

УДК 662.769.21:[622.691.4.052+621.6.05]

**Н.Н. Голунов<sup>1</sup>**, e-mail: golunov.n@gubkin.ru; **М.В. Лурье<sup>1</sup>**, e-mail: lurie254@gubkin.ru;

**И.Т. Мусаилов<sup>1</sup>**, e-mail: imusailov@gmail.com

<sup>1</sup> Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

## Транспортировка водорода по газопроводам в виде метано-водородной смеси

В статье представлен вариант решения задачи транспортировки значительных объемов водорода в виде так называемых метано-водородных смесей, т. е. природного газа с определенным содержанием водорода, по действующим и проектируемым магистральным газопроводам. Решение данной задачи является значимым этапом на пути создания перспективной водородной энергетики, базирующейся на использовании водорода как энергоносителя. Метано-водородные смеси могут быть получены путем инъекции в природный газ чистого водорода, произведенного путем гидролиза воды или пиролиза метана, в размере 10–25 % транспортируемого объема. Исследовано влияние расходного объемного содержания чистого водорода в метано-водородной смеси на газодинамические параметры газотранспортной магистрали, главным образом на давление и расход газа в газопроводе. Изложена теория расчета движения метано-водородной смеси в газопроводах, в том числе с большим перепадом высотных отметок, с высокими (10–15 МПа) и сверхвысокими давлениями (15–25 МПа), учитывающая фракционный состав транспортируемой смеси. В качестве примера рассмотрен подводный участок магистрального газопровода типа «Северный поток», пролегающего по дну Балтийского моря. Показано, что водород, добавленный к природному газу в пределах указанных концентраций, незначительно изменит давление и пропускную способность газопровода, что является весомым аргументом в пользу возможности транспортировки водорода по существующей системе газопроводов.

**Ключевые слова:** водород, метано-водородная смесь, природный газ, газопровод, транспортировка, давление, расход, пропускная способность, уравнение состояния, коэффициент сжимаемости, дифференциальное уравнение, решение, расчет.

.....

**N.N. Golunov<sup>1</sup>**, e-mail: golunov.n@gubkin.ru; **M.V. Lurie<sup>1</sup>**, e-mail: lurie254@gubkin.ru;

**I.T. Musailov<sup>1</sup>**, e-mail: imusailov@gmail.com

<sup>1</sup> Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education “Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)” (Moscow, Russia).

## Transportation of Hydrogen through Gas Pipeline in the Form of Methane-Hydrogen Mixture

The article presents a solution to the problem of transporting significant volumes of hydrogen in the form of so-called methane-hydrogen mixtures, i. e., natural gas with a certain hydrogen content, through existing and projected main gas pipelines. The solution of this problem is a significant step towards the creation of a promising hydrogen power engineering based on the use of hydrogen as an energy source. Methane-hydrogen mixtures can be obtained by injecting pure hydrogen into natural gas, produced by hydrolysis of water or pyrolysis of methane, in the amount of 10–25 % of the transported volume. The influence of the consumption volumetric content of pure hydrogen in a methane-hydrogen mixture on the gas-dynamic parameters of the gas transmission line, mainly on the pressure and gas flow rate in the gas pipeline, has been investigated. The theory of calculating the movement of methane-hydrogen mixture in gas pipelines, including those with a large difference in elevation marks, with high (10–15 MPa) and ultra-high pressures (15–25 MPa), taking into account the fractional composition of the transported mixture, is presented. As an example, a subsea section of the Nord Stream gas pipeline running along the bottom of the Baltic Sea is considered. It is shown that hydrogen added to natural gas within the specified concentrations will insignificantly change the pressure and throughput of the

gas pipeline, which is a powerful argument in favor of the possibility of transporting hydrogen through the existing gas pipeline system.

Keywords: hydrogen, methane-hydrogen mixture, natural gas, gas pipeline, transportation, pressure, flow rate, capacity, equation of state, compressibility factor, differential equation, solution, calculation.

## ВВЕДЕНИЕ

Проблемы создания экологически более чистой водородной энергетики все в большей степени занимают умы инженеров, ученых и широкой общественности развитых стран мира. Сущность водородной энергетики заключается в использовании водорода как топлива в разнообразных машинах и аппаратах, прежде всего в двигателях внутреннего сгорания. Отличительной особенностью такой энергетики является отсутствие выбросов парниковых газов, в первую очередь диоксида углерода  $\text{CO}_2$ , что весьма актуально, поскольку энергетическая комиссия стран Евросоюза (ЕС) объявила, что достижение к 2050 г. так называемой углеродной нейтральности является приоритетной задачей, на решение которой будут направлены все имеющиеся в распоряжении ЕС ресурсы [1–7].

В общей проблеме создания водородной энергетики можно выделить следующие основные задачи:

- промышленное получение водорода;
- накопление и хранение больших объемов водорода;
- транспортировка водорода на большие расстояния.

## ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА

Технологию промышленного получения водорода можно разделить на два основных направления:

- получение чистого водорода с минимальным воздействием на окружающую среду на основе возобновляемых источников энергии («зеленый» и «желтый/бирюзовый» водород);
- получение водорода с побочными продуктами, такими как  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  («голубой» и «серый» водород).

К первому направлению относятся электролиз воды и пиролиз метана, ко второму – различные виды конверсии метана или угля [8].

Технология электролиза воды – метод, при котором молекула воды под воздействием электрического тока разделяется на две молекулы водорода и одну молекулу кислорода, – позволяет получить наиболее чистый водород, пригодный к использованию без дополнительной очистки. К числу достоинств электролиза относится также то, что водород производится под давлением до 15,0 МПа, что способствует снижению затрат на компримирование для последующей его транспортировки по трубопроводам. В то же время электролиз воды является наиболее дорогим способом производства водорода, требующим огромных затрат электроэнергии, получение которой по умолчанию подразумевает применение «экологически чистых» методов, не предполагающих сжигания какого-либо углеродного топлива [9–11].

Основной технологией получения водорода из природных органических топлив является конверсия метана. Известны разные виды конверсии метана: паровая и парокислородная (автотермический риформинг) конверсии, парциальное окисление и т. п. Себестоимость водорода, получаемого по этой технологии, значительно ниже себестоимости водорода, производимого путем электролиза воды, однако все виды конверсии метана имеют существенный недостаток, заключающийся в попутном образовании диоксида углерода, вследствие чего требуется использование технологий улавливания и захоронения  $\text{CO}_2$ , что в итоге

увеличивает стоимость производимого водорода.

Водород можно также получить в результате пиролиза метана, т. е. путем разложения молекулы метана на две молекулы водорода и одну молекулу углерода. Отличительной особенностью такого метода является отсутствие выбросов диоксида углерода, а следовательно, производство чистого водорода. Пиролиз осуществляется без доступа кислорода при высоких температурах. Образующийся углерод остается в установках в виде твердой фазы (например, сажи). В промышленности применяются несколько разновидностей пиролиза метана: термический, каталитический, плазменный, а также пиролиз в расплавах некоторых металлов. Можно отметить перспективность развертывания крупномасштабного производства водорода с помощью данной технологии [12, 13].

## ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВКА БОЛЬШИХ ОБЪЕМОВ ВОДОРОДА НА ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ РАССТОЯНИЯ

К числу проблем водородной энергетики относится необходимость создания технологии накопления и хранения больших объемов водорода. На сегодняшний день большинство исследователей сходится во мнении, что лучше всего для этой цели подходит подземное хранение водорода в существующих хранилищах природного газа или в специально создаваемых хранилищах водорода. Различные организации в России и за рубежом ведут интенсивные исследования в этой области. В то же время для решения эксплуатационных задач, связанных, с одной стороны, с хранением крупных партий водорода, а с другой – с охрупчиванием металла

Ссылка для цитирования (for citation):

Голунов Н.Н., Лурье М.В., Мусаилов И.Т. Транспортировка водорода по газопроводам в виде метано-водородной смеси // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1–2. С. 74–82.

Golunov N.N., Lurie M.V., Musailov I.T. Transportation of Hydrogen through Gas Pipeline in the Form of Methane-Hydrogen Mixture. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2021;(1–2):74–82. (In Russ.)

Таблица 1. Параметры метано-водородной смеси при различных содержаниях водорода

Table 1. Parameters of the methane-hydrogen mixture at various hydrogen contents

Расходное объемное содержание водорода в смеси $c$ , % Consumed volumetric content of hydrogen in the mixture $c$ , %	Массовое содержание водорода в смеси $\theta$ , % Mass content of hydrogen in the mixture $\theta$ , %	Плотность смеси при стандартных условиях $\rho_{ст}(\theta)$ , кг/м <sup>3</sup> Density of the mixture at standard conditions $\rho_{ст}(\theta)$ , kg/m <sup>3</sup>	Газовая постоянная смеси $R$ , Дж/(кг·К) Gas constant of mixture $R$ , J/(kg·K)
0	0,0	0,6682	518
5	0,7	0,6641	521
10	1,4	0,6600	525
15	2,2	0,6553	528
20	3,0	0,6506	532
25	4,0	0,6447	537
30	5,1	0,6382	542
35	6,3	0,6312	548
40	7,7	0,6230	556
45	9,3	0,6136	564
50	11,1	0,6031	574
55	13,3	0,5902	586
60	15,8	0,5755	601
65	18,8	0,5580	620
70	22,6	0,5357	646
75	27,3	0,5082	681
80	33,3	0,4731	731
85	41,5	0,4251	813
90	53,0	0,3579	966
95	70,0	0,2587	1336
100	100	0,0838	4124

и оборудования, снижением прочностных свойств при длительном контакте с водородом, могут использоваться сегменты современных трубопроводов, обладающих большой толщиной стенки, имеющие эмалированную внутреннюю поверхность и несколько внешних слоев защитной изоляции, как, например, трубы, используемые для строительства глубоководных участков морских газопроводов.

Кроме того, одной из важнейших задач становления и развития водородной энергетики является разработка новых технологий транспортировки водорода по трубам на большие расстояния. Конечно, в мировой практике (например, в ФРГ) накоплен определенный опыт создания и эксплуатации специальных трубопроводов для транспортировки газообразного водорода, однако заманчивой и притягательной во всех отношениях является перспективная идея использовать для попутного

транспорта водорода или же метано-водородной смеси (МВС) существующую сеть магистральных газопроводов.

Бурную дискуссию у специалистов вызывают «путевые карты» перехода к водородной энергетике. Не останавливаясь на деталях этой дискуссии, подробно рассмотренных в недавно опубликованных работах А.А. Конопляника, отметим лишь одну из стратегий декарбонизации энергетики, предложенную ПАО «Газпром» и получившую название «трехходовка Аксютин» [1–7].

Первым ходом этой стратегии является структурная декарбонизация, состоящая в замещении угля газом в электроэнергетике и жидкого топлива компримированным или сжиженным природным газом на транспорте. Второй ход – это технологическая декарбонизация, состоящая в производстве МВС на компрессорных станциях газо-

проводов и ее использование в качестве топливного газа вместо метана, что позволит существенно сократить выбросы CO<sub>2</sub> в атмосферу. Третий ход – это глубокая декарбонизация на основе перехода к промышленному производству водорода путем пиролиза метана, т.е. методом, свободным от выбросов диоксида углерода.

Транспортный аспект проблемы находится практически в начальной стадии разработки. В технической литературе не так много предложений по способам транспортировки водорода по газопроводам. Так, например, в [14] рассмотрена технология транспортировки водорода в потоке природного газа по действующему газопроводу порциями. По этой технологии крупную, объемом несколько миллионов стандартных кубических метров партию водорода или смеси природного газа с водородом предлагается закачивать в действующий газопровод, вытесняя находящийся в нем газ. По за-

вершении закачки порции водорода газопровод возвращают на перекачку природного газа. Подобная процедура может повторяться много раз с той или иной периодичностью. При этом каждая партия водорода вытесняет в трубопроводе находящийся перед ней природный газ и, в свою очередь, вытесняется следующей за ней партией природного газа. В конце газопровода природный газ направляют либо сразу в распределительную сеть потребителей, либо в подземное хранилище газа, а партию водорода принимают и аккумулируют отдельно в специальном хранилище. В результате одновременно достигаются две цели. Во-первых, действующий газопровод без существенных изменений используется для транспортировки по нему водорода или газовой смеси, обогащенной водородом. Во-вторых, водород или обогащенная им газовая смесь доходят до потребителя практически без изменения своего состава и, следовательно, качества. С технических позиций эта технология является родственной известной технологии транспортирования по трубопроводу моторных топлив, называемой последовательной перекачкой (англ. *batching*) нефтепродуктов.

В данной статье рассматривается менее сложная технология транспортировки водорода по действующим газопроводам в виде гомогенной метано-водородной смеси, т. е. фактически природного газа, обогащенного водородом до 15–30 % объема. Дело в том, что организовать непрерывное сжатие чистого водорода до больших давлений центробежными нагнетателями, как это делается при транспортировке природного газа, достаточно трудно из-за малой плотности водорода, который примерно в 10 раз легче природного газа, поскольку центробежная сила инерции, вырабатываемая центробежными нагнетателями, пропорциональна как раз этой плотности. Однако указанная трудность практически нивелируется, если водород в указанных концентрациях добавлен в природный газ, плотность которого уменьшается незначительно. Цель исследования, представленного в статье, – проведение гидравлического (или, точнее, газодинамического) анали-

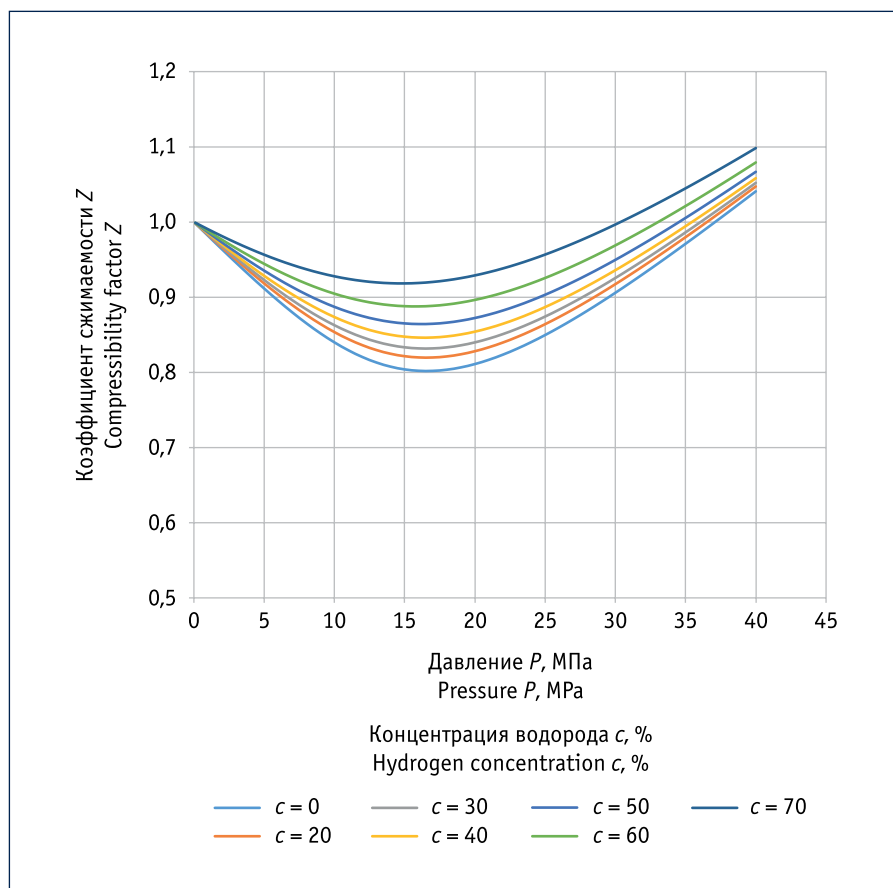


Рис. 1. Зависимость коэффициента сжимаемости  $Z$  от давления при различных концентрациях водорода в газовой смеси при температуре  $T = 290$  К

Fig. 1. Dependence of the compressibility factor  $Z$  on pressure at various concentrations of hydrogen in the gas mixture at a temperature of  $T = 290$  K

за такой технологии в целях формирования базы для принятия обоснованных технических решений.

### МЕТАНО-ВОДОРОДНЫЕ СМЕСИ

Если в поток природного газа (для простоты будем считать, что он состоит только из метана), текущего в газопроводе с коммерческим расходом  $q_{\text{CH}_4}$ , млрд ст. м<sup>3</sup>/год, ввести некоторое количество водорода с коммерческим расходом  $q_{\text{H}_2}$ , млрд ст. м<sup>3</sup>/год, в трубопроводе образуется МВС с расходным объемным содержанием  $c$ , %, водорода:

$$c = \frac{q_{\text{H}_2}}{q_{\text{H}_2} + q_{\text{CH}_4}} \cdot 100 \% \quad (1)$$

В то же время массовая концентрация  $\theta$ , %, водорода в МВС рассчитывается согласно равенству:

$$\theta = \frac{\rho_{\text{H}_2} q_{\text{H}_2}}{\rho_{\text{H}_2} q_{\text{H}_2} + \rho_{\text{CH}_4} q_{\text{CH}_4}} \cdot 100 \% \quad (2)$$

где  $\rho_{\text{H}_2}$  и  $\rho_{\text{CH}_4}$  – соответственно плотности водорода и метана при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>. Учитывая, что отношение плотностей метана и водорода  $\rho_{\text{CH}_4}/\rho_{\text{H}_2}$  составляет примерно 8, получаем связь массовой концентрации водорода в МВС с его расходным объемным содержанием:

$$\theta = \frac{100c}{800 - 7c} \% \quad (3)$$

В табл. 1 представлены параметры МВС при различных содержаниях водорода. Из таблицы, в частности, следует, что даже существенные значения расходного объемного содержания водорода (например, до 25 %) соответствуют весьма малым (не превышающим 4 %) массовым концентрациям водорода в МВС, причем плотность МВС уменьшается менее чем на 3,5 %, а газовая постоянная  $R$ , Дж/(кг·К), – менее чем на 3,7 %. Это говорит о том, что фи-

Таблица 2. Изменение коммерческого расхода газа в зависимости от расходного объемного содержания водорода в метано-водородной смеси при неизменных давлениях на концах газопровода ( $p_n = 22$  МПа,  $p_k = 10,34$  МПа)

Table 2. Changes in the commercial gas rate depending on the volumetric hydrogen consumption in the methane-hydrogen mixture at constant pressures at the ends of the gas pipeline ( $p_n = 22$  МПа,  $p_k = 10.34$  МПа)

Расходное объемное содержание водорода в смеси $c$ , % Consumed volumetric content of hydrogen in the mixture $c$ , %	Массовое содержание водорода в смеси $\theta$ , % Mass content of hydrogen in the mixture $\theta$ , %	Коммерческий расход газа $Q_k = Q_M(\theta)/\rho_{ct}(\theta)$ , млрд ст. м <sup>3</sup> /год Commercial gas rate $Q_k = Q_M(\theta)/\rho_{ct}(\theta)$ , bln norm. m <sup>3</sup> /year	Массовый годовой грузопоток смеси $Q_M$ , млн т/год Mass annual freight traffic of the mixture $Q_M$ , mln t/year
0	0,0	27,500	18,355
5	0,7	27,502	18,264
10	1,4	27,505	18,153
15	2,2	27,511	18,028
20	3,0	27,519	17,904
25	4,0	27,532	17,750
30	5,1	27,549	17,582
35	6,3	27,572	17,403
40	7,7	27,605	17,198
45	9,3	27,651	16,967
50	11,1	27,712	16,713
55	13,3	27,800	16,408
60	15,8	27,920	16,068
65	18,8	28,091	15,675
70	22,6	28,352	15,188
75	27,3	28,743	14,607
80	33,3	29,359	13,890
85	41,5	30,439	12,940
90	53,0	32,516	11,375
95	70,0	37,406	9,677
100	100	64,141	5,375

зические параметры транспортируемого газа несильно изменяются от добавления в него водорода в достаточно ощутимых объемах.

### КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ

Современные стандарты расчета термодинамических свойств природного газа требуют знания его компонентного состава. В зависимости от компонентного состава и рабочих параметров при расчетах могут быть использованы кубические уравнения состояния (Пенга – Робинсона, Соаве – Редлиха – Квонга) или пришедшие им на смену многоконстантные уравнения состояния AGA 8 и GERG-2008.

Уравнение состояния GERG-2008, разработанное Европейской газовой исследовательской группой, на сегодняшний день является наиболее

приемлемым для расчета термодинамических свойств многокомпонентных природных газов, поскольку оно имеет широкий диапазон применения и практически не накладывает каких-либо ограничений на содержание каждого компонента [15–17].

На рис. 1 приведена зависимость коэффициента сжимаемости газа, рассчитанного по уравнению состояния GERG-2008, от давления для различных значений объемного содержания водорода в метано-водородной смеси при температуре 290 К. Как видно из представленных графиков, при увеличении содержания водорода в МВС увеличиваются и значения коэффициента сжимаемости газа  $Z$ . Однако из этих графиков также следует, что при расходных объемных содержаниях водорода в МВС, не превышаю-

щих 20 %, изменения коэффициента сжимаемости невелики.

### РАСЧЕТ ТРАНСПОРТИРОВКИ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ

Теория для расчета газопроводов высокого и сверхвысокого давления (15,0–30,0 МПа) была развита и подробно изложена в [18, 19]. Она базируется на системе уравнений стационарной работы газопровода:

$$\begin{cases} \rho v \frac{dv}{dx} + \frac{dp}{dx} = -\lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho v^2}{2} - \rho g \frac{dz}{dx}, \\ \frac{dJ(p,T)}{dx} = -\frac{\pi d \cdot K_T}{Q_M} (T - T_{нар}) + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{dp}{dx} + \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{v^2}{2}, \\ p = Z(p,T) \cdot \rho RT, \end{cases} \quad (4)$$

в которой  $Q_M$  – массовый расход газа, млн т/год;  $\rho(x)$ ,  $p(x)$ ,  $v(x)$ ,  $T(x)$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>, давление, МПа, скорость, м/с, и температура, К, газа соот-



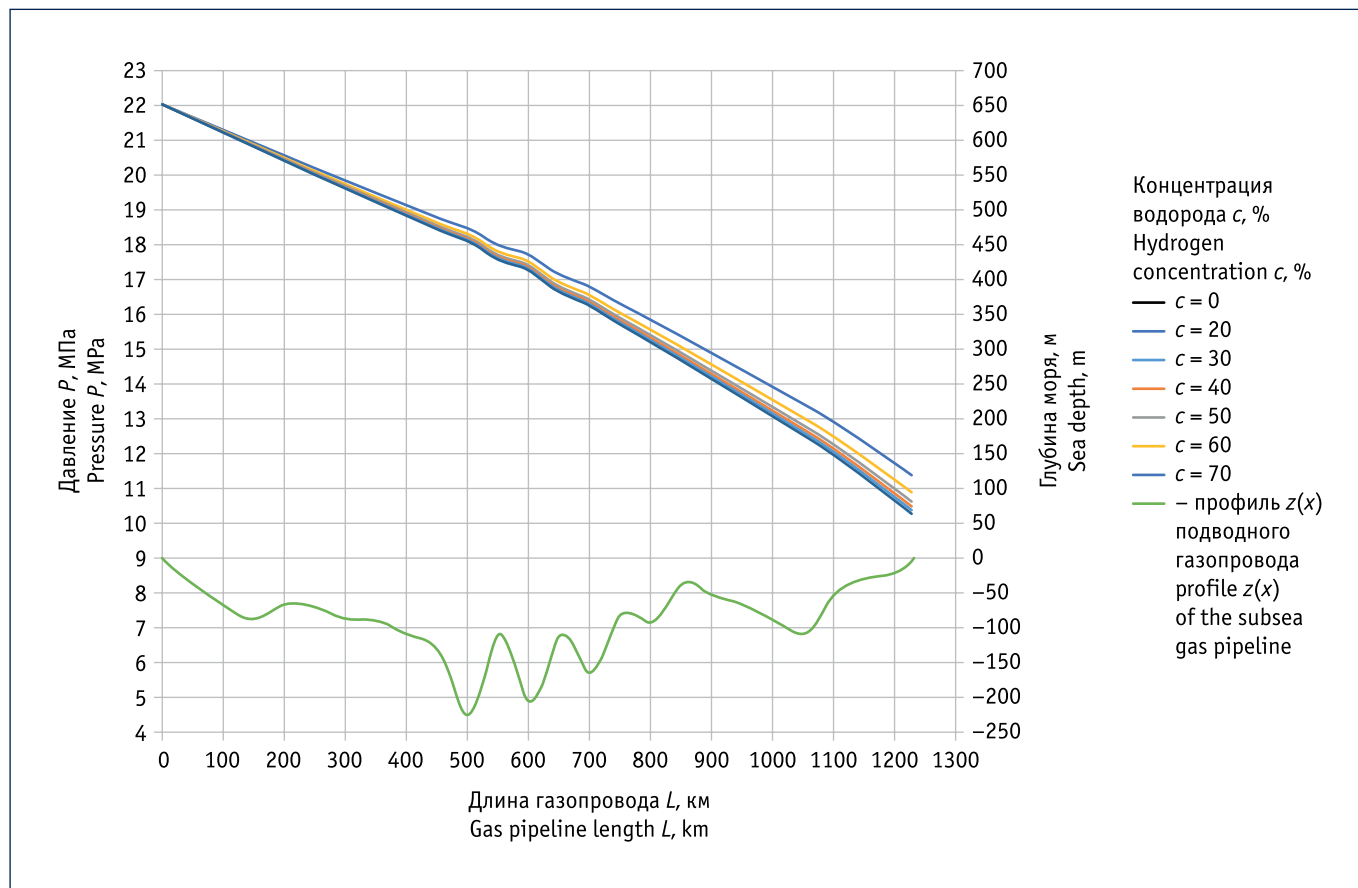


Рис. 2. Распределение давления метано-водородной смеси по длине газопровода  
 Fig. 2. Pressure distribution of the methane-hydrogen mixture along the length of the pipeline

ветственно;  $J(p, T)$  – удельная энтальпия газа, Дж/кг;  $d$  – внутренний диаметр газопровода, мм;  $K_T$  – коэффициент теплопередачи, Вт/м<sup>2</sup>·К;  $T_{нар}$  – наружная температура, К;  $z(x)$  – профиль газопровода;  $g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $x$  – координата вдоль оси трубопровода.

Свойства реального газа учитываются посредством применения уравнения состояния газа с коэффициентом сжимаемости  $Z(p, T, \theta)$ , а также зависимостью удельной внутренней энергии и энтальпии газа не только от температуры, но и от давления. Поскольку массовый расход  $Q_m$  газа постоянен, скорость не является независимой переменной и определяется через расход:

$$v = 4Q_m / (\rho \cdot \pi d^2). \quad (5)$$

Система уравнений (4) сводится к системе линейных уравнений:

$$\begin{cases} a_1(p, T) \frac{dp}{dx} + b_1(p, T) \frac{dT}{dx} = c_1(p, T, x), \\ a_2(p, T) \frac{dp}{dx} + b_2(p, T) \frac{dT}{dx} = c_2(p, T) \end{cases} \quad (6)$$

относительно производных  $dp/dx$  и  $dT/dx$ . Коэффициенты  $a_1, a_2, b_1, b_2, c_1, c_2$  являются известными функциями от давления и температуры, их конкретные выражения даны в [18]. Если главный определитель этой системы

$$\Delta = a_1 b_2 - a_2 b_1 \quad (7)$$

отличен от нуля (дозвуковой режим транспортировки), то ее можно разрешить относительно указанных производных, используя известное правило Крамера:

$$\begin{cases} \frac{dp}{dx} = \frac{\Delta_1}{\Delta}, \\ \frac{dT}{dx} = \frac{\Delta_2}{\Delta}, \end{cases} \quad (8)$$

где

$$\Delta_1 = c_1 b_2 - c_2 b_1, \quad (9)$$

и

$$\Delta_2 = a_1 c_2 - a_2 c_1. \quad (10)$$

После этого система (8) решается численно любым из стандартных методов, например методом Рунге – Кутты или более простым методом ломаных Эйлера. Оба эти метода входят в любой пакет прикладных компьютерных программ. Если известны давление  $p_0$  и температура  $T_0$  газа в начале участка, то на основе (8) можно рассчитать распределение этих величин вдоль газопровода.

### РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

В качестве примера для расчета был взят участок подводного газопровода протяженностью 1224 км с внутренним диаметром 1153 мм. Если принять, что давление в начале газопровода составляет 22 МПа, а в конце – 10,34 МПа, то расчетный коммерческий расход газа составляет 27,5 млрд м<sup>3</sup>/год.

Таблица 3. Изменение давления в конце газопровода и массового грузопотока в зависимости от объемного содержания водорода в смеси с метаном при неизменном значении коммерческого расхода газа ( $Q_k = 27,5$  млрд ст. м<sup>3</sup>/год)

Table 3. Changes in pressure at the end of a gas pipeline and mass annual freight traffic depending on the volumetric content of hydrogen in a mixture with methane at a constant value of the commercial gas rate ( $Q_k = 27.5$  bln norm. m<sup>3</sup>/year)

Объемное содержание водорода в смеси $c$ , % Volumetric content of hydrogen in the mixture $c$ , %	Давление в конце газопровода $p_k$ , МПа, при давлении в начале газопровода $p_n = 22$ МПа Pressure at the end of the gas pipeline $p_k$ , MPa, at pressure at the beginning of the gas pipeline $p_n = 22$ MPa	Массовый годовой грузопоток смеси $Q_m$ , млн т/год Mass annual freight traffic of the mix-ture $Q_m$ , mln t/year	Уменьшение массового расхода, % Reduction of mass flow, %
0	10,339	18,38	0
5	10,341	18,26	0,7
10	10,346	18,15	1,3
15	10,354	18,02	2,0
20	10,364	17,89	2,7
25	10,380	17,73	3,5
30	10,403	17,55	4,5
35	10,434	17,36	5,5
40	10,477	17,13	6,8
45	10,535	16,87	8,2
50	10,612	16,59	9,7
55	10,723	16,23	11,7
60	10,868	15,83	13,9
65	11,069	15,35	16,5
70	11,360	14,73	19,9
75	11,769	13,98	23,9
80	12,354	13,01	29,2
85	13,238	11,69	36,4
90	14,583	9,84	46,5
95	16,673	7,11	61,3
100	20,336	2,30	87,5

В транспортируемый по трубопроводу газ добавляется некоторое количество водорода, т. е. создается МВС с различным объемным содержанием водорода.

Были поставлены задачи определить в ходе расчета:

- как изменяется коммерческий расход газа по длине газопровода при добавлении водорода в различных объемных концентрациях, если давление в начале и в конце газопровода остается неизменным (22 и 10,34 МПа соответственно);
- как изменится давление в конце газопровода от добавления в транспортируемый по трубе газ водорода в различных объемных концентрациях, если давление в начале газопровода и коммерческий расход газа остаются неизменными (22 МПа и 27,5 млрд м<sup>3</sup>/год соответственно).

В табл. 2 приведены результаты решения первой задачи – расчета изменения коммерческого расхода газа  $Q_k = Q_m(\theta)/\rho_{ct}(\theta)$  в зависимости от расходного объемного содержания  $c$  водорода в МВС при неизменных давлениях на концах газопровода ( $p_n = 22$  МПа,  $p_k = 10,34$  МПа). Из таблицы видно, что при добавлении водорода в природный газ пропускная способность газопровода уменьшается. Так, например, если расходное объемное содержание водорода в МВС составит 20 %, то годовая пропускная способность газопровода уменьшится примерно на 2,5 %, хотя коммерческий расход МВС из-за уменьшения плотности транспортируемого потока даже несколько увеличится. Таким образом, выполненные расчеты показывают, что добавление в природный газ водорода в пределах 20 % объема практически не изменяет годо-

вую производительность газопровода по транспортируемой массе.

Результаты решения второй задачи – расчет изменения давления в конце газопровода от добавления водорода, если давление в начале газопровода и коммерческий расход газа оставить неизменными, – представлены на рис. 2 и в табл. 3. Из графиков на рис. 2 видно, в частности, что по мере увеличения процентного содержания водорода в МВС кривые давления монотонно поднимаются вверх по оси ординат, что свидетельствует об увеличении давления в каждом сечении, в т. ч. в конце газопровода, по сравнению с транспортировкой природного газа без добавления водорода. Иными словами, потери давления в газопроводе уменьшаются. Однако при содержании водорода в МВС, не превышающем 20 %, давление газа в конце участка увеличи-

вается крайне незначительно – меньше чем на 0,051 МПа, а массовый годовой грузопоток уменьшается на 2,7 %.

### Выводы

Выполненные расчеты показывают, что метано-водородные смеси, полученные из метана путем добавления к нему водорода в объеме до 20 % (по массе – до 3 %), практически не изменяют параметров газа, имеющих определяющее значение для его транспортировки по магистральным газопроводам. Этот вывод подтвер-

ждает утверждение, что существующие магистральные газопроводы могут быть использованы для транспортировки по ним водорода в виде метано-водородных смесей.

Транспортирование «зеленого» водорода, т. е. такого, при получении которого было исключено образование диоксида углерода, в виде МВС обладает еще и тем преимуществом, что центробежные нагнетатели компрессорных станций, степень сжатия в которых пропорциональна плотности газа, способны обеспечить достаточное

давление для перекачки. В то же время непрерывное сжатие более легкого водорода с обеспечением достаточного расхода вызывало бы технические трудности.

К неисследованным проблемам транспортирования водорода по системе существующих газопроводов относятся проблемы безопасности и надежности как из-за физических свойств самой транспортируемой среды, так и из-за явления наводороживания металла, что может сказаться на надежности трубопровода.

### Литература:

1. Конопляник А.А. Декарбонизация газовой отрасли в Европе и перспективы для России. Чистый водород из природного газа как новая основа для взаимовыгодного сотрудничества РФ и ЕС в газовой сфере. Ч. 1 // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 16. С. 28–39.
2. Конопляник А.А. Декарбонизация газовой отрасли в Европе и перспективы для России. Чистый водород из природного газа как новая основа для взаимовыгодного сотрудничества РФ и ЕС в газовой сфере. Ч. 2 // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 17. С. 35–44.
3. Конопляник А.А. Декарбонизация газовой отрасли в Европе и перспективы для России. Чистый водород из природного газа как новая основа для взаимовыгодного сотрудничества РФ и ЕС в газовой сфере. Ч. 3 // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 18. С. 38–44.
4. Конопляник А.А. Декарбонизация газовой отрасли в Европе и перспективы для России. Чистый водород из природного газа как новая основа для взаимовыгодного сотрудничества РФ и ЕС в газовой сфере. Ч. 4 // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 19. С. 66–74.
5. Конопляник А.А. Декарбонизация газовой отрасли в Европе и перспективы для России. Чистый водород из природного газа как новая основа для взаимовыгодного сотрудничества РФ и ЕС в газовой сфере. Ч. 5 // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 20. С. 39–45.
6. Aksyutin O. Future Role of Gas in the EU: Gazprom's Vision of Low-Carbon Energy Future // 33rd round of Informal Russia-EU Consultations on EU Regulatory Topics (Consultations) & 26th meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council's Work Stream on Internal Market Issues (GAC WS2). Saint-Petersburg, 2018.
7. Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Тетеревлев Р.В., Романов К.В. Метан, водород, углерод: новые рынки, новые возможности // Транспорт на альтернативном топливе. 2020. № 6 (78). С. 48–59.

## НАШИ РЕШЕНИЯ, ВАШ УСПЕХ

25–28 мая 2021, Крокус Экспо, Москва

Connecting Global Competence



Messe München

Бесплатный билет по промокоду MPGFFF  
[www.bauma-ctt.ru/en/register](http://www.bauma-ctt.ru/en/register)

Главная выставка строительной техники и технологий в России

[www.bauma-ctt.ru](http://www.bauma-ctt.ru)

bauma CTT RUSSIA



8. Водородная революция: сверхидеи, мифы и риски // Трубопроводный транспорт нефти, 2021. № 1. С. 68–73.
9. Угрюмов О.В., Яруллин Р.С., Васюков С.И., Ткачева В.Э. Электролитический водород: развитие технологии генерации, ключевые направления совершенствования электролиза // Вестник технологического университета. 2018. Т. 21. № 4. С. 128–138.
10. Григорьев С.А., Порембский В.И., Фатеев В.Н. и др. Получение водорода электролизом воды: современное состояние, проблемы и перспективы // Транспорт на альтернативном топливе. 2008. № 3 (3). С. 62–69.
11. Радченко Р.В., Мокрушин А.С., Тюльпа В.В. Водород в энергетике: учебное пособие // Под науч. ред. С.Е. Щеклеина. М.: Юрайт, 2020. 230 с.
12. Махлин В.А., Цецерук Я.Р. Современные технологии получения синтез газа из природного и попутного газа // Химическая промышленность сегодня. 2010. № 3. С. 6–17.
13. Макарян И.А., Седов И.В., Никитин А.В., Арутюнов В.С. Современные подходы к получению водорода из углеводородного сырья // Научный журнал Российского газового общества. 2020. № 1 (24). С. 50–68.
14. Лурье М.В. Транспортировка партий водорода по газопроводу в потоке природного газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2020. № 11–12. С. 84–88.
15. Kunz O., Wagner W. The GERG-2008 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures: an Expansion of GERG-2004 // Journal of Chemical & Engineering Data. 2012. Vol. 57. P. 3032–3091.
16. Farzaneh-Gord M., Mohseni-Gharyehsafa B., Toikka A., Zvereva I. Sensitivity of Natural Gas Flow Measurement to AGA 8 or GERG-2008 Equation of State Utilization // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2018. Vol. 57. P. 305–321.
17. Григорьев Б.А., Сокотущенко В.Н., Александров И.С. Особенности фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2018. № 4 (36). С. 225–236.
18. Лурье М.В. Термогидравлический расчет установившихся режимов работы газопроводов высокого давления // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 2. С. 78–85.
19. Лурье М.В., Мусаилов И.Т. Особенности режимов транспортировки газа по газопроводу «Турецкий поток» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 3. С. 42–50.

## References:

1. Konoplyanik A.A. Decarbonization of the Gas Industry in Europe and Prospects for Russia. Pure Hydrogen from Natural Gas as a New Basis for Mutually Beneficial Cooperation between the Russian Federation and the EU in the Gas Sector. Part 1. Neftegazovaya vertical [Oil and Gas Vertical]. 2020;(16):28–39. (In Russ.)
2. Konoplyanik A.A. Decarbonization of the Gas Industry in Europe and Prospects for Russia. Pure Hydrogen from Natural Gas as a New Basis for Mutually Beneficial Cooperation between the Russian Federation and the EU in the Gas Sector. Part 2. Neftegazovaya vertical [Oil and Gas Vertical]. 2020;(17):35–44. (In Russ.)
3. Konoplyanik A.A. Decarbonization of the Gas Industry in Europe and Prospects for Russia. Pure Hydrogen from Natural Gas as a New Basis for Mutually Beneficial Cooperation between the Russian Federation and the EU in the Gas Sector. Part 3. Neftegazovaya vertical [Oil and Gas Vertical]. 2020;(18):38–44. (In Russ.)
4. Konoplyanik A.A. Decarbonization of the Gas Industry in Europe and Prospects for Russia. Pure Hydrogen from Natural Gas as a New Basis for Mutually Beneficial Cooperation between the Russian Federation and the EU in the Gas Sector. Part 4. Neftegazovaya vertical [Oil and Gas Vertical]. 2020;(19):66–74. (In Russ.)
5. Konoplyanik A.A. Decarbonization of the Gas Industry in Europe and Prospects for Russia. Pure Hydrogen from Natural Gas as a New Basis for Mutually Beneficial Cooperation between the Russian Federation and the EU in the Gas Sector. Part 5. Neftegazovaya vertical [Oil and Gas Vertical]. 2020;(20):39–45. (In Russ.)
6. Aksyutin O. Future Role of Gas in the EU: Gazprom's Vision of Low-Carbon Energy Future. In: Proceedings of the 33rd round of Informal Russia-EU Consultations on EU Regulatory Topics (Consultations) & 26th meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council's Work Stream on Internal Market Issues (GAC WS2). Saint-Petersburg; 2018.
7. Aksyutin O.E., Ishkov A.G., Romanov K.V., Teterevlev R.V. Methane, Hydrogen, Carbon: New Markets, New Opportunities. Transport na al'ternativnom toplive [Alternative Fuel Transport]. 2020;6(78):48–59. (In Russ.)
8. Hydrogen Revolution: Super Ideas, Myths and Risks. Truboprovodnyy transport nefiti [Oil Pipeline Transport]. 2021;(1):68–73. (In Russ.)
9. Ugryumov O.V., Yarul'in R.S., Vasyukov S.I., Tkacheva V.E. Electrolytic Hydrogen: Developing the Technology of Its Generation and the Key Trends in Perfecting Its Electrolysis. Vestnik tekhnologicheskogo universiteta [Bulletin of the Technological University]. 2021;21(4):128–138. (In Russ.)
10. Grigoriev S.A., Porembsky V.I., Fateev V.N. et al. Hydrogen Production by Electrolysis of Water: Current State, Problems and Prospects. Transport na al'ternativnom toplive [Alternative Fuel Transport]. 2008;3(3):62–69. (In Russ.)
11. Radchenko R.V., Mokrushin A.S., Tyulpa V.V. Hydrogen in Power Engineering. Textbook. Scientific. ed. by S.E. Shcheklein. Moscow: Yurait Publ. House; 2020. (In Russ.)
12. Makhlin V.A., Tsetseruk Y.R. Modern Technology of Producing Synthesis Gas from Natural and Associated Gas. Khimicheskaya promyshlennost' segodnya [Chemical Industry Today]. 2010;(3):6–17. (In Russ.)
13. Makaryan I.A., Sedov I.V., Nikitin A.V., Arutyunov V.S. Current Trends in the Production of Hydrogen from Hydrocarbon Feedstock. Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva [Scientific Journal of the Russian Gas Society]. 2020;1(24):50–68. (In Russ.)
14. Lurie M.V. Transportation of Hydrogen Batches by a Gas Pipeline in the Flow of Natural Gas. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2020;1(11–12):84–88. (In Russ.)
15. Kunz O., Wagner W. The GERG-2008 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures: an Expansion of GERG-2004. Journal of Chemical & Engineering Data. 2012;57:3032–3091.
16. Farzaneh-Gord M., Mohseni-Gharyehsafa B., Toikka A., Zvereva I. Sensitivity of Natural Gas Flow Measurement to AGA 8 or GERG-2008 Equation of State Utilization. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2018;57:305–321.
17. Sokotushchenko V.N., Grigoryev B.A., Aleksandrov I.S. Specific Phase Behavior of Hydrocarbon Mixtures with Low Condensation Factor. Nauchno-tekhnicheskii sbornik "Vesti gazovoy nauki" [Scientific-Technical Collection Book "Vesti gazovoy nauki"]. 2018;4(36):225–236. (In Russ.)
18. Lurie M.V. Thermohydraulic Calculation of Steady-State Operating Modes of High-Pressure Gas Pipelines. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2013;(2):78–85. (In Russ.)
19. Lurie M.V., Musailov I.T. Peculiarities of Gas Transportation via the Turkish Stream Gas Pipeline. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2018;(3):42–50. (In Russ.)