

УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ГАЗА НА ПРОТЯЖЕННЫХ ПОДВОДНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

УДК 622.692.482

С.Н. Панкратов, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ),

S.Pankratov@adm.gazprom.ru

А.С. Казак, д. т. н., проф., ООО «НИИгазэкономика» (Москва, РФ),

A.Kazak@econom.gazprom.ru

А.М. Чионов, к. т. н., ООО «НИИгазэкономика», A.Chionov@econom.gazprom.ru

К.А. Казак, к. т. н., ПАО «Газпром», K.Kazak@adm.gazprom.ru

А.Ю. Киреев, ПАО «Газпром», A.Kireev@adm.gazprom.ru

А.А. Моргунов, ПАО «Газпром», A.Morgunov@adm.gazprom.ru

В статье предложено решение актуальной прикладной задачи управления качеством газа в протяженном многослойно-изолированном подводном газопроводе высокого давления при нестационарном неизотермическом режиме работы. Разработаны математическая модель и алгоритм расчета компонентного состава, давления, скорости и температуры нестационарного неизотермического потока газа в условиях высоких рабочих давлений. С применением разработанной модели проведен вычислительный эксперимент: рассмотрены решение задачи управления качеством газа при возникновении нештатной ситуации и варианты управляющих воздействий.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОПРОВОД ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ, ПОДВОДНЫЙ ГАЗОПРОВОД, УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ГАЗА, УРАВНЕНИЯ ГАЗОВОЙ ДИНАМИКИ, УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ.

Морские газопроводы – объекты протяженностью несколько сотен километров, не имеющие точек отбора и/или притока газа. По очевидным причинам доступ к таким газопроводам затруднен для любого вида работ и измерений. По этим же причинам к качеству газа, транспортируемого по морским газопроводам, предъявляются более жесткие требования, чем при транспортировке по суше. Проектами предусматриваются дополнительные установки подготовки и осушки газа, на которых достигаются необходимые значения точки росы по углеводородам и по воде. В то же время в силу своих технических характеристик указанные установки подготовки газа не могут удалять такие примеси, как кислород, который может в отдельные периоды времени превышать значения, установленные договорами на поставку газа. Такая ситуация

возникает в случаях производства ремонтных работ или ввода вновь построенных объектов ГТС при нарушениях регламентов пуска объектов в работу. Так, например, для газопровода «Северный поток» Соглашением о транспортировке установлена предельно допустимая концентрация (ПДК) O_2 10 ppm (среднесуточное «плавающее» значение).

В связи с отсутствием прямых измерений на всей протяженности подводных газопроводов контроль параметров потока в них может осуществляться с помощью математического моделирования. Различного рода имитационные и оптимизационные расчеты позволяют удостовериться в правильности выбранных управленческих решений и оценить их последствия для эксплуатируемого объекта.

Таким образом, перед эксплуатирующим персоналом морских

трубопроводов стоит задача создания адекватной математической модели подводного газопровода высокого давления, учитывающей изменения содержания отдельных компонентов состава газа.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Моделирование нестационарных газовых потоков в протяженных газопроводах высокого давления рассмотрено в работах [1–7]. Основу математической модели составляют уравнения газовой динамики:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v^2) + \frac{\partial p}{\partial x} + \rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \xi \rho v |v| = 0, \quad (2)$$

Pankratov S.N., Gazprom PJSC (Saint Petersburg, RF), S.Pankratov@adm.gazprom.ru

Kazak A.S., Doctor of Engineering Science, Professor, NIIgazekonomika LLC (Moscow, RF),

A.Kazak@econom.gazprom.ru

Chionov A.M., Ph.D. in Engineering Science, NIIgazekonomika LLC, A.Chionov@econom.gazprom.ru

Kazak K.A., Ph.D. in Engineering Science, Gazprom PJSC, K.Kazak@adm.gazprom.ru

Kireev A.Yu., Gazprom PJSC, A.Kireev@adm.gazprom.ru

Morgunov A.A., Gazprom PJSC, A.Morgunov@adm.gazprom.ru

Gas quality management in extended underwater high-pressure gas pipelines

The article presents a solution to a topical applied issue of gas quality management in an extended multi-layer and isolated underwater high-pressure gas pipeline under a non-stationary non-isothermal operating mode. A mathematical model and a calculation algorithm for the blend composition, pressure, velocity and temperature of a non-stationary non-isothermal gas flow in the context of high working pressures, are developed. The following calculation experiment was carried out with the use of the developed model: we reviewed the issue of gas quality management when there is an off-nominal situation and also the variants of control actions.

KEY WORDS: HIGH-PRESSURE GAS PIPELINE, UNDERWATER GAS PIPELINE, GAS QUALITY MANAGEMENT, GAS DYNAMICS EQUATIONS, CONSTITUTIVE EQUATIONS.

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \varepsilon + \rho \frac{v^2}{2} + \rho gH \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h + gH \right) \right) = -Q, \quad (3)$$

где ρ – плотность газа; t – время; v – скорость потока газа; x – координата вдоль оси газопровода; g – ускорение силы тяжести; p , ε и h – давление, внутренняя энергия и энтальпия газа, соответственно; α – угол наклона оси газопровода к горизонту; d – внутренний диаметр трубы; ξ – коэффициент гидравлического сопротивления; H – высотный профиль трассы газопровода; Q – теплообмен газового потока с окружающей средой. Уравнения (1), (2) и (3) замыкаются уравнением состояния, описывающим свойства многокомпонентного флюида в области рабочих давлений и температур. В качестве основного уравнения состояния используется уравнение Ли – Келлера [8]. Для расчета теплового потока используется нестационарная модель, основанная на решении нестационарного уравнения теплопроводности в стенке трубопровода:

$$\frac{c_k \rho_k}{\lambda_k} \frac{\partial u}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}, \quad (4)$$

где k – номер слоя; c_k , ρ_k и λ_k – удельная теплоемкость, плотность и коэффициент теплопроводности слоя, соответственно; $u(t, r, x)$ – поле температуры в многослойно изолированной стенке трубопровода; r – радиальная координата. Использование уравнения (4) приводит к значительному увеличению вычислительной работы. В работах [4, 6] предложена адекватная прикладная модель, основанная на уравнениях (1)–(4), которая позволяет значительно повысить скорость вычислений. Вместо уравнения (4) используется уравнение, учитывающее тепловую инерцию переходных процессов:

$$Q = \frac{4}{d} \left\{ K(T - T_{\text{ex}}) + \gamma \frac{\partial T}{\partial t} \right\}, \quad (5)$$

где T и T_{ex} – температура потока газа и температура окружающей среды, соответственно;

$$K = \frac{K_{\text{in}} K_{\text{ex}}}{(K_{\text{in}} + K_{\text{ex}})} -$$

средний коэффициент теплопередачи;

$$\gamma = \frac{K_{\text{in}}^2 c_{\text{ME}} \rho_{\text{ME}} \Delta r}{(K_{\text{in}} + K_{\text{ex}})^2} -$$

коэффициент учета тепловой инерции стенки трубопровода; K_{in} – коэффициент теплопередачи между газом и металлической стенкой трубы; K_{ex} – коэффициент теплопередачи металлической стенкой трубы и окружающей средой (морская вода); c_{ME} , ρ_{ME} , Δr – удельная теплоемкость, плотность и толщина металла стенки трубы, соответственно. При этом, как показано в [4, 6], точность расчетов оказывается почти такой же, как и при использовании точной модели.

Так как компонентный состав не постоянен, необходимо дополнить математическую модель уравнениями непрерывности для каждой компоненты [7]:

$$\frac{\partial (\rho \eta_i)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (\rho v \eta_i) = 0, \quad (6)$$

где η_i – массовая концентрация i -го компонента смеси. Компонентный состав можно задавать как в массовых, так и в молярных (объемных) концентрациях. Эти способы равнозначны, однако более привычно задавать в объ-

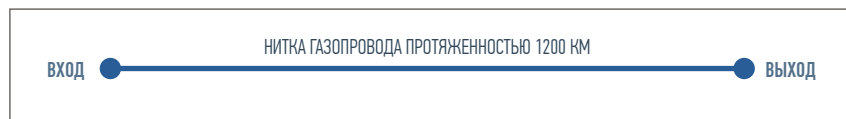


Рис. 1. Схема расчетной модели

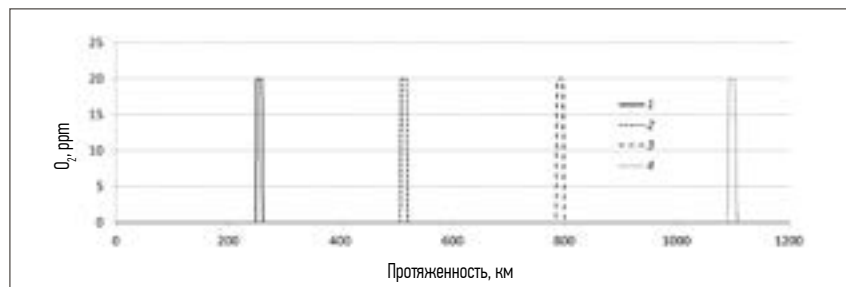


Рис. 2. Распределение концентрации O_2 в разные моменты времени: 1 – через 1 сут; 2 – через 2 сут; 3 – через 3 сут; 4 – через 4 сут

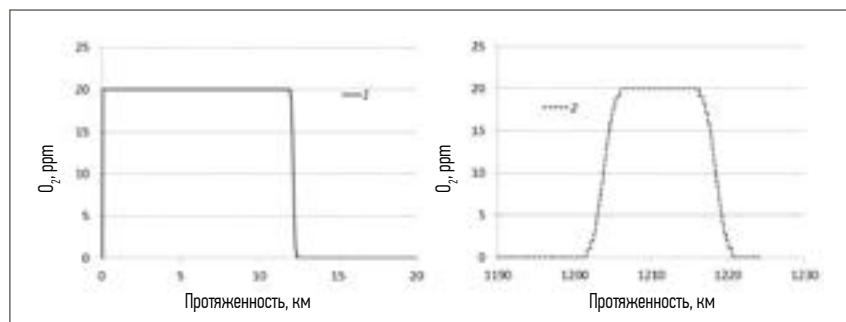


Рис. 3. Распределение концентрации O_2 в разные моменты времени: 1 – через 1 ч; 2 – через 104 ч

емных единицах, поэтому далее в статье, если не указано иное, будет подразумеваться объемная концентрация. В уравнении (6) в отличие от работы [7] пренебрегается влиянием диффузионной составляющей, так как скорость газового потока гораздо больше скорости смешивания компонент за счет явления диффузии. Решение уравнения (6) будем искать в лагранжевых переменных [5], удобно также называть эту систему координат сопутствующей. С учетом уравнения (1) уравнение (6) примет простой вид:

$$\frac{d\eta_i}{dt} = 0, \quad (7)$$

где $\frac{d}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} + v \frac{\partial}{\partial x}$ –

производная по времени в лагранжевых координатах. Решение уравнения (7) можно записать в виде $\eta_i = f(x')$, где x' – лагранжева координата.

Для решения системы уравнений газовой динамики (1), (2), (3), (6) с переменным компонентным составом применим метод конечных разностей, будем использовать полностью неявную по времени разностную схему [1, 4, 6]. Для решения системы разностных уравнений предлагается модифицировать алгоритм, описанный в работах [1, 4, 6].

Так как предполагается, что изменения в компонентном составе газа не будут приводить к существенному изменению плотности и энтальпии газа, решение системы уравнений (1)–(6) будет осуществляться в два шага:

1) решение уравнений газовой динамики для следующего временного слоя. Построение распределения компонентного состава для следующего временного слоя;

2) корректировка решения уравнений газовой динамики с использованием рассчитанного компонентного состава. Корректировка распределения компонентного состава.

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ, КВАЗИСТАЦИОНАРНЫЙ СЛУЧАЙ

На рис. 1 представлен протяженный подводный трубопровод высокого давления.

Рассмотрим тестовый сценарий: в течение некоторого времени (1 ч, 10 мин, 1 мин) в газопровод поступает газ с превышением ПДК O_2 (20 ppm), затем состав нормализуется. При этом будем считать режим транспортировки стационарным, т. е. давление и температура на входе и выходе газа неизменны.

Проведенные расчеты позволяют оценить время, за которое газ с повышенным содержанием O_2 дойдет до выхода газопровода. Для рассматриваемой модели газопровода время составило около 100 ч. При движении газа по трубе происходит падение давления, плотность газа снижается, что приводит к увеличению его линейной скорости. Следовательно, «полоса» газа с повышенным содержанием O_2 будет «вытягиваться». Проведенный расчет позволяет оценить концентрацию O_2 на выходе газопровода. На рис. 2 показано, как происходило движение газа с повышенным содержанием O_2 по газопроводу.

На рис. 3 распределения концентрации O_2 через 1 ч и через 104 ч моделирования представлены в большем масштабе.

Из расчетов видно, что для рассматриваемого газопровода протяженностью 1200 км концентрация O_2 на выходе из газопрово-

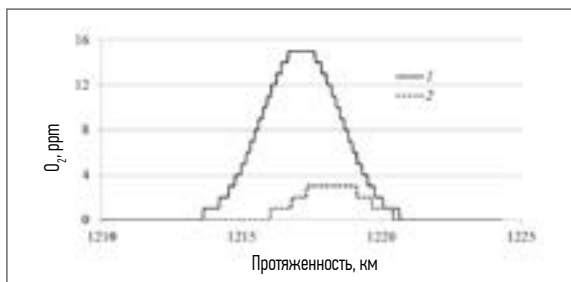


Рис. 4. Распределение концентрации O_2 через 104 ч для разного времени превышения ПДК на входе: 1 – 10 мин; 2 – 1 мин

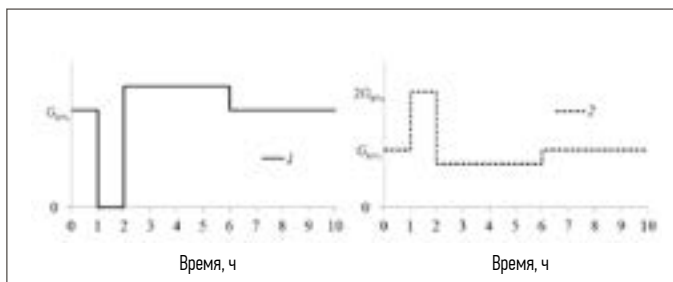


Рис. 5. Расход на входе в нитки газопровода: 1 – W1; 2 – W2

да не изменится за счет эффекта «размазывания».

Также были проведены аналогичные расчеты для ситуаций, когда газ с повышенным содержанием O_2 поступал в газопровод в течение 10 мин и 1 мин (рис. 4).

Как видно из расчетов, концентрация O_2 на выходе снизилась из-за эффекта «размазывания». Следовательно, чем меньше время поступления некачественного газа на входе, тем больше снижается концентрация на выходе. Таким образом, можно рассчитать, в каких случаях не требуются управляющие воздействия на ГТС, при том что требования к качеству газа на выходе из газопровода не будут нарушены.

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ, НЕСТАЦИОНАРНЫЙ СЛУЧАЙ

В целях увеличения надежности морских трубопроводов и с учетом требований стандарта СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101) «Морской стандарт DNVOSF101. Подводные тру-

бопроводные системы» все известные морские газопроводы, эксплуатируемые ПАО «Газпром» или проектируемые, представляют собой системы из двух или более параллельно проложенных ниток. Таким образом, в распоряжении оперативного персонала имеется возможность такого перераспределения объемов отбора и подачи газа в эти нитки, что при смешивании газа на выходе из морского газопровода получается газ, полностью соответствующий требованиям спецификаций, приведенных в договорах на транспортировку и поставку газа.

Проанализируем возможность следующего сценария. Обозначим нитки W1 и W2. Газ с повышенным содержанием O_2 полностью направляется в нитку W1, если это не приводит к нарушению иных технологических ограничений, с полной или частичной остановкой подачи газа в нитку W2. После восстановления качества газа, подаваемого в морской газопровод, возобновляется подача газа в обе нитки одновременно.

Отбор из ниток W1 и W2 осуществляется таким образом, чтобы не было превышения ПДК и технологические ограничения соблюдались.

Рассмотрим частный случай транспортировки газа со следующими граничными условиями (рис. 5). В начальный момент времени газопровод работал в штатном режиме с загрузкой 80 % от проектной величины. В момент времени t_1 поток на входе W1 принимается равным нулю, поток на входе W2 принимается $2q_{80\%}$ – газ идет с двукратным превышением норматива по O_2 , 0,002 % (20 ppm), потоки на выходе W1 и W2 равны $q_{80\%}$. В момент времени $t_2 = t_1 + 1$ ч возобновляется подача газа с нулевым содержанием кислорода. Поток на входе W2 равен $0,75q_{80\%}$, поток на входе W1 равен $1,25q_{80\%}$, что обусловлено восполнением отобранного за предыдущий час запаса газа. В течение 4 ч работы в таком режиме запас газа в трубах возвращается к своему начальному значению, и потоки на входе W1 и W2 переходят в

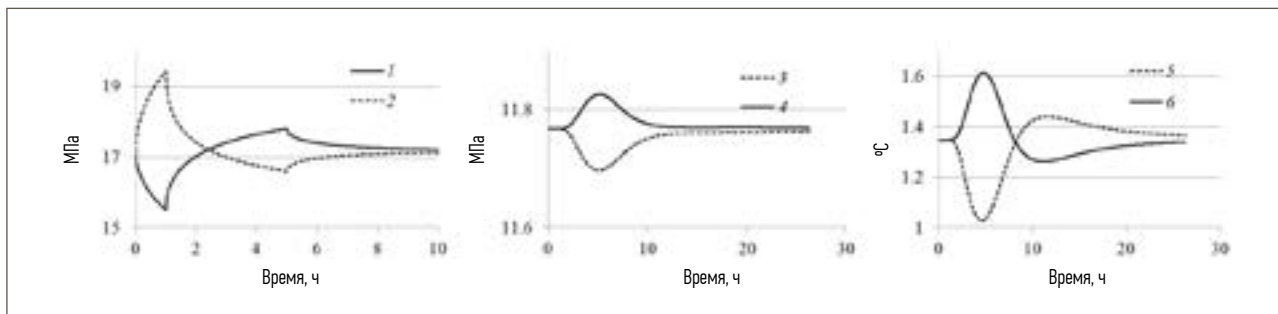


Рис. 6. Зависимость давления и температуры в начале и в конце ниток газопровода от времени: 1 – давление в начале W1; 2 – давление в начале W2; 3 – давление в конце W1; 4 – давление в конце W2; 5 – температура в конце W1; 6 – температура в конце W2

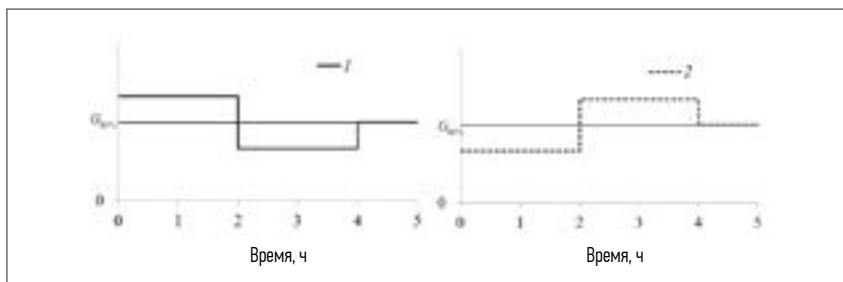


Рис. 7. Расход на выходе ниток газопровода:
1 – W1; 2 – W2

исходное положение $q_{80\%}$. Весь период моделирования потоки на выходе W1 и W2 не изменяются и равны $q_{80\%}$.

Гидравлический расчет с такими граничными условиями показал, что давление и температура на входе и выходе W1 и W2 изменяются, как представлено на рис. 6.

Вычислительный эксперимент показал, что в рассматриваемом сценарии технологические ограничения для максимального давления и минимальной температуры газа не нарушаются. Примерно через сутки давления в начале ниток W1 и W2 выравниваются, что позволяет снова эксплуатировать их в едином гидравлическом режиме. Газ с превышением ПДК по O_2 придет на выход только через 4 сут. Расчеты показывают, что этого времени вполне достаточно для установления стационарного режима транспортировки. В рассматриваемом примере, когда ПДК по O_2 на входе превышена в 2 раза, можно не предпринимать дополнительных к вышеуказанным управляющих воздействий. Газ будет смешиваться в пропор-

циях один к одному, что позволит снизить содержание O_2 до граничного значения.

При иных сценариях с более высоким превышением содержания O_2 для достижения нужной его концентрации необходимо смешивать газ в неравных пропорциях.

Рассмотрим частный случай со следующим сценарием (рис. 7). В газопроводе установился стационарный режим с теми же параметрами, что и в предыдущем сценарии. На входе ниток W1 и W2 потоки остаются постоянными, при этом на выходе отбор из нитки W1 в 2 раза превышает отбор из W2 в течение 2 ч. Оценочные расчеты показывают, что достаточно 1,5 ч для того, чтобы вышел весь газ с превышением ПДК по O_2 , при условии что на вход он поступал в течение 1 ч, поэтому рассматриваемые граничные условия немного более жесткие. Через 2 ч приводим отбор газа к значениям, обеспечивающим, как в первом сценарии, возврат запаса газа в нитках W1 и W2 к начальному значению.

Гидравлический расчет с такими граничными условиями показал, что давление и температура на входе и выходе W1 и W2 изменяются, как представлено на рис. 8.

Вычислительный эксперимент показал, что в рассматриваемом сценарии также не нарушаются технологические ограничения для максимального давления и минимальной температуры газа. Примерно через 10 ч после завершения управляющих воздействий давления на выходе ниток W1 и W2 выравниваются.

ВЫВОДЫ

В работе описана модель протяженного подводного газопровода высокого давления, учитывающая изменения компонентного состава транспортируемого газа. Проведено исследование возможности управления качеством газа за счет использования аккумулирующей способности газопровода. С помощью вычислительных экспериментов подтверждена реализуемость подобных сценариев на практике с учетом существующих ограничений по давлению и температуре газа.

Несмотря на то что рассматриваемые в работе упрощенные модельные сценарии не позволяют сформировать практические рекомендации по управлению действующим газопроводом, в работе показано, что такая возможность существует.

С использованием предложенной в работе модели необходимо

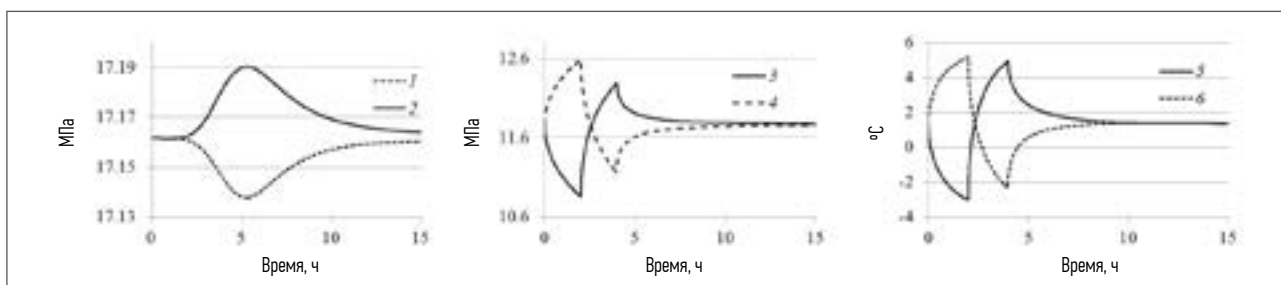


Рис. 8. Зависимость давления и температуры в начале и в конце ниток газопровода от времени:
1 – давление в начале W1; 2 – давление в начале W2; 3 – давление в конце W1; 4 – давление в конце W2; 5 – температура в конце W1; 6 – температура в конце W2

сформировать набор сценариев, в которых более детально и с большей вариантноcтью будут описаны величина и время возможных нарушений качества подаваемого по морскому газопроводу газа,

разработаны возможные управляющие воздействия и определены последствия для сценарных нештатных ситуаций.

Перспективной представляется реализация возможности управ-

ления качеством газа с применением прогнозного математического моделирования в режиме онлайн, что позволит оптимизировать управляющие воздействия оперативного персонала. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Коршунов С.А., Чионов А.М., Казак К.А. Метод расчета неустановившихся режимов транспортировки газа по ЛЧМГ при возникновении утечки // Газовая промышленность. 2012. № 4. С. 44–47.
2. Воеводин А.Ф., Есипович Л.Я., Коган В.Р. Разностный метод расчета нестационарных одномерных течений газа // Журнал вычислительной математики и математической физики. 1976. Т. 16. С. 1006–1016.
3. Груничева Е.В., Курбатова Г.И., Попова Е.А. Нестационарное неизотермическое течение смеси газов по морским газопроводам // Математическое моделирование. 2011. Т. 23. № 4. С. 141–153.
4. Мешалкин В.П., Чионов А.М., Казак А.С., Аристов В.М. Прикладная компьютерная модель нестационарного потока в протяженном многослойно изолированном подводном газопроводе высокого давления // Доклады Академии наук. 2016. Т. 470. № 1. С. 56–59.
5. Самарский А.А., Попов Ю.П. Разностные методы решения задач газовой динамики. М.: Наука, 1992. 424 с.
6. Казак А.С., Казак К.А., Чионов А.М. и др. Моделирование газотранспортных систем: монография. М.: ИНФРА-М, 2016. 264 с.
7. Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных газопроводов. М.: КомКнига, 2005. 496 с.
8. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей / Пер. с англ. Под ред. Б.И. Соколова. Л.: Химия, 1982. 592 с.

REFERENCES

1. Korshunov S.A., Chionov A.M., Kazak K.A. Calculation Methods of Non-Stationary Gas Transport Regimes in the Linear Part of a Main Pipeline in the Event of Leakage. *Gazovaya promyshlennost'* = Gas Industry, 2012, No. 4, P. 44–47. (In Russian)
2. Voevodin A.F., Esipovich L.Ya., Kogan V.R. Differential Calculation Method of Non-Stationary One-Dimensional Gas Flow. *Zhurnal vychislitel'noi matematiki i matematicheskoi fiziki* = Journal of Computational Mathematics and Mathematical Physics, 1976, Vol. 16, P. 1006–1016. (In Russian)
3. Grunicheva E.V., Kurbatova G.I., Popova E.A. Non-Stationary Non-Isothermal Gas Mixture Flow through Sea Gas Pipelines. *Matematicheskoe modelirovanie* = Mathematical Modeling, 2011, Vol. 23, No. 4, P. 141–153. (In Russian)
4. Meshalkin V.P., Chionov A.M., Kazak A.S., Aristov V.M. Applied Computer Model of a Non-Stationary Flow in an Extended Multi-Layer Isolated Underground High-Pressure Gas Pipeline. *Doklady Akademii nauk* = Lectures of the Academy of Sciences, 2016, Vol. 470, No. 1, P. 56–59. (In Russian)
5. Samarsky A.A., Popov Yu.P. Differential Methods of Solving Gas Dynamics Problems. Moscow, Nauka, 1992, 424 pp. (In Russian)
6. Kazak A.S., Kazak K.A., Chionov A.M., et al. Gas Transport System Modeling: Monography. Moscow, INFRA-M, 2016, 264 pp. (In Russian)
7. Seleznev V.E., Aleshin V.V., Pryalov S.N. Fundamentals of Numerical Modeling of Main Gas Pipelines. Moscow, KomKniga, 2005, 496 pp. (In Russian)
8. Reid R., Prausnitz M., Sherwood T. The Properties of Gases and Liquids. Translation from English, edited by B.I. Sokolova. Leningrad, Khimiya, 1982, 592 pp. (In Russian)



группа компаний
ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ

Консультант №1 в России*

*1-е место в рейтинге
«Консалтинг в области организации производства».
По данным «Эксперт РА» (2004–2010, 2012 гг.)

**УСЛУГИ
СЛУЖБМ
ГЛАВНОГО
ИНЖЕНЕРА**

**Экспертиза
промышленной
безопасности**

Энергоаудит

**Специальная
оценка условий
труда**

Проектирование

**Экологический
аудит**

на правах рекламы

Работаем с предприятиями ПАО «Газпром» с 1998 года



Входит в GCE Group («ДжиСиИ Групп»).
Международный консультант по организации производства

Санкт-Петербург: +7 (812) 334 5984 Москва: +7 (499) 176 8772
www.gce.ru