

УДК 662.769.21:[622.691.4.052+621.6.05]

М.В. Лурье¹, e-mail: lurie.m@gubkin.ru

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

Транспортирование водорода по газопроводам методом последовательной перекачки

В статье рассматривается технология транспортирования водорода отдельными партиями по действующим или проектируемым газопроводам. Партии водорода объемом несколько миллионов стандартных кубометров каждая вводятся в газопровод таким образом, что каждая партия водорода вытесняет природный газ, движущийся впереди нее, и, в свою очередь, так же вытесняется следующей за ней партией природного газа. Применительно к светлым нефтепродуктам данная технология называется последовательной перекачкой.

Представлен вариант технологической схемы накопления водорода в хранилищах высокого давления и формирования партий водорода, пригодных для транспортирования. Исследованы особенности дополнительного компримирования водорода центробежными нагнетателями компрессорных станций газопровода, поскольку степень сжатия относительно легкого водорода окажется неизбежно меньшей, чем степень сжатия более тяжелого природного газа. Установлено, что некоторая потеря производительности газопровода за счет временного уменьшения давления на компрессорной станции не наносит сколько-нибудь заметного ущерба поставкам основного продукта – природного газа. Произведен расчет для случая последовательной перекачки водорода и природного газа на участке магистрального газопровода с внутренним диаметром 1,0 м, протяженностью 1200 км, начальным давлением 22 МПа и конечным давлением 10,3 МПа, подтвердивший, что предложенная технология транспортирования водорода уменьшает годовой коммерческий расход природного газа весьма незначительно. В рассматриваемом примере данное снижение составило около 0,1 % в расчете на одну партию водорода.

Ключевые слова: водород, партия водорода, подземное хранилище, дожимная компрессорная станция, природный газ, газопровод, центробежный нагнетатель, уравнение Эйлера, степень сжатия, пропускная способность.

.....

М.В. Лурье¹, e-mail: lurie.m@gubkin.ru

¹ 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 Natural Gas Pipelines using the Batch Method

The paper deals with the technology of transporting hydrogen in single batches through existing or planned gas pipelines. Hydrogen batches of several million standard cubic metres each are injected into a pipeline in such a way that each hydrogen batch displaces the natural gas ahead of it and is in turn displaced by the next natural gas batch following it. In the case of light petroleum products this technology is called batching.

A variant of the technological scheme of hydrogen accumulation in high-pressure storages and formation of hydrogen batches suitable for transportation is presented. The peculiarities of additional compression of hydrogen by centrifugal blowers of gas pipeline compressor stations are investigated, because the degree of compression of relatively light hydrogen will be inevitably less than the degree of compression of heavier natural gas. It is established that some loss of pipeline capacity due to temporary reduction of pressure at a compressor station doesn't cause any noticeable damage to supplies of the main product – natural gas. A calculation has been carried out for the case of hydrogen and natural gas batching through a section of the main gas pipeline with 1.0 m inner diameter, 1200 km length, initial pressure 22 MPa and final pressure 10.3 MPa. The calculation has confirmed that the batching technology of hydrogen transportation reduces the annual commercial flow rate of natural gas rather insignificantly. In the case study, the reduction was about 0.1 % per hydrogen batch.

Keywords: hydrogen, hydrogen batch, underground storage, booster compressor station, natural gas, gas pipeline, centrifugal blower, Euler equation, compression ratio, flow capacity.



ВВЕДЕНИЕ

Экологические проблемы энергетики все в большей степени занимают умы представителей научной общественности в силу наличия очевидной взаимосвязи между изменениями климата на Земле и накоплением в атмосфере парниковых газов, в частности оксида и диоксида углерода, а также метана. Поэтому усилия ученых и инженеров всего мира сосредоточены на так называемой декарбонизации промышленности и сельского хозяйства и поисках альтернативных источников энергии, производство которой не было бы связано с выбросами окислов углерода. Более того, европейские страны ставят перед собой весьма амбициозную задачу к 2050 г. существенно уменьшить использование источников энергии, связанных с образованием окислов углерода.

Идеальным источником «экологически чистой» энергии принято считать водород, продуктом окисления которого в двигателях внутреннего сгорания является обычная вода. В связи с этим остро ставятся вопросы производства больших объемов водорода, его хранения и транспортирования от места производства до потребителя.

В мире есть множество приверженцев так называемого зеленого водорода, получаемого методом электролиза воды. Однако именно этот способ производства является наиболее дорогостоящим и к тому же требует огромных затрат

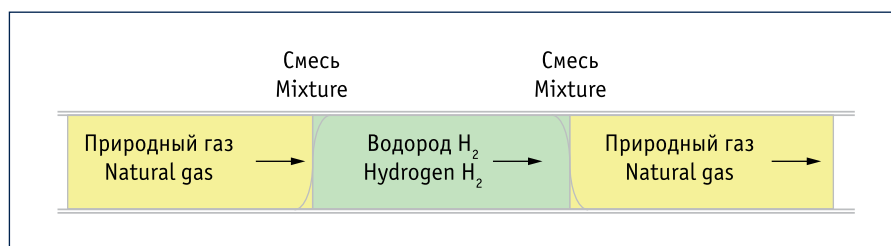


Рис. 1. Схема транспортировки водорода методом последовательной перекачки с природным газом
Fig. 1. Scheme of hydrogen transportation by sequential pumping with natural gas

электроэнергии, вырабатываемой альтернативными методами, т. е. без сжигания углеводородного топлива. Речь, в частности, идет о солнечной и ветровой энергии (хотя остается непонятным, где и каким образом можно получить требуемое количество энергии), а также, с определенными оговорками, о ядерной энергии.

Не меньше приверженцев у метода получения водорода путем конверсии метана с параллельной нейтрализацией окислов углерода («серый» водород) или более продвинутой технологии пиролиза метана, т. е. получения водорода из метана без доступа кислорода, когда углерод остается в твердой фазе, например в виде сажи (такой водород принято называть «голубым»). В частности, именно эта концепция принята ПАО «Газпром», где данный путь справедливо считается реальной и долгосрочной основой сотрудничества России с европейскими странами [1–7]. Оставляя в стороне дискуссию о наиболее приемлемой технологии про-

изводства водорода, отметим, что вне зависимости от выбранного способа производства потребуется решать проблемы накопления водорода, его сжатия и хранения, а также транспортирования на большие расстояния. На эту проблему тоже есть разные точки зрения, хотя автору, как и многим другим, представляется, что наиболее осуществимым является транспортирование водорода в чистом виде или в виде метано-водородной смеси по системе действующих газопроводов. В работах [8, 9] были проанализированы технические аспекты обоих видов транспортирования, в частности, в [8] рассматривалась порционная технология транспортирования водорода по действующему газопроводу. Остановимся более подробно на некоторых аспектах практической реализации этой технологии.

На рис. 1 изображена схема транспортирования водорода отдельными партиями, перемежающимися партиями природного газа. По этой технологии

Ссылка для цитирования (for citation):

Лурье М.В. Транспортирование водорода по газопроводам методом последовательной перекачки // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 3–4. С. 86–92.

Lurie M.V. Transportation of Hydrogen through Natural Gas Pipelines using the Batch Method. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2021;(3–4):86–92. (In Russ.)

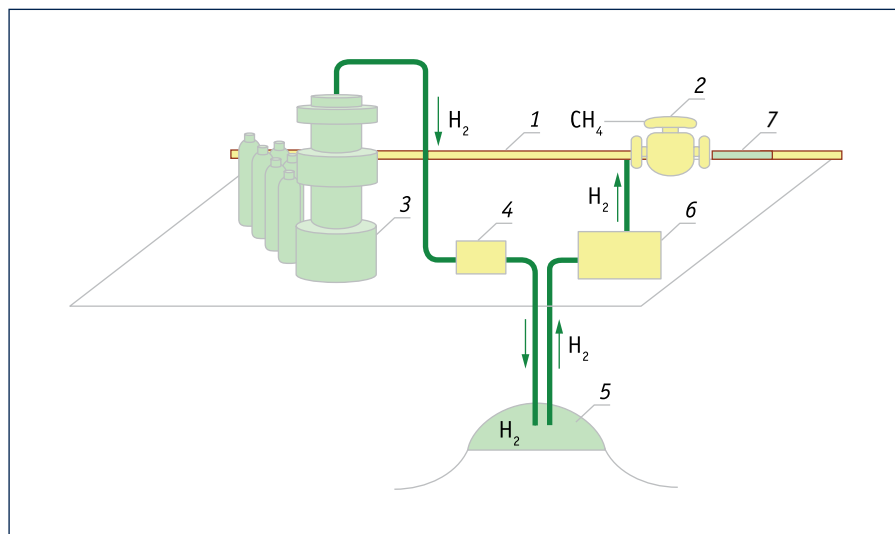


Рис. 2. Схема формирования партии водорода требуемого объема: 1 – магистральный газопровод; 2 – компрессорная станция; 3 – установка производства водорода; 4 – дожимная компрессорная станция; 5 – подземное хранилище водорода; 6 – узел очистки и осушки водорода; 7 – партия водорода

Fig. 2. Schematic diagram of the hydrogen batch formation of the required volume: 1 – main gas pipeline; 2 – compressor station; 3 – hydrogen production unit; 4 – booster compressor station; 5 – underground hydrogen storage; 6 – hydrogen purification and drying unit; 7 – hydrogen batch

крупная партия водорода объемом несколько миллионов или десятков миллионов стандартных кубических метров транспортируется не по специальному «водородопроводу», а по действующему газопроводу последовательно с природным газом. При этом каждая партия водорода вытесняет в трубопроводе предыдущую партию природного газа и, в свою очередь, вытесняется последующей партией природного газа. В конце трубопровода водород принимают в специальное хранилище (например, подземное) практически без потери количества и качества.

В областях контакта каждой партии водорода с природным газом образуется некоторое количество смеси газов, однако, как показано в [8], объем этой смеси относительно невелик, и она может быть без какого-либо ущерба изъята в конце газопровода и утилизирована на компрессорной станции в качестве топливного газа. История развития трубопроводного транспорта нефти и газа знает подобный прецедент. Более 70 лет назад в мире и в России в том числе возникла проблема одновременного транспортирования по трубопроводам многих сортов моторных

топлив, вырабатываемых на нефтеперерабатывающих заводах. Эта проблема была успешно решена, причем предложенное техническое решение получило повсеместное распространение и было названо последовательной перекачкой нефтепродуктов (англ. batch technology – перекачка порциями) [10]. В дальнейшем практика показала, что технологию последовательной перекачки жидкостей можно успешно применять для транспортирования партий водорода между партиями природного газа по действующим или специально спроектированным для этой цели газопроводам. Рассмотрим возможную схему реализации этого процесса.

РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВОДОРОДА


На рис. 2 представлена одна из возможных технологических схем формирования в газопроводе партии водорода заданного объема. В районе пролегания магистрального газопровода 1 вблизи компрессорной станции 2 построена установка для производства водорода 3. Предположим, что давление производимого водорода, как и в большинстве известных технологий, составляет 2,5–

5,0 МПа, а секундный объем производства не слишком высок, так что сформировать сколько-нибудь значительный объем партии водорода в газопроводе с ходу нельзя. Кроме того, давление водорода на выходе из установки может быть недостаточным для того, чтобы сразу закачивать водород в магистральный газопровод.

В целях решения этих проблем вблизи установки по производству водорода 3 на глубине примерно 800–1200 м сооружается подземное хранилище водорода 5 в водоносном пласте с купольным поднятием. Объем такого хранилища может быть относительно небольшим, не более 200–300 млн ст. м³, с объемом активного газа около 100–150 млн ст. м³ с давлением 10,0–12,0 МПа [12].

Закачка водорода в подземное хранилище 5 осуществляется с помощью дожимной компрессорной станции 4, оборудованной поршневыми газомоторными компрессорами, постепенно увеличивающими давление в газовой полости ПХВ с 2,5–5,0 до 10,0–12,0 МПа. При этом компрессоры можно перевести на частичное или полное использование водорода в качестве топливного газа, что уменьшит образование оксида и диоксида углерода. Подземное хранилище позволит безопасно накопить объем водорода, достаточный для формирования партии водорода в газопроводе, причем в зависимости от давления в подземном хранилище водород можно закачивать в магистральный газопровод как по компрессорной, так и по бескомпрессорной технологии.

Так, когда объем водорода в подземном хранилище станет достаточным для формирования партии требуемого объема, водород высокого давления отбирают из хранилища и после очистки и сушки в узле 6 (так же, как это делается с природным газом) подают либо в линию нагнетания (если давление в хранилище достигает определенного уровня, применяется бескомпрессорная технология), либо в линию всасывания компрессорной станции (если требуется дополнительное компримирование водорода, применяется компрессорная технология). В обоих случаях в газопроводе формируется партия водорода 7 требуемого объема.



**Итоги работы газотранспортных обществ
по эксплуатации линейной части
магистральных трубопроводов ПАО «Газпром»
за 2020 г. и задачи на 2021 г.
Положительный опыт, проблемы**

17–21 мая 2021 г., г. Сочи

Тел/факс: +7 (495) 215–23–29
Тел.: +7 (915) 355–99–91
E-mail: mm@mediamiry.ru

Генеральные информационные партнеры:

**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

**ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ**

Альтернативой подземным хранилищам водорода могут служить резервуары высокого давления, выполненные в виде протяженных участков трубопровода наподобие используемых для прокладки глубоководных газопроводов, рассчитанных на давление 15 МПа и выше, имеющих эмалированную внутреннюю поверхность и внешнюю бетонную изоляцию, производство которых освоено отечественной промышленностью.

ОСОБЕННОСТЬ КОМПРИМИРОВАНИЯ ВОДОРОДА ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАГНЕТАТЕЛЯМИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Следует отметить, что в случае компрессорной технологии закачки партий водорода в магистральный газопровод степень сжатия газа центробежными нагнетателями существенно уменьшается из-за малой плотности водорода и, как следствие, уменьшается расход газа в трубопроводе. По этой причине процесс закачки водорода в действующий газопровод должен занимать большее время, чем закачка природного газа, а значит, в течение определенного времени производительность газопровода снижается.

Для оценки этого явления проанализируем такую характеристику центробежного нагнетателя газа, как $(\varepsilon - Q)$, где $\varepsilon = p_n/p_v$ – степень сжатия, причем p_n и p_v – давление нагнетания и всасывания, МПа, соответственно, Q – объемный расход, млрд м³/год. Согласно уравнению Эйлера для насосов и компрессоров момент M всех внешних сил, действующих на рабочее колесо нагнетателя, связан с массовым расходом Q_M , скоростями газа в колесе и параметрами самого колеса:

$$M = Q_M (v_{абс, R} \cdot R \cos \alpha_R - v_{абс, r} \cdot r \cos \alpha_r), \quad (1)$$

где $v_{абс, R}$, $v_{абс, r}$ – значения абсолютных скоростей на окружностях схода и входа газа в рабочее колесо, м/с; R и r – внешний и внутренний радиусы колеса соответственно, м; α_R и α_r – углы, образуемые векторами абсолютной скорости $\vec{v}_{абс, R}$, $\vec{v}_{абс, r}$ с касательными к внешней и внутренней окружностям колеса соответственно, °. Если умножить обе части уравнения (1) на угловую скорость вращения рабочего колеса ω , рад/с, и учесть, что $M \cdot \omega = N_{внеш}$ – мощность внешних сил, Вт, то уравнение Эйлера принимает вид:

$$N_{внеш} = Q_M \cdot \omega (v_{абс, R} \cdot R \cos \alpha_R - v_{абс, r} \cdot r \cos \alpha_r). \quad (2)$$

В то же время из уравнения Бернулли, записанного для течения газа в колесе вдоль линий тока в пренебрежение потерь, следует, что:

$$N_{внеш} = Q_M \cdot \left[\frac{(v_{абс, R})^2 - (v_{абс, r})^2}{2} + \int_r^R \frac{dp}{\rho(p, T)} \right], \quad (3)$$

где p и T – распределения давления, МПа, и температуры, °С, газа вдоль радиуса рабочего колеса, а интеграл в правой части равенства берется вдоль траектории термодинамического процесса, происходящего при перемещении частиц газа от центра к периферии колеса. Исключив из этих уравнений мощность и пренебрегая скоростью газа v вблизи вала колеса, представим итоговое уравнение в следующем виде

$$\int_r^R \frac{dp}{\rho(p, T)} = \frac{\omega^2 R^2}{2} - \frac{v_{отн}^2}{2}, \quad (4)$$

где $v_{отн}$ – относительная скорость газа, м/с, т. е. скорость течения газа вдоль направляющих лопаток рабочего колеса, зависящая от расхода газа и конструктивных параметров рабочего колеса. Уменьшаемое в уравнении (4) зависит только от радиуса рабочего колеса и числа его оборотов. Будучи умноженным на среднюю плотность газа, оно определяет основную составляющую его сжатия, которое обеспечивает центробежный нагнетатель. Вычитаемое уравнения (4), связанное с расходом (подачей) протекающего газа, лишь уменьшает степень сжатия. На уменьшение степени сжатия влияют потери механической энергии в колесе, также пропорциональные $v_{отн}^2$. Таким образом, основную степень сжатия обеспечивает центробежная сила инерции, действующая на частицы газа в рабочем колесе и заставляющая газ течь против давления.

Если представить правую часть уравнения (4) в виде

$$\int_r^R \frac{dp}{\rho_{H_2}(p, T)} = \int_r^R \frac{\rho_{CH_4}(p, T)}{\rho_{H_2}(p, T)} \cdot \frac{dp}{\rho_{CH_4}(p, T)}, \quad (5)$$

где $\rho_{H_2}(p, T)$ и $\rho_{CH_4}(p, T)$ – плотности водорода и метана, кг/м³, соответственно, а также принять, что отношение этих плотностей при любых p и T изменяется мало и равно приблизительно 8, то очевидно, что

$$\int_r^R \frac{dp}{\rho_{H_2}(p, T)} \approx 8 \cdot \int_r^R \frac{dp}{\rho_{CH_4}(p, T)}, \quad (6)$$

то есть увеличение давления Δp водорода центробежным нагнетателем было бы примерно в 8 раз меньше увеличения давления метана в том же нагнетателе. Если же сравнить степени сжатия водорода ε_{H_2} и метана ε_{CH_4} при одних и тех же значениях давления и температуры на входе в нагнетатель, то для них справедливо такое же соотношение $\varepsilon_{H_2} - 1 = 1/8(\varepsilon_{CH_4} - 1)$.

Иными словами, если, например, при одноступенчатом сжатии природного газа на компрессорной станции $\varepsilon = 1,5$, то при переходе того же нагнетателя на перекачку водорода степень сжатия составит не более 1,063, а при двухступенчатом сжатии – не более 1,13. Отсюда следует, что при переходе от перекачки природного газа к перекачке водорода степень сжатия газа резко уменьшается, а следовательно, уменьшится и производительность газопровода на время закачки в него порции водорода.

ПРИМЕР РАСЧЕТА

В работе [8] было показано, что при последовательной перекачке водорода и природного газа в участке газопровода (типа подводного участка газопровода СП-2) с внутренним диаметром $d = 1,0$ м, длиной $L = 1200$ км, начальным давлением 22 МПа и конечным давлением 10,3 МПа объем партии водорода V_{H_2} должен составлять не менее 25 млн ст. м³ (длина партии ≈ 265 км). При этом протяженность области смеси водорода и природного газа, образующейся в начале и в конце каждой партии водорода, составляет примерно 4,0 км.

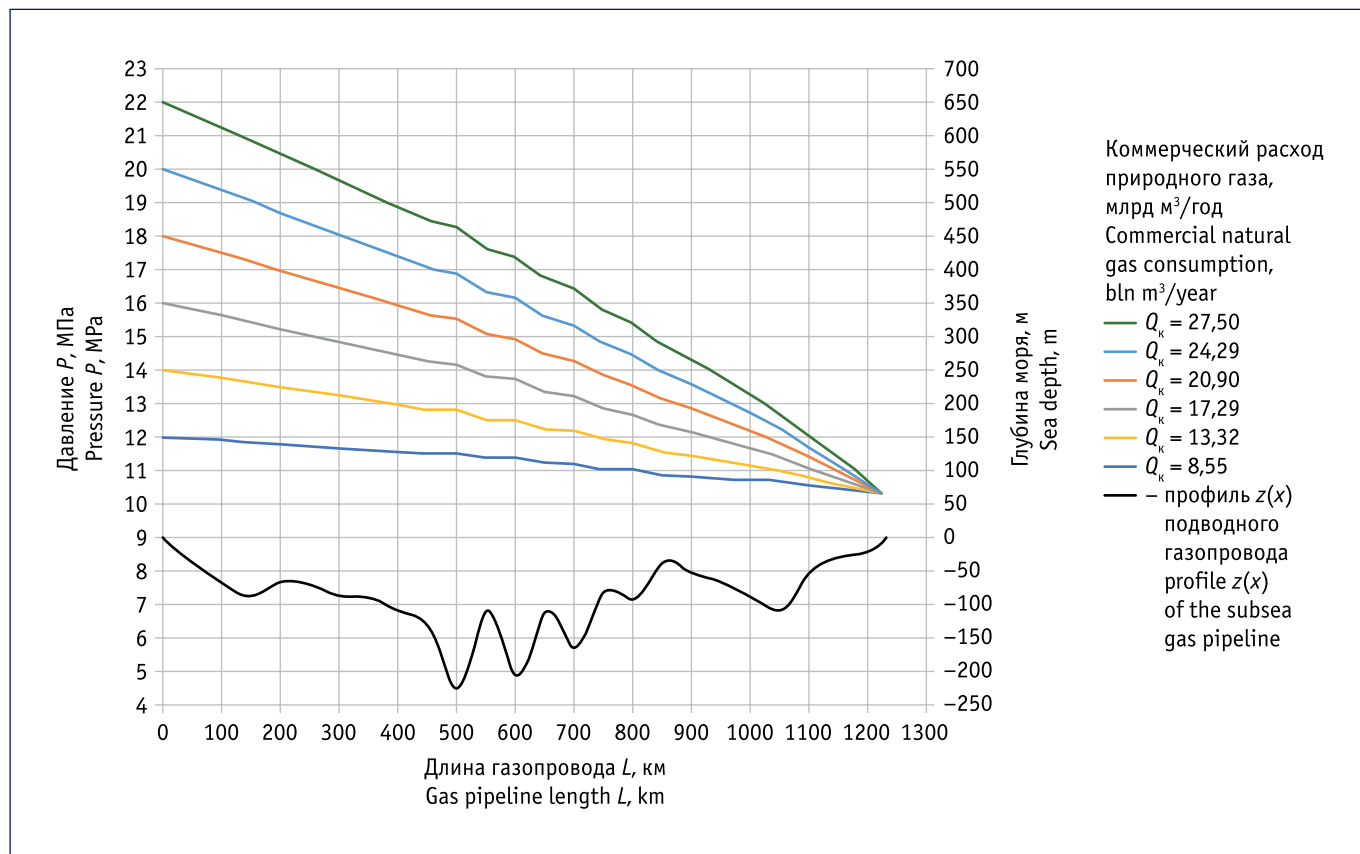


Рис. 3. Распределение давления по длине подводного газопровода в зависимости от величины начального давления
 Fig. 3. Pressure distributions along the length of the subsea pipeline as a function of the initial pressure

Значения коммерческого расхода природного газа в зависимости от начального давления
 Values for commercial natural gas flow rate as a function of initial pressure

Давление в начале магистрального газопровода, МПа Pressure at the beginning of the main gas pipeline, MPa	Давление в конце магистрального газопровода, МПа Pressure at the end of the main gas pipeline, MPa	Коммерческий расход, млрд м ³ /год (млн ст. м ³ /ч) Commercial flow, bln m ³ /year (mln normal m ³ /h)
22	10,3	27,5 (3,14)
20		24,29 (2,77)
18		20,90 (2,39)
16		17,29 (1,97)
14		13,32 (1,52)
12		8,55 (0,98)

При вместимости подземного хранилища водорода 200 млн ст. м³ (суммарный объем активного и буферного газа) такое хранилище может обеспечить одновременно формирование 1–4 партий водорода для транспортирования по рассматриваемому газопроводу. При давлении водорода в хранилище на уровне 12,0 МПа возможна даже бескомпрессорная закачка водорода в газопровод. Если же давление в хранилище держится на уровне 10,0

МПа, необходимо дополнительное компримирование водорода, обеспечить двухступенчатое сжатие которого могут центробежные нагнетатели компрессорной станции. На рис. 3 приведены графики распределения давления в рассматриваемом газопроводу при транспортировке природного газа в зависимости от величины давления в начале газопровода, а в таблице – соответствующие им значения коммерческого расхода

газа. Из таблицы следует, в частности, что при бескомпрессорном вводе партии водорода в газопровод коммерческий расход природного газа сокращается почти втрое, составляя около 1,0 млн м³/ч. Иными словами, партия водорода с необходимым объемом может быть сформирована за 1 сут. Таким образом, последовательная перекачка водорода с природным газом уменьшает годовой коммерческий расход природного газа весьма незначительно, при-

мерно на 0,1 % в расчете на одну партию водорода.

ВЫВОДЫ

Транспортировка партий водорода между партиями природного газа технически и технологически вполне реализуема и не сопряжена с коренной перестройкой действующих газопроводов.

Реализация рассматриваемой технологии требует сооружения емкостей –

накопителей, в которых формируются партии водорода достаточных объема и давления. Такими емкостями-накопителями могут служить относительно небольшие подземные хранилища, создаваемые в водоносных пластах с купольным поднятием, или же толстостенные участки стальных газопроводов, проложенных под землей, имеющие соответствующие покрытия внутренней и внешней поверхностей. Работа центробежных нагнетателей

природного газа при переходе на перекачку водорода характеризуется уменьшением степени сжатия вследствие уменьшения плотности газа, однако кратковременное снижение производительности газопровода при закачке порций водорода не наносит сколько-нибудь существенный ущерб поставкам основного продукта – природного газа. Автор благодарит аспиранта И.Т. Мусаилова, сделавшего численные расчеты, отраженные на рис. 3 и в таблице.

Литература:

1. 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.
2. 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.
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. 1 // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 16. С. 28–39.
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. 2 // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 17. С. 35–44.
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. 3 // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 18. С. 38–44.
6. 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.
7. 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.
8. Лурье М.В. Транспортировка партий водорода по газопроводу в потоке природного газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2020. № 11–12. С. 84–88.
9. Голунов Н.Н., Лурье М.В., Мусаилов И.Т. Транспортировка водорода по газопроводам в виде метановодородной смеси // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1–2. С. 74–82.
10. Лурье М.В., Мацкин Л.А., Марон В.И. и др. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов. М.: Недра, 1979. 256 с.
11. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Издательский дом «Недра», 2017. 476 с.
12. Лурье М.В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2001. 350 с.

References:

1. 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.
2. Aksyutin O.E., Ishkov A.G., Romanov K.V., Teterevlev R.V. Methane, Hydrogen, Carbon: New Markets, New Opportunities. Transport na alternativnom toplive [Alternative Fuel Transport]. 2020;6(78):48–59. (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 1. Neftegazovaya vertical [Oil and Gas Vertical]. 2020;(16):28–39. (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 2. Neftegazovaya vertical [Oil and Gas Vertical]. 2020;(17):35–44. (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 3. Neftegazovaya vertical [Oil and Gas Vertical]. 2020;(18):38–44. (In Russ.)
6. 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.)
7. 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.)
8. 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.)
9. 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.)
10. Lurie M.V., Matskin L.A., Maron V.I. et al. Optimisation of the Petroleum Products Batching. Moscow: Nedra; 1979. (In Russ.)
11. Lurie M.V. Theoretical Foundations of Pipeline Transport of Oil, Oil Products and Gas. Moscow: Publ. House Nedra; 2017. (In Russ.)
12. Lurie M.V. Mechanics of Underground Gas Storage in Water-Bearing Formations. Moscow: "Neft' i Gaz" [Oil and Gas] Publishing of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas; 2001. (In Russ.)