплошная линия)

Различия затрат мощности, вычисленной с применением нестационарной модели $N_{\text{НЕСТАЦ}}$ и с применением стационарной модели $N_{\text{СТАЦ}}$ можно вычислить в относительном виде в процентах по формуле:

$$\Delta N_{\text{ОТН}} = 100 \cdot \frac{N_{\text{НЕСТАЦ}} - N_{\text{СТАЦ}}}{N_{\text{СТАЦ}}} \quad (8)$$

На рисунке 7 представлены результаты расчета по формуле (8).

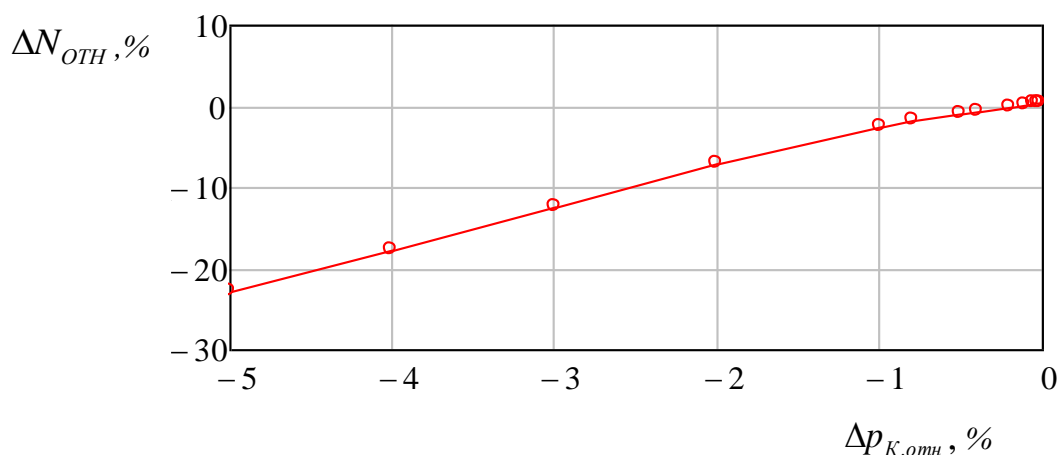


Рисунок 7. График зависимости относительных различий затрат мощности, вычисленной с применением нестационарной модели и с применением стационарной модели от заданной величины скорости изменения давления в конце газопровода

В соответствии с графиком, показанным на рисунке 7, границу применимости нестационарной и стационарной моделей можно условно обозначить в районе $\Delta p_{\text{к.отн}} \approx -0,4\%/мин$, так как при меньших проявлениях нестационарности относительные различия решений по обоим методам сопоставимы со счетными погрешностями самих методов.

Этот вывод можно распространить на большинство случаев магистрального транспорта газа, так как исходные данные соответствуют типичному участку между соседними компрессорными станциями.

В любом случае, для каждого отдельного участка газопровода можно провести подобное исследование по установлению разграничения

режимных зон предпочтительного применения нестационарной и стационарной моделей.

Следует отметить, что в целях более полного выявления всех особенностей изучаемого процесса, в исходных данных рассчитываемого примера задано очень быстрое изменение давления газа 5% в минуту. Такое изменение давления газа возможно при кратковременных процессах, скорее всего, в нештатных ситуациях на газопроводе.

При обычной работе газотранспортной системы, как правило, изменения давления не превышают 0,007% в минуту, а расхода газа 0,06% в минуту. Это обусловлено большой емкостью магистральных газопроводов в сравнении с объемной производительностью газоперекачивающих агрегатов.

Такие изменения давления значительно меньше величины 0,4% в минуту, являющейся определенной в данном исследовании нижней границей предпочтительного применения нестационарной модели. В связи с этими обстоятельствами, значительная часть обычных режимных процессов на магистральных газопроводах подлежит описанию стационарной моделью.

В данном исследовании представлен весь необходимый методологический аппарат для принятия научно обоснованного решения, какую из моделей использовать в каждом конкретном случае.

Выводы

1. Разработан способ разграничения режимных зон применения нестационарной и стационарной моделей.

2. На решении конкретного примера продемонстрировано применение данного способа. При этом было проведено разграничение стандартной модели стационарного режима работы газопровода, и модели нестационарного процесса, решаемой приемом, называемым «способ с переменными коэффициентами».

3. Проведено сравнение вычисленного разграничения зон применения нестационарной и стационарной моделей с обычными режимами работы газотранспортных систем. На основе этого сравнения сделан вывод о предпочтительности применения стационарной модели в большинстве случаев обычной эксплуатации.

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: Учеб. 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 V.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 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 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.

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