

УДК 622.694.4.053

## Моделирование аварийных режимов участка газопровода с учетом свойств реального газа

Н.Н. Елин, С.В. Крюков, Т.В. Корюкина  
ФГБОУВО «Ивановский государственный политехнический университет», г. Иваново, Российская Федерация  
E-mail: yelinnn@mail.ru

### Авторское резюме

**Состояние вопроса:** Обеспечение надежности и бесперебойности подачи газового топлива является одной из актуальных задач для систем генерации энергии. Проектирование и строительство газопроводов требуют проведения технической и экологической экспертиз последствий аварийных истечений газа через порывы трубопровода. Опорожнение участка газопровода представляет собой сложный нестационарный процесс, в котором все важнейшие параметры взаимосвязаны. Для оценки технологического и экологического ущерба весьма важно знать динамику истечения. Это позволит обоснованно планировать выполнение ремонтных работ. В большинстве известных работ исследуемый процесс рассматривается как изотермическое истечение идеального газа, что может привести к значительным ошибкам. В связи с этим возникает необходимость создания математической модели рассматриваемого процесса и ее компьютерной реализации.

**Материалы и методы:** Для описания критического и докритического процессов истечения газа использованы методы газовой динамики реального газа, для расчета его теплофизических параметров – кубическое уравнение состояния и эмпирические зависимости.

**Результаты:** Построена математическая модель нестационарного процесса опорожнения отключенного и работающего участков газопровода с учетом теплообмена с окружающей средой, а также изменений теплофизических свойств реального газа и гидравлических потерь при его движении к месту порыва. Представлены результаты компьютерной реализации построенной модели и вычислительных экспериментов. Показано влияние учета неидеальности газа, изменения его свойств в процессе истечения и гидравлических потерь при движении к порыву на основные характеристики процесса.

**Выводы:** Предлагаемая математическая модель и ее компьютерная реализация позволяют для аварийно отключенного участка газопровода прогнозировать динамику опорожнения, а для работающего участка – локализацию порыва по изменению давления и расхода газа в конце участка. Увеличение точности расчетов достигается за счет отказа от ряда обычных допущений. Методика рекомендуется к использованию для планирования ремонтных работ.

**Ключевые слова:** аварийный режим, динамика истечения газа, массовый расход, процесс опорожнения, локализация порыва, давление газа, гидравлические потери.

## Simulation of emergency regimes of a gas pipeline section, taking into account real gas properties

N.N. Yelin, S.V. Kryukov, T.V. Koryukina  
Ivanovo State Polytechnic University, Ivanovo, Russian Federation  
E-mail: yelinnn@mail.ru

### Abstract

**Background:** Ensuring reliable and uninterrupted supply of gas fuel is one of the most urgent tasks for energy generation systems. Design and construction of gas pipelines require a technical and environmental expert review to evaluate the possible after-effects of an emergency gas escape through pipeline breakages. Emptying the emergency shutdown section of the pipeline is a complex non-stationary process, in which all major parameters are linked. It is very important to know the dynamics of gas outflow to estimate the technological and ecological damage. This will allow reliable planning of the pipeline repair. Most of the known works examine the process as an isothermal outflow of a perfect gas, which may lead to considerable errors in prognosis. Hence, it is necessary to build a mathematical model of the process under study and its computer implementation.

**Materials and methods:** The critical and subcritical processes of real gas outflow were described by gas dynamics methods, while the gas thermophysical parameters were calculated by the cubic state equation and empirical correlations.

**Results:** A mathematical model has been developed for simulating the non-stationary emptying of gas pipeline sections in and out of operation. The model accounts for heat transfer with the environment and changes in the real gas thermophysical properties and hydraulic losses occurring while the gas moves to the breakage point. The paper presents the results of computer realization of the developed model and computational experiments. It also shows how the real gas parameters, their changes in the process of gas outflow and hydraulic losses on the way to the breakage point affect the main process characteristics.

**Conclusions:** The suggested mathematical model and its computer implementation allows predicting of the emptying dynamics of a gas pipeline section out of operation and breakage localization for the section in operation by the changes in pressure and gas flow rate at the section end. The increase in calculation accuracy is reached by refusing from some common assumptions. It is recommended to use this technique for planning repair works.

**Key words:** emergency regime, gas outflow dynamics, mass flow rate, discharge process, breakage localization, gas pressure, hydraulic losses.

**DOI:**10.17588/2072-2672.2017.1.062-068

**Введение.** Проектирование и строительство газопроводов требуют проведения технической и экологической экспертиз последствий аварийных истечений газа через разрывы трубопровода, что, в свою очередь, предполагает наличие математических моделей соответствующих режимов. Динамику процесса опорожнения участка газопровода необходимо знать для обеспечения безопасности, так как на завершающей стадии могут возникать колебания с периодически изменяющимися направлениями движения газового потока, при которых возможно образование взрывоопасных концентраций газозвушной смеси [1]. Эти вопросы имеют большое значение для определения материального и экологического ущерба от аварии, а также для расчета страховых выплат.

Задачи аварийного истечения газа рассматривались в [2, 3], однако расчетные прогнозы часто не совпадали с практикой. На наш взгляд, основной причиной этого были допущения об изотермичности истечения и об идеальности газа, которые далеко не всегда соответствуют действительности, так как при этом игнорируется изменение в процессе истечения некоторых важных параметров газа – теплоемкости и показателя адиабаты. Кроме того, не учитываются изменения давления вблизи отверстия порыва вследствие движения к нему газа и температуры при расширении газа, обусловленные его неидеальностью.

В работах М.В. Лурье [4, 5] показано, что учет сверхсжимаемости газа при больших давлениях может привести к увеличению расчетного расхода утечки на 25 % и более. Однако автор задает коэффициент сверхсжимаемости в исходных данных и принимает его постоянным в течение всего процесса. На самом деле коэффициент сверхсжимаемости зависит от давления и температуры газа, которые могут сильно изменяться в процессе опорожнения аварийного участка, а также от компонентного состава газа. Учет компонентного состава особенно актуален для генераторов энергии, работающих на попутном газе нефтяных месторождений, например газотурбинных приводов.

В связи с этим актуальной является задача построения моделей исследуемых процессов, свободных от перечисленных допущений.

Рассмотрим два случая истечения через порыв в окружающую среду:

- 1) на аварийно отключенном участке;
- 2) на работающем газопроводе.

Знание динамики этих процессов необходимо для принятия технически обоснованных решений о сроках проведения ремонтных работ

и прогнозирования последствий аварийных истечений газа [6–8].

**Методы исследования.** Истечение через порыв на аварийно отключенном участке газопровода представляет собой нестационарный процесс с непрерывно изменяющимися расходными и теплофизическими параметрами. Для его расчета организуется цикл по времени  $\tau = n \cdot \Delta\tau$ , где  $n = 0, 1, 2, \dots$  – номер шага. Величина шага  $\Delta\tau$  подбирается исходя из опыта (чем меньше эквивалентный диаметр отверстия и чем больше начальная масса газа в трубе, тем больше  $\Delta\tau$ ).

На каждом шаге рассчитывается массовый расход истечения  $m_n$  через порыв эквивалентным диаметром  $d$  [9]:

$$m_n = k_q \left( \frac{\pi d^2}{4} \right) \sqrt{\frac{2k}{k-1} p_{an} \rho_{an} \left( y_n^{\frac{2}{k}} - y_n^{\frac{k+1}{k}} \right)}, \quad (1)$$

где  $k_q$  – коэффициент расхода, зависящий от формы отверстия (например, для отверстия с острой кромкой можно принять  $k_q \approx 0,62$ );  $y$  – отношение давления в окружающей среде к давлению в трубе в сечении локализации порыва  $p_a$ ;  $\rho_a$  – плотность газа в этом же сечении;  $k$  – показатель адиабаты.

Если величина  $y$  меньше критической, т.е.

$$y_c = \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}, \quad (2)$$

то в расчете по формуле (1) принимается  $y = y_c$ .

Масса газа в участке составляет  $M_n = M_{n-1} - m_n \cdot \Delta\tau$ , его плотность определяется как отношение этой массы к объему участка.

Температура газа рассчитывается по формуле

$$T_n = T_{n-1} \left( \frac{\rho_n}{\rho_{n-1}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - \frac{KtL}{M_n c_p} (T_{n-1} - T_o) \Delta\tau, \quad (3)$$

где  $Kt$  – линейный (отнесенный к единице длины трубопровода) коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду;  $T_o$  – температура окружающей среды. Теплоемкость  $c_p$  и показатель адиабаты рассчитываются по эмпирическим формулам [10].

В формуле (3) первое слагаемое учитывает охлаждение газа вследствие его адиабатного расширения, а второе – теплообмен с окружающей средой.

Давление газа находится из уравнения

$$p_n = p_{n-1} \frac{z_n \rho_n T_n}{z_{n-1} \rho_{n-1} T_{n-1}}. \quad (4)$$

Так как величина  $z_n$  зависит от  $p_n$ , то следует применить метод последовательных при-

ближений, положив в качестве первого приближения  $Z_n = Z_{n-1}$ .

Величину критического отношения давлений (2) следует пересчитывать на каждом временном шаге.

Для расчетов по уравнениям (1)–(4) необходимо знать теплофизические параметры газа. Для этого используем кубическое относительно коэффициента сверхсжимаемости уравнение состояния реального газа Пенга-Робинсона, коэффициенты которого рассчитываются по громоздким формулам, построенным в виде функций компонентного состава газа [11].

Условие окончания вычислительной процедуры можно задать по величине доли газа, покинувшей аварийный участок:

$$mp_n = (1 - M_n/M_0), \quad (5)$$

где  $M_0$  – начальная масса газа в участке до начала истечения.

При выборе максимальной величины  $mp$  следует помнить, что она приближается к единице асимптотически.

При больших эквивалентных диаметрах порыва необходимо учитывать уменьшение давления перед ним вследствие гидравлических потерь движущегося к нему газа от обоих концов аварийного участка.

Давление перед порывом  $p_r$  на шаге  $n$  можно найти из закона сохранения массы. Так как массовый расход истечения равен сумме массовых расходов от концов участка к отверстию, то

$$m_{1n} + m_{2n} = m_n, \quad (6)$$

где массовые расходы газа от концов участка к отверстию ( $l_1 + l_2 = L$ ) составляют:

$$m_{1n} = \left(\frac{\pi D}{4}\right)^2 \sqrt{\frac{2D\rho_n(p_n - p_m)}{\lambda l_1}}, \quad (7)$$

$$m_{2n} = \left(\frac{\pi D}{4}\right)^2 \sqrt{\frac{2D\rho_n(p_n - p_m)}{\lambda l_2}}, \quad (8)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления участков.

Массовый расход истечения рассчитывается по формуле (1), в которую подставляются давление и плотность газа перед порывом  $p_r$  и  $\rho_r$ .

На работающем газопроводе давление в сечении локализации порыва определяется по известной «газопроводной» формуле [1] при обычных допущениях о том, что течение газа изотермическое и происходит в квадратичной зоне сопротивления.

Массовый расход истечения через порыв эквивалентным диаметром  $d_p$  рассчитывается по формуле (1).

Давление в конце газопровода длиной  $L$  с учетом порыва составляет

$$p_e = \sqrt{p_b^2 - 1,62 \frac{z\lambda RT_w [M^2 L_a + (M - m)^2 (L - L_a)]}{D^5}}, \quad (9)$$

где  $p_b$  – давление в голове газопровода, в который подается массовый расход газа  $M$ ;  $T_w$  – температура транспортируемого газа;  $L_a$  – расстояние от начала участка до места порыва.

Если задача заключается в определении места порыва при известном диаметре отверстия, то, предполагая, что истечение критическое (а это справедливо при давлении в трубе не менее 1,7–1,8 ата), из предыдущей формулы выразим

$$L_a = \frac{(p_b^2 - p_e^2) D^5}{1,62 z \lambda R T_w [M^2 - (M - m)^2]} - \frac{(M - m)^2}{M^2 - (M - m)^2} L. \quad (10)$$

**Результаты.** На рис. 1–4 представлены некоторые результаты расчетов динамики процесса опорожнения аварийно отключенного участка газопровода диаметром 325×6 мм, длиной 1000 м при начальных давлении и температуре газа в нем 55 ата и 303 К. Линейный коэффициент теплопередачи в окружающую среду составляет 3 Вт/(м·К). Расчеты выполнены для истечения в окружающую среду с атмосферным давлением и температурой 263 К через отверстия с эквивалентным диаметром 3, 5 и 7 мм.

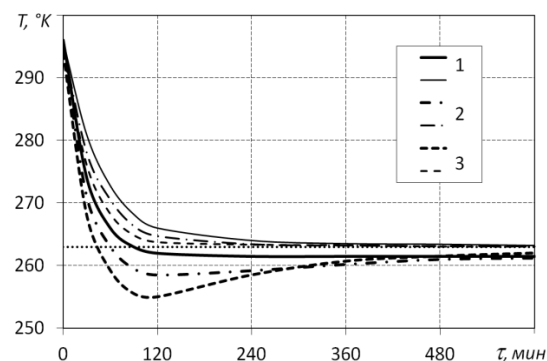


Рис. 1. Динамика температуры газа: жирные линии – расчет по предлагаемой методике; тонкие – для изотермического истечения идеального газа при эквивалентном диаметре отверстия порыва: 1 – 3; 2 – 5; 3 – 7 мм; 4 – температура окружающей среды

Расчет по предлагаемой методике (рис. 1–4, жирные линии) показывает, что температура газа в трубе сначала резко уменьшается до величины, меньшей температуры окружающей среды, а затем постепенно увеличивается, приближаясь к ней асимптотически. Это обусловлено тем, что на начальном этапе масса газа в трубе уменьшается довольно быстро и поэтому влияние адиабатного расширения доминирует над влиянием теплообмена (первое слагаемое в формуле (3) больше второго), а затем, когда расход истечения сильно уменьшается, определяющим становится влияние теплообмена с окружающей средой.

Расчеты, выполненные при обычных допущениях об изотермическом течении идеального газа со средними теплофизическими свойствами (рис. 1–4, тонкие линии), показывают монотонное уменьшение температуры газа до температуры окружающей среды [2, 3].

Влияние адиабатного расширения увеличивается при увеличении эквивалентного диаметра отверстия порыва. Например, при диаметре 7 мм разница может достигать 19 К.

Так как величины, входящие в (1)–(4), зависят от температуры, то все параметры исследуемого процесса, рассчитанные по предлагаемой методике, будут отличаться от результатов, рассчитанных для изотермического истечения идеального газа.

На рис. 2 представлена динамика степени опорожнения аварийного участка газопровода.

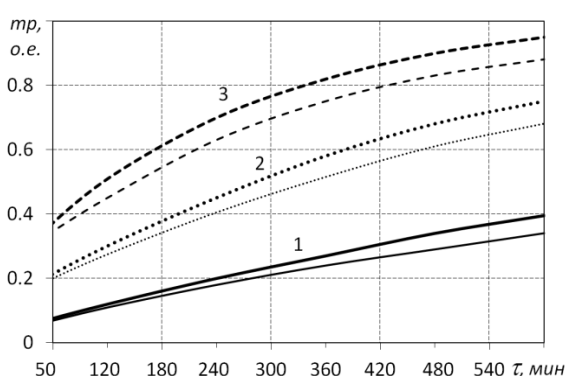


Рис. 2. Динамика степени опорожнения аварийного участка: жирные линии – расчет по предлагаемой методике; тонкие – для изотермического истечения идеального газа, при эквивалентном диаметре отверстия порыва: 1 – 3; 2 – 5; 3 – 7 мм

Сравнение результатов показывает, что обычно используемые допущения [2, 3] могут привести к ошибкам до 15 %. Как и для динамики температуры, расхождение тем больше, чем больше сечение порыва.

На рис. 3, 4 представлены результаты расчетов динамики давления газа в отключенном участке и массового расхода истечения, выполненные по предлагаемой методике.

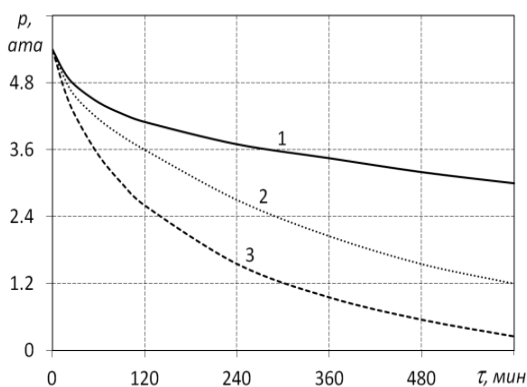


Рис. 3. Динамика давления газа в трубе, при эквивалентном диаметре отверстия порыва: 1 – 3; 2 – 5; 3 – 7 мм

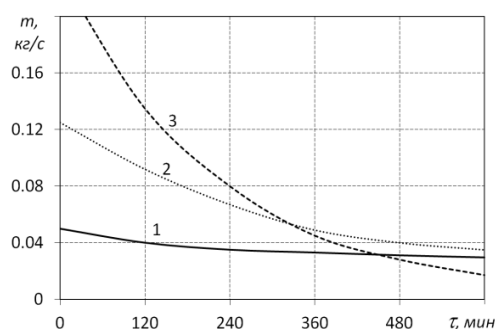


Рис. 4. Динамика массового расхода утечки, при эквивалентном диаметре отверстия порыва: 1 – 3; 2 – 5; 3 – 7 мм

Полученные результаты показывают, что давление асимптотически приближается к давлению окружающей среды, а расход утечки со временем быстро уменьшается. Эти процессы происходят тем быстрее, чем больше площадь сечения порыва.

Тестовые расчеты показали, что размер порыва на процесс истечения оказывает заметное влияние при значениях  $d/D > 0,3$  (рис. 5).

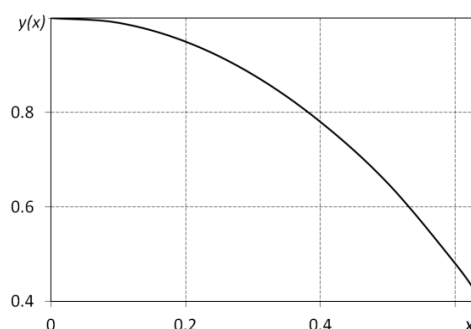


Рис. 5. Влияние размера порыва  $x = d/D$  на снижение давления перед отверстием  $y = p/p_0$

Данный результат представляется важным, так как массовый расход истечения пропорционален квадратному корню произведения давления  $p_r$  и плотности  $\rho_r$ . Очевидно, что это оказывает влияние на все важнейшие параметры процесса. Например, при эквивалентном диаметре порыва, составляющем 0,3 диаметра участка, расход истечения уменьшится примерно на 12 % за счет гидравлических потерь движущихся к нему потоков газа от обоих концов аварийного участка.

На рис. 6–8 показаны некоторые результаты расчетов по предлагаемой методике, выполненные для газопровода диаметром 530×8 мм, длиной 2850 м с давлением в голове 5,9 ата при средней температуре транспорта 303 К при подаче по нему газа относительной плотностью по воздуху 0,894 с массовым расходом 29,632 кг/с. При выполнении расчетов учитывалось отклонение свойств газа от идеального.

На рис. 6 показана зависимость давления в конце участка от эквивалентного диаметра порыва при заданной его локализации  $L_a = 1000$  м.

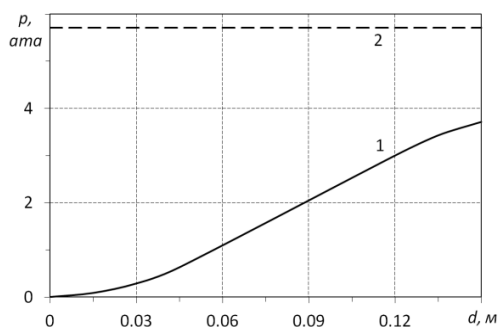


Рис. 6. Зависимость давления в конце участка от диаметра порыва при заданной его локализации (1); давление в начале участка (2)

Увеличение диаметра порыва приводит к увеличению расхода утечки, уменьшению расхода газа на участке после порыва и потерь давления на нем, а следовательно, к увеличению давления в конце участка.

На рис. 7 показана зависимость давления в конце участка от его локализации при эквивалентном диаметре порыва 100 мм.

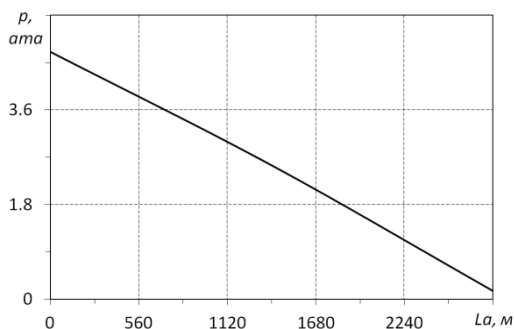


Рис. 7. Зависимость давления в конце участка от его локализации при заданном диаметре порыва

Смещение места порыва к концу газопровода приводит к увеличению длины участка, на которой расход газа и потери давления больше, чем после порыва. Это приводит к уменьшению давления в конце участка.

На рис. 8 показана зависимость локализации порыва (величины  $L_a$ ) от диаметра порыва при давлении в конце участка  $p_e = 4,5$  ата. Чем больше эквивалентный диаметр порыва, тем ближе он должен располагаться к концу участка для достижения заданной величины  $p_e$ . Для данного случая минимальная величина  $d$  равна 58 мм при расположении порыва в самом начале участка ( $L_a = 0$ ). Максимальная величина  $d$  равна 170 мм, так как при этом весь газ уходит в порыв.

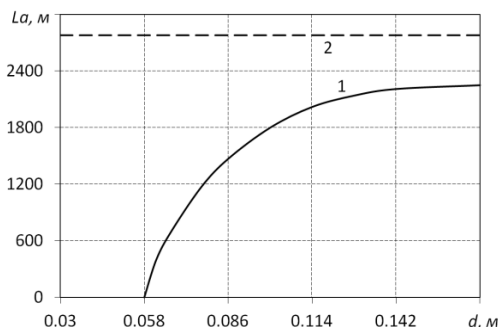


Рис. 8. Зависимость локализации порыва от диаметра порыва при заданном давлении в конце участка (1); общая длина участка (2)

На рис. 9 показана зависимость локализации порыва (величины  $L_a$ ) от величины утечки, измеренной как разница между массовыми расходами на входе и выходе участка при разных давлениях в его конце  $p_e = 4,2; 4,5$  и  $4,8$  ата.

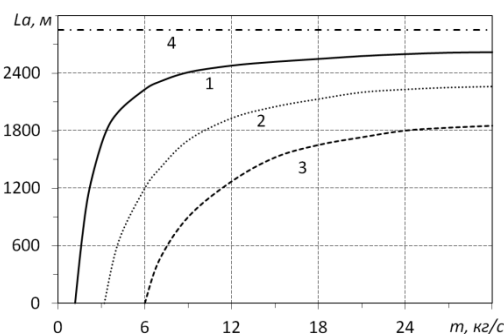


Рис. 9. Зависимость локализации порыва от величины утечки при разных давлениях в конце участка: 1 –  $p_e = 4,2$ ; 2 –  $4,5$ ; 3 –  $4,8$  ата; 4 – общая длина участка

**Выводы.** Проведенные исследования показали, что игнорирование реальных свойств газа при расчетах аварийных режимов газопроводов может привести к существенным ошибкам. Расход истечения на отдельных этапах процесса может быть занижен на 10–15 %, а температура завышена на 5–10 К.

Установлено, что при больших сечениях порыва повышение точности расчетов достигается путем учета движения к нему газа в процессе истечения.

Использование в предлагаемой математической модели сложного уравнения состояния Пенга-Робинсона позволяет, в отличие от известных методик [1–5], прогнозировать возможное изменение фазового состояния газа, т. е. частичную конденсацию его бензиновых фракций, обусловленную резким падением температуры (рис. 1), при которой протекание процесса значительно ускоряется [6]. Это особенно актуально для газотурбинных генераторов, работающих на попутном нефтяном газе.

Представленные математические модели использованы при разработке расчетных модулей аварийных режимов в составе программного комплекса OISPipe [6–8]. Они по-

зволяют для аварийно отключенного участка газопровода прогнозировать динамику опожарения, а для работающего участка – локализацию порыва по изменению давления и расхода газа в конце участка. Это необходимо для обоснованного планирования производства ремонтных работ и мероприятий по обеспечению безопасности оборудования и персонала.

#### Список литературы

1. **Лурье М.В., Некляев А.В.** Об одном опасном явлении, сопровождающем истечение газа из газопровода // Газовая промышленность. – 2008. – № 1. – С. 82–83.
2. **Лурье М.В.** Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 456 с.
3. **Куцова Е.В., Сердюков С.Г., Васильев Е.М.** Математическое моделирование аварийных режимов магистральных газопроводов // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2011. – Т. 7, № 9. – С. 17–21.
4. **Лурье М.В.** Экспертиза утечек газа из резервуаров с высоким давлением // Территория нефтегаз. – 2014. – № 4. – С. 52–57.
5. **Лурье М.В., Найденев Р.А.** Уточненный расчет утечек газа через отверстия в стенках газопроводов высокого давления // Газовая промышленность. – 2014. – № 8(710). – С. 82–85.
6. **Программный комплекс OISPipe для мониторинга и оптимизации систем сбора газа месторождений различных типов / Н.Н. Елин, А.В. Бардин, Д.В. Загинайко, А.П. Попов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 65–69.**
7. **Программный комплекс OIS PIPE для математического моделирования сложных трубопроводных систем промышленного обустройства / Н.Н. Елин, Ю.В. Нассонов, О.В. Белоусов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №12. – С. 91–93.**
8. **Моделирование и оптимизация сетей с периодически работающими источниками / Н.Н. Елин, А.П. Попов, Д.В. Загинайко, М.Г. Королев // Вестник ИГЭУ. – 2016. – Вып. 3. – С. 73–77.**
9. **Кириллин В.А., Сычев В.В., Шейндлин А.Е.** Техническая термодинамика. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 512 с.
10. **Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т.** Свойства газов и жидкостей: справочное пособие. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
11. **Brill J.P., Mukherjee H.** Multiphase flowin wells. Henry L. Doherty Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson. – Texas, 1999. – 157 p.

*Елин Николай Николаевич,*

ФГБОУВО «Ивановский государственный политехнический университет»,  
доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой гидравлики, теплотехники и инженерных сетей,  
e-mail: yelinnn@mail.ru

*Yelin Nikolai Nikolayevich,*

Ivanovo State Polytechnic University,  
Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Hydraulics, Thermal Engineering and Utility Networks,  
e-mail: yelinnn@mail.ru

*Крюков Станислав Владимирович,*

ФГБОУВО «Ивановский государственный политехнический университет»,  
магистрант,  
e-mail: gtis@ivgpu.com

*Kryukov Stanislav Vladimirovich,*

Ivanovo State Polytechnic University,  
Master Course Student  
e-mail: gtis@ivgpu.com

#### References

1. Lurye, M.V., Neklyayev, A.V. Ob odnom opasnom yavlenii, soprovozhdayushchem istechenie gaza iz gazoprovoda [One dangerous phenomenon accompanying gas outflow from the pipeline]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2008, no. 1, pp. 82–83.
2. Lurye, M.V. *Matematicheskoe modelirovanie protsessov truboprovodnogo transporta nefiti, nefteproduktov i gaza* [Mathematical modeling of pipeline transportation of oil, netroleum products and gas]. Moscow, Izdatel'skiy tsentr RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina, 2012. 456 p.
3. Kutsova, E.V., Serdyukov, S.G., Vasilyev, E.M. Matematicheskoe modelirovanie aviariynykh rezhimov magistral'nykh gazoprovodov [Mathematical modeling of emergency regimes of cross-country gas pipelines]. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2011, vol. 7, no. 9, pp. 17–21.
4. Lurye, M.V. Ekspertiza utechek gaza iz rezervuarov s vysokim davleniem [Expert review of gas escape from high-pressure reservoirs]. *Territoriya neftegaz*, 2014, no. 4, pp. 52–57.
5. Lurye, M.V., Naydenov, R.A. Utochnennyi raschet utechek gaza cherez otverstiya v stenkakh gazoprovodov vysokogo davleniya [Refined calculation of gas escape through holes in walls of high-pressure gas pipelines]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2014, no. 8(710), pp. 82–85.
6. Yelin, N.N., Bardin, A.V., Zaginayko, D.V., Popov, A.P. Programmyi kompleks OISPipe dlya monitoringa i optimizatsii sistem sbora gaza mestorozhdeniy razlichnykh tipov [Software package OISPipe for monitoring and optimizing gas collection systems of different gas fields]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2008, no. 5, pp. 65–69.
7. Yelin, N.N., Nassonov, Yu.V., Belousov, O.V. Programmyi kompleks OIS PIPE dlya matematicheskogo modelirovaniya slozhnykh truboprovodnykh sistem promyslovogo obustroystva [Software package OISPipe for mathematical modelling of complex pipeline systems of industrial facilities]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2002, no. 12, pp. 91–93.
8. Yelin, N.N., Popov, A.P., Zaginaiko, D.V., Korolev, M.G. Modelirovanie i optimizatsiya setey s periodicheski rabotayushchimi istochnikami [Modelling and optimization of networks with periodically working sources]. *Vestnik IGEU*, 2016, issue 3, pp. 73–77.
9. Kirillin, V.A., Sychev, V.V., Sheindlin, A.E. *Tekhnicheskaya termodinamika* [Technical thermodynamics]. Moscow, Energoatomizdat, 1983. 512 p.
10. Rid, R., Prausnits, Dzh., Shervud, T. *Svoystva gazov i zhidkostey* [Properties of gases and liquids]. Leningrad, Khimiya, 1982. 592 p.
11. Brill, J.P., Mukherjee, H. Multiphase flowin wells. Henry L. Doherty Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson. Texas, 1999. 157 p.

*Корюкина Татьяна Викторовна,*  
ФГБОУВО «Ивановский государственный политехнический университет»,  
кандидат технических наук, доцент кафедры гидравлики, теплотехники и инженерных сетей,  
e-mail: koryukina.1973@mail.ru

*Koryukina Tatyana Viktorovna,*  
Ivanovo State Polytechnic University,  
Candidate of Engineering, Associate Professor of the Department of Hydraulics, Thermal Engineering and Utility Networks,  
e-mail: koryukina.1973@mail.ru