

# ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

## ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ И УПРАВЛЯЮЩИЕ СИСТЕМЫ

УДК 681.324

### ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ КОМПРЕССОРНЫМИ СТАНЦИЯМИ ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОКАЧКИ ГАЗА В ГАЗОПРОВОДЕ

*Статья поступила в редакцию 05.04.2021, в окончательном варианте – 28.04.2021.*

**Юрков Николай Кондратьевич**, Пензенский государственный университет, 114056, Российская Федерация, 440026, г. Пенза, ул. Красная, 40

доктор технических наук, профессор, ORCID 0000-0002-2425-3470, e-mail: yurkov\_nk@mail.ru

**Штыков Роман Александрович**, Муромский институт (филиал) Владимирского государственного университета, 602200, Российская Федерация, г. Муром, ул. Орловская, 23,

кандидат технических наук, доцент, ORCID 0000-0002-3763-5339, e-mail: ipmrroman@yandex.ru

В работе выявляются особенностей снижения надежности и состояния безопасности при транспортировке газа по магистральным газопроводам, которые обусловлены изменениями гидродинамических параметров потока и примесных показателей газа в этих газопроводах, установление закономерностей изменения гидравлических и качественных показателей потока газа по трубе, разработка научно обоснованных предложений по созданию надежной и безопасной системы газоснабжения. Результаты экспериментов, доказывают, что многократное повышение концентрации примесей различного характера в различных узлах подачи и прокачки газа обусловлены нарушением гидравлического режима функционирования всей системы. Экспоненциально возрастающие, экспоненциально понижающие, а также линейные законы регулирования расходов подачи газа определили механизмы изменения концентрации примесей различного характера, а также изменения давления в системе газоснабжения по всей длине газопровода. При этом учитывалось, что движение газа по напорным трубопроводам причисляется к квадратичной площади противодействия (автомодельное движение) гидромеханическое макетирование выполняется с употреблением аспекта динамического сходства – аспектом Фруда. Данный критерий характеризует сравнительную величину массы тяжести, он представляется устанавливающим в тех случаях, иногда для движения газа гравитационные моменты играют приметную роль. Принималось во внимание, что движение газа в магистральных газопроводах из-за турбулентности можно описать через квадратичную область сопротивления (модуль расхода и модуль скорости), тогда моделирование гидравлического расчета осуществляется с использованием критерия подобия движения – критерий Фруда. Этот показатель будет учитывать любые воздействия внешних сил, особенно его использование необходимо если при транспортировке газа факторы гравитации играют заметную роль.

**Ключевые слова:** газовая линия, газ, контроль, оптимизация, управление, концентрация

### OPERATIONAL CONTROL OF COMPRESSOR STATIONS TO CHANGE GAS PUMPING IN THE GAS PIPELINE

*The article was received by the editorial board on 05.04.2021, in the final version – 28.04.2021.*

**Yurkov Nikolay K.**, Penza State University, 40 Krasnaya St., Penza, 440026, Russian Federation, Doct. Sci. (Engineering), Professor, ORCID 0000-0002-2425-3470, e-mail: yurkov\_nk@mail.ru

**Shtykov Roman A.**, Murom Institute (branch) of Vladimir State University, 23 Orlovskaya St., Murom, 602200, Russian Federation,

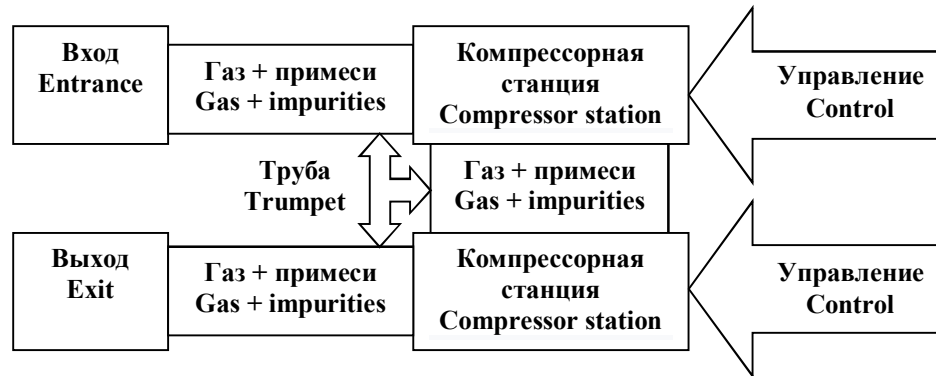
Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, ORCID 0000-0002-3763-5339, e-mail: ipmrroman@yandex.ru

The work reveals the features of the decrease in reliability and the state of safety during gas transportation due to changes in the hydrodynamic parameters of the flow and impurity indicators of gas in pressure gas pipelines, the establishment of regularities in the change in the hydraulic and quality indicators of the gas flow, the development of scientifically substantiated proposals for the creation of a reliable and safe gas supply system. The results of experiments prove that a multiple increase in the concentration of impurities of a different nature in the gas supply units is due to a violation of the hydraulic mode of the system. The exponentially increasing, exponentially decreasing,

as well as linear laws of regulation of gas supply rates determined the mechanisms of changes in the concentration of impurities of various nature, as well as changes in pressure in the gas supply system along the entire length. It was taken into account that the movement of gas in pressure pipelines refers to the quadratic region of resistance (self-similar movement), hydraulic modeling is carried out using the criterion of dynamic similarity – the Froude criterion. This criterion characterizes the relative magnitude of the force of gravity, it is decisive in cases when gravitational factors play a significant role for the movement of gas.

**Keywords:** gas line, gas, control, optimization, control, concentration

**Graphical annotation (Графическая аннотация)**



**Введение.** При разработке модели процесса, необходим наиболее полный учет свойств смеси, так как при наличии сил давления, которое создается компрессорными станциями и сил трения, создаваемые продуктами засорения труб, возникает необходимость произвести гидравлическое моделирование с использованием числа Рейнольдса [1, 7]. В рассматриваемом нами случае, когда продукты засорения внутренней части труб создали условия к резкому увеличению гидравлического сопротивления труб, тогда возмущения, создаваемое компрессорными станциями попадают под воздействие противоположно направленное влияние сил трения. Поэтому при моделировании процессов диффузионного движения потока газа с примесями в напорных трубопроводах используем два критерия динамического подобия гидравлических явлений критерий Фруда и Рейнольдса [2, 7].

**Материалы и методы.** Используем уравнения баланса объемов газа и концентрации примесей, тогда изменение общего объема газа в сети определяется равенством [3, 10]:

$$W_{\text{вод}}(t) = \begin{cases} W(t_0) + W_{np}(t), npu..t_0 \leq t \leq t^* \\ W(t^*) + W_{np}^{(1)}(t) - W_{oms}^*(t), npu..t^* < t \leq T \end{cases} \quad (1)$$

Изменение объема газа и концентрации примесей в газопроводной сети:

Объем газа:

$$W^{(e)}_{\text{вод}}(t) = \begin{cases} W(t_0)(1 - c_0) + W_{np}(t)(1 - c_{np}), npu..t_0 \leq t \leq t^* \\ W(t^*)(1 - c_0) + W_{np}^{(1)}(t)(1 - c_{np}^1) - W_{oms}^*(t)(1 - c^*) \end{cases}$$

Объем примесей:

$$W^{(s)}_{\text{вод}}(t) = \begin{cases} W(t_0) + W_{np}(t)c_{np}, npu..t_0 \leq t \leq t^* \\ W(t^*)c^* + W_{np}^{(1)}(t)c_{np}^{(1)} - W_{oms}^*(t)c^*, npu..t^* < t \leq T \end{cases}$$

$$\text{где } W_{np}(t) = \int_{t_0}^t Q_{np}(t)dt, W_{np}^{(1)} = \int_{t^*}^t Q_{np}^{(1)}(t)dt, W_{oms}^* = \int_{t^*}^t Q_{oms}^*(t)dt.$$

Тогда изменение концентрации в газопроводе определяется равенством при  $t_0 \leq t \leq t^*$

$$c^*(t) = \frac{W(t_0)c_0 + W_{np}(t)c_{np}}{W(t_0) + W_{np}(t)} = \frac{W_0c_0 + c_{np} \int_{t_0}^t Q_{np}(t)dt}{W_0 + \int_{t_0}^t Q_{np}(t)dt} \quad (2)$$

При  $t^* < t \leq T$

$$c_1^*(t) = \frac{W(t^*)c^* + W_{np}^{(1)}(t)c_{np}^{(1)} - W_{oms}^*c^*}{W(t^*) + W_{np}^{(1)}(t) - W_{oms}^*} \quad (3)$$

В уравнениях приняты обозначения:

$Q_{np}(t)$  – подача компрессорной станцией  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $Q_{np}^*(t)$  – величина требуемого расхода,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $W_{\text{вод}}^{(s)}$  – объем газа в газопроводной сети в период остановки компрессорной станции  $\text{м}^3$ ;  $W^{(s)}(t^*)$  – объем газа в газопроводе в момент времени  $t^*$ ;  $W_{np}^{(s)}$  – объем притока газа в сеть;  $W_{\text{от}}^{(s)}$  – объем оттока из сети;  $c_{np}$  – концентрация примесей на единицу объема газа на выходе из компрессорной станции, число  $/\text{м}^3$ ;  $c^*$  – величина ПДК, число  $/\text{м}^3$ ;  $W_{\text{вод}}^{(s)}$  – объем газа с примесями в сети в момент функционирования компрессорной станции; Т-продолжительность работы компрессорной станции;  $W^{(s)}(t^*)$ ,  $W_{np}^{(s)}$ ,  $W_{\text{от}}^{(s)}$  – объемы газа с примесями соответствующие в момент времени  $t$ , притока и оттока из сети в период работы компрессорной станции;

Принимая экспоненциально возрастающий закон изменения расхода газа [4, 5, 9]:

$$Q_{np}(t) = Q_{np}^0 \exp(-\lambda t), c = \text{const}, \quad (4)$$

где  $\lambda$  – коэффициент, который определяется  $\alpha \frac{W_0}{Q_{np}^0} = \lambda$ , где  $\alpha$  – поправочный коэффициент, учитывающий соотношение размера нагнетательной трубы компрессора и размера трубы газопровода.

Тогда

$$\int_{t_0}^t Q_{np}(t) dt = Q_{np}^0 \int_{t_0}^t \exp(-\lambda t) dt = -\frac{Q_{np}^0}{\lambda} [\exp(-\lambda t) - \exp(-\lambda t_0)]. \quad (5)$$

Откуда имеем

$$\int_{t_0}^t Q_{np}(t) dt = \frac{Q_{np}^0}{\lambda} [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)]. \quad (6)$$

С учетом (6) из (4), (5) уравнений получаем динамику изменения концентрации примесей в газе, когда компрессорная станция третьего подъема работает по экспоненциальному закону:

$$c(t) = \frac{W_0 c_0 + \frac{Q_{np}^0}{\lambda} [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)] c_{np}}{W_0 c_0 + \frac{Q_{np}^0}{\lambda} [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)]}. \quad (7)$$

Для достижения необходимого уровня ПДК примесей компрессорная станция третьего подъема должна обеспечивать давление в сети, величина такого давления определяется уравнением.

$$P(t) = P_0 + \frac{E_0}{c_{np}} \cdot \frac{Q_{np}^0 [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)]}{\lambda W_0 + Q_{np}^0 [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)]}. \quad (8)$$

В (8) принимается во внимание, что в сети газ сжимается под давлением подаваемой компрессорной станцией. Тогда изменение концентрации примесей в сети изменяется по зависимости:

$$c(t) = \frac{\lambda W_0 c_0 + Q_{np}^0 [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)] c_{np}}{\lambda W_0 + Q_{np}^0 [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)]}. \quad (9)$$

В момент  $t = t^*$  концентрация примесей достигает ПДК  $c_{np} < c^* < c_0$ , тогда

$$c(t^*) = c^* = \frac{\lambda W_0 c_0 + Q_{np}^0 [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)] c_{np}}{\lambda W_0 + Q_{np}^0 [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)]}. \quad (10)$$

В данной задаче возникает необходимость определения времени работы компрессорной станции, для чего (10) зависимость переписываем в виде [3, 5, 6, 9]:

$$\begin{aligned} c^* \lambda W_0 + Q_{np}^0 [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)] c^* &= \lambda W_0 c_0 + Q_{np}^0 [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)] c_{np} \cdot \lambda W_0 (c_0 - c^*) \\ &= Q_{np}^0 (c^* - c_{np}) [\exp(-\lambda t_0) - \exp(-\lambda t)]. \end{aligned} \quad (11)$$

Элементы, входящие в (11):

$$\begin{aligned} \exp(-\lambda t^*) &= \exp(-\lambda t_0) + \frac{\lambda W_0 (c_0 - c^*)}{Q_{np}^0 (c^* - c_{np})} - \lambda t^* = \ln \left[ \exp(-\lambda t_0) + \frac{\lambda W_0 (c_0 - c^*)}{Q_{np}^0 (c^* - c_{np})} \right] \\ -\lambda t^* &= \ln \left[ \exp(-\lambda t_0) \left[ 1 + \frac{\lambda W_0 (c_0 - c^*)}{Q_{np}^0 (c^* - c_{np})} \exp(\lambda t_0) \right] \right] - \lambda t^* = -\lambda t_0 + \ln \left[ 1 + \frac{\lambda W_0 (c_0 - c^*)}{Q_{np}^0 (c^* - c_{np})} \exp(\lambda t_0) \right]. \end{aligned} \quad (12)$$

Время функционирования компрессорной станции третьего подъема определяется по:

$$t^* = t_0 - \frac{1}{\lambda} \ln \left[ 1 + \frac{\lambda W_0 (c_0 - c^*)}{Q_{np}^0 (c^* - c_{np})} \exp(\lambda t_0) \right]. \quad (13)$$

Для достижения концентрации примесей в газе газопроводной сети до уровня предельно допустимой концентрации (ПДК) т.е.  $c_{np} < c^* < c_0$  необходимое время работы компрессорной станции определяется выражением:

$$t^* = t_0 - \frac{1}{\lambda} \ln \left[ 1 - \frac{(c_0 - c^*)}{(c_{np} - c^*)} \exp(\lambda t_0) \right]. \quad (14)$$

Для организации оперативного вмешательства в негативный процесс распространения примесей различного характера в системах принимаем метод управления подачи газа из компрессорной станции, подчиняющегося по экспоненциально понижающему закону [7, 10]:

$$Q_{np}(t) = Q_{np}^0 [1 - \exp(-\lambda t)], \quad (15)$$

где  $Q_{np}(t)$  – приток газа с момента  $t = t_0$  и до момента  $t^*$ , которое определяется в процессе решения;  $Q_{np}^0$  – приток газа в момент  $t = t_0$ . Тогда изменение объема газа в газопроводе определяется равенством:

$$W(t) = W_0 + \int_{t_0}^t Q_{np}(t) dt = W_0 + Q_{np}^0 \left[ \int_{t_0}^t (1 - \exp(-\lambda t)) dt \right] = W_0 + Q_{np}^0 \left[ t - t_0 + \frac{1}{\lambda} [1 - \exp(-\lambda t) - \exp(-\lambda t_0)] \right]. \quad (16)$$

Изменение концентрации примесей в газопроводной системе определяется из равенства [4]:

$$(t) = \frac{W_0 c_0 + c_{np} \int_{t_0}^t Q_{np}(t) dt}{W_0 c_0 + \int_{t_0}^t Q_{np}(t) dt} = \frac{W_0 c_0 + Q_{np}^0 \left[ t - t_0 + \frac{1}{\lambda} [\exp(-\lambda t) - \exp(-\lambda t_0)] \right] c_{np}}{W_0 + Q_{np}^0 \left[ t - t_0 + \frac{1}{\lambda} [\exp(-\lambda t) - \exp(-\lambda t_0)] \right]}. \quad (17)$$

С момента времени  $t$  с началом подачи газа за счет механического перемешивания концентрация примесей в газопроводе начинает уменьшаться, а в момент  $t = t^*$  достигается величина предельно допустимой концентрации. (ПДК)  $c^*$  для которой удовлетворяется неравенство  $c_{np} < c^* < c_0$ . Здесь  $c_{np}$  – концентрация примесей подаваемого газа,  $c_0$  – концентрация примесей в газопроводе в момент начала подачи газа. В соответствии с поставленной задачей возникает необходимость время регулирования  $t^*$  подачи газа до достижения концентрации примесей в газопроводе до величины ПДК –  $c^*$ , для чего зависимость (17) переписываем в виде [7, 8, 9]:

$$c^* = c(t^*) = \frac{W_0 c_0 + Q_{np}^0 \left[ t^* - t_0 + \frac{1}{\lambda} [\exp(-\lambda t^*) - \exp(-\lambda t_0)] \right] c_{np}}{W_0 + Q_{np}^0 \left[ t^* - t_0 + \frac{1}{\lambda} [\exp(-\lambda t^*) - \exp(-\lambda t_0)] \right]}. \quad (18)$$

Откуда получим нелинейные уравнения в виде:

$$t^* - t_0 + \frac{1}{\lambda} \exp(-\lambda t_0) [\exp(-\lambda(t^* - t_0)) - 1] = \frac{W_0}{Q_{np}^0} \cdot \frac{c^* - c_{np}}{c_0 - c^*}. \quad (19)$$

если безразмерные параметры  $\lambda t_0 < \lambda t^* < 1$ , то, разлагая в ряд (19), получим уравнение:

$$t^* - t_0 + \frac{1}{\lambda} \left[ 1 - \lambda \frac{t^* - t_0}{1} + \frac{\lambda^2 (t^* - t_0)^2}{2} - \frac{\lambda^3 (t^* - t_0)^3}{6} + \dots - 1 \right] \exp(\lambda t_0) = \frac{W_0}{Q_{np}^0} \cdot \frac{c^* - c_{np}}{c_0 - c^*} \quad (20)$$

или

$$\frac{\lambda^2 (t^* - t_0)^2}{2} - \frac{\lambda^3 (t^* - t_0)^3}{6} = \frac{W_0}{Q_{np}^0} \cdot \frac{c^* - c_{np}}{c_0 - c^*}. \quad (21)$$

Пренебрегая последним слагаемым, получим [9]:

$$t^* = t_0 + \sqrt{\frac{W_0}{Q_{np}^0 \lambda^2} \cdot \frac{c^* - c_{np}}{c_0 - c^*}}. \quad (22)$$

Для определения времени достижения ПДК –  $t^*$  в газопроводе с длиной  $x(t)$  при  $Q_{np}(t) = \frac{\pi d_{ex}^2}{4} \cdot V(t)$ , где скорость распространения газа по длине газопровода –  $\frac{dx}{dt} = V(t)$ , используем выражение для траектории движения струи потока газа:

$$x(t) = \frac{Q_{np}^0}{\pi d_{ex}^2} \left[ \int_{t_0}^t [1 - \exp(-\lambda t)] dt \right], \quad (23)$$

где  $d_{ex}$  – диаметр выходного сечения регулятора, с помощью которой регулируется приток газа. Вычисляя в (23) интеграл, получим [9, 10]:

$$x(t) = \frac{4Q_{np}^0}{\pi d_{ex}^2} \left\{ t - t_0 + \frac{1}{\lambda} [\exp(-\lambda t) - \exp(-\lambda t_0)] \right\}. \quad (24)$$

Принимая  $t = t_0, x(t_0) = 0, t = t^*, x(t^*) = L$ ,  $L$  – длина газовой трубы, в которой концентрация примесей достигает ПДК.

Тогда получим уравнение для определения времени:

$$t^* - t_0 + \frac{1}{\lambda} [\exp(-\lambda t^*) - \exp(-\lambda t_0)] = \frac{\pi L d_{ex}^2}{4 Q_{np}^0}, \quad (25)$$

где  $D$  – диаметр трубы  $W_0 = \frac{\pi D^2 L}{4}$ .

(25) зависимость перепишем в виде:

$$t^* - t_0 + \frac{1}{\lambda} \left[ -\lambda(t^* - t_0) + \frac{\lambda^2}{2}(t^{*2} - t_0^2) - \frac{(t^{*3} - t_0^3)}{6} \lambda^3 \right] = \frac{d_{ex}^2}{D^2} \cdot \frac{W_0}{Q_{np}^0}. \quad (26)$$

Считая  $\lambda(t - t_0)$  малыми слагаемыми кубической степени, считаем малым из (26) получим:

$$\frac{\lambda}{2}(t^{*2} - t_0^2) = \frac{d_{ex}^2}{D^2} \cdot \frac{W_0}{Q_{np}^0}. \quad (27)$$

Решением уравнения (27) будет:

$$t^* = t_0 + \sqrt{\frac{W_0}{Q_{np}^0} \frac{d_{ex}^2}{\lambda D^2}} = t_0 + \frac{W_0}{Q_{np}^0} \frac{d_{ex}^2}{D^2}. \quad (28)$$

При необходимости учета кубическим слагаемым надо решить кубическое уравнение по формуле Кардана [11].

**Результаты и их обсуждение.** Для оценки точности и справедливости вычислений проведен расчет при наполнении одинаковых (похожих) участков газовой сети, с одинаковыми стартовыми условиями и различным шагом расчета сети, как показано на рисунке 1. По данным графикам видно, изменение давления газового потока в трубопроводе на каждые 200 м пути и 50 м пути. Полученные результаты не сильно отличаются друг от друга, что говорит о достаточной точности решений и их устойчивости.

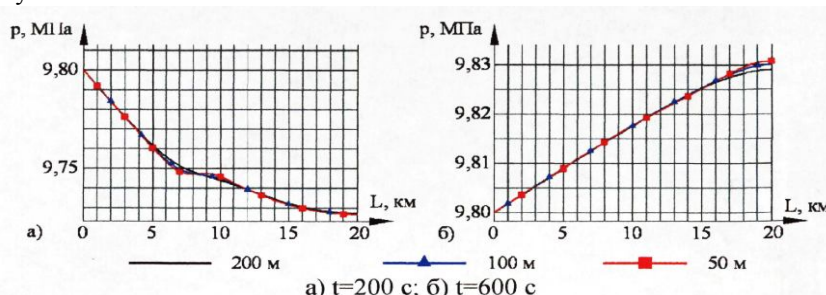


Рисунок 1 – Результаты расчетов давления газа в магистральном газопроводе при различных размерах шага пути

Для дальнейших вычислений установим шаг 200 м. На рисунке 2 показаны кривые, отображающие давление газового потока в различные временные периоды для участка газовой сети, не превышающей длину 20 км. Основные параметры газовой сети: внешний диаметр трубопровода  $D_{TP} = 1420$  мм, толщин стенки трубопровода  $\delta = 25$  мм. Задан коммерческий расход газа при стационарном режиме  $Q_{KOM} = 160$  млн кубов в сутки. В начале участка сети устанавливается

постоянное давление  $p_{нач} = 9,8$  МПа. Газ имеет температура в пределах  $T_{нач} = 35^\circ$ . Внешняя температура  $T_{окр} = 10^\circ$ . Построенные графики в соответствии с решением показали, как плавно происходит процесс перехода между режимами в газопроводной сети, так давление газа плавно, без резких скачков достигает равновесных значений. Данная тенденция сохраняется в любом месте газопроводной сети.

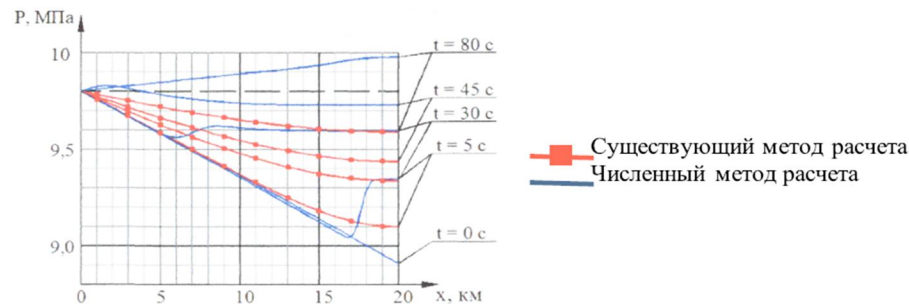


Рисунок 2 – Изменение давления газа на участках сети

Как видно из рисунка, при перекрытии газопровода на 5-той секунде наблюдается рост давления. При расчетах по установленным методам такого роста нет, так как они не учитывают наличие сил инерции в газопроводе. Предложенные методы показывают на то, что увеличение давления на любом рассматриваемом участке газопровода не перестанет и после получения равновесной для вновь установившегося стационарного режима, как показано на рисунке 4. Данный факт доказывает присутствие у газа в газопроводе достаточно значительной инерции.

Также часть газового потока, движущегося в одном направлении, может сталкиваться с другой частью потока, которая может двигаться на встречном направлении, так проявляется аккумулярующая способность газопровода. При этом поток тормозится, и возникает новая волна давления. Полученное возмущение далее по длине газопровода начнет уменьшаться из-за рассеивания энергии газового потока. Максимальное давление потока примерно = 10 МПа, достигается в конечном сечении участка газопровода через 80 секунд от начала нестационарного процесса на рисунке 3. Сравнивая существующий и предложенный методы расчета можно увидеть, что в предложенном численном решении колебательного движения газа в газопроводе, в существующих методах решения намного интенсивней происходит переход к стационарному режиму, примерно 250 секунд, предложенный метод 3000 секунды.

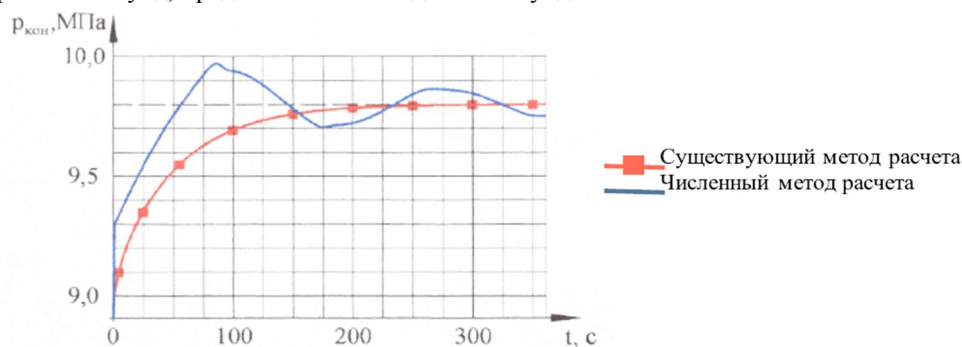


Рисунок 3 – Значения давления в конечном сечении газопровода  $p_{кон}$

На первом этапе при заполнении газопровода, его давление, которое определяется при помощи предложенного метода характеристик, будет расти быстрее. Данный эффект объясняется волнами, тормозящими поток газа и наличием термических эффектов.

**Заключение.** В работе получены закономерности, с помощью которых можно установить динамику изменения концентрации примесей, изменения давления газа и времени распространения примесей по газовой сети системы газоснабжения.

На основе балансовых уравнений получены гидравлические зависимости для установления концентрации примесей по объему, изменения давления газа при остановке подачи и начало функционирования компрессорной станции, для создания необходимого напора в системе газоснабжения.

Полученные гидравлические закономерности способствовали созданию закономерностей для установления надежных характеристик систем газоснабжения, а также приемлемого состояния газа, подчиняющей различным законам регулирования подачи газа.

# Библиографический список

1. Чугаев Р. Р. Гидравлика / Р. Р. Чугаев // Энергия. – 1970. – 672 с.
2. Седов Л. И. Механика сплошной среды / Л. И. Седов. – 5-е изд. – Москва : Наука, 1994. – Т. 1. – 529 с.
3. Юрков Н. К. Уточненный алгоритм расчета гидродинамических параметров инженерных газовых сетей / Н. К. Юрков, Р. А. Штыков // Промышленная энергетика. – 2017. – № 2. – С. 44–47.
4. Петров А. Г. Перенос взвешенных частиц турбулентным потоком над размывным дном / А. Г. Петров, П. Г. Петров // Журнал ПМТФ. – 1992.
5. Юрков Н. К. Единое компонентное уравнение для сложносоставного горючего газа / Н. К. Юрков, Р. А. Штыков // Надежность и качество сложных систем : труды международного симпозиума. – 2016. – № 1. – С. 163–165.
6. Селезнев В. Е. Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов. Методы, модели и алгоритмы / В. Е. Селезнев, В. В. Алешин, С. Н. Прялов. – Москва : МаксПресс, 2007.
7. Тихонов А. Н. Уравнения математической физики / А. Н. Тихонов, А. А. Самарский. – Москва : Наука, 1977.
8. Davis R. L. Prediction of compressible laminar viscous flows using a time-marching control volume and multi-control and multiple-grid technique / R. L. Davis, W. Bowley // AIAA Journal. – 1984. – Vol. 22, № 11. – P. 1573–1581.
9. Hujaev I. K. Carrying and heat-sink abilities of the linear site of the gas main in the stationary mode of functioning / I. K. Hujaev, R. Sadullaev, O. S. Bozorov // Proceeding of the its seminar among KALM, Tashkent State Technical University and Ustoz Republican Foundation. Tashkent, July 3–5, 2003. – 2003. – P. 157–160.
10. Johnson C. R. Lectures on adaptive parameter estimation. Englewood Cliffs / C. R. Johnson. – New Jersey : Prentice Hall, 1998. – 160 p.
11. Walter E. Identification of parametric models from experimental data / E. Walter, L. Pronzato. – London : Springer, 1997. – 413 p.

## References

1. Chugaev R. R. Gidravlika [Hydraulics]. *Energiya* [Energy], 1970. 672 p.
2. Sedov L. I. *Mekhanika sploshnoy sredy* [Continuum mechanics]. 5th ed. Moscow, Science Publ., 1994, vol. 1. 529 p.
3. Yurkov N. K., Shtykov R. A. Utochnennyy algoritim rascheta gidrodinamicheskikh parametrov inzhenernykh gazovykh setey [Refined algorithm for calculating the hydrodynamic parameters of engineering gas networks]. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Energy], 2017, no. 2, pp. 44–47.
4. Petrov A. G., Petrov P. G. Perenos vzveshennykh chastits turbulentnym potokom nad razmyvnyy dnom [Transport of suspended particles by a turbulent flow over the washout bottom]. *Zhurnal PMTF* [Journal of the PMTF], 1992.
5. Yurkov N. K., Shtykov R. A. Yedinoe komponentnoye uravneniye dlya slozhnosostavnogo goryuchego gaza [Unified Component Equation for Composite Combustible Gas]. *Nadezhnost i kachestvo slozhnykh sistem : trudy mezhdunarodnogo simpoziuma* [Reliability and quality of complex systems : proceedings of the International symposium], 2016, no. 1, pp. 163–165.
6. Seleznev V. E., Alechin V. V., Pryalov S. N. Matematicheskoye modelirovaniye truboprovodnykh setey i sistem kanalov [Mathematical modeling of pipeline networks and channel systems]. *Metody, modeli i algoritmy* [Methods, models and algorithms]. Moscow, MaksPress Publ., 2007.
7. Tixonov A. N., Samarskiy A. A. *Uravneniya matematicheskoy fiziki* [Equations of mathematical physics]. Moscow, Nauka Publ., 1977.
8. Davis R. L., Bowley W. Prediction of compressible laminar viscous flows using a time-marching control volume and multi-control and multiple-grid technique. *AIAA Journal*, 1984, vol. 22, no. 11, pp. 1573–1581.
9. Hujaev I. K., Sadullaev R., Bozorov O. S. Carrying and heat-sink abilities of the linear site of the gas main in the stationary mode of functioning. *Proceeding of the its seminar among KALM, Tashkent State Technical University and Ustoz Republican Foundation, Tashkent, July 3–5, 2003*, 2003, pp. 157–160.
10. Johnson C. R. *Lectures on adaptive parameter estimation*. Englewood Cliffs. New Jersey, Prentice Hall, 1998. 160 p.
11. Walter E., Pronzato L. *Identification of parametric models from experimental data*. London, Springer, 1997. 413 p.