

УДК 661.96; 621.6.028
<https://doi.org/10.24412/2310-8266-2021-1-2-12-16>

Технологические аспекты транспортировки метано-водородной смеси по трубопроводу «Северный поток – 2»

Ю.А. Соколинский, М.Х. Сосна, Л. Р. Галикеева

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 119991, Москва, Россия

E-mail: Jas1933@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9609-1055>, E-mail: dr.michael.sosna@gmail.com

E-mail: galikeeva56@mail.ru

Резюме: Для оценки перспектив развития газохимии в области технологии производства товарного водорода из природного газа выполнен анализ зависимости максимальной пропускной способности одной из ниток трубопровода «Северный поток – 2» в зависимости от содержания в транспортируемой метано-водородной смеси водорода. Анализ выполнен на основе разработанной упрощенной модели гидродинамического расчета трубопровода транспортировки природного газа «Северный поток – 2» с учетом ограничений по параметрам его эксплуатации. Результаты расчетов позволяют сформулировать требования к способу производства метано-водородной смеси из природного газа и определить единичную мощность промышленного агрегата.

Ключевые слова: транспортировка водорода, метано-водородная смесь, гидродинамический расчет, производительность газопровода, технические показатели газопровода.

Для цитирования: Соколинский Ю.А., Сосна М.Х., Галикеева Л.Р. Технологические аспекты транспортировки метано-водородной смеси по трубопроводу «Северный поток – 2» // Нефтегазохимия. 2021. № 1-2. С. 12–16.

DOI:10.24412/2310-8266-2021-1-2-12-16.

TECHNOLOGICAL ASPECTS OF TRANSPORTATION OF METHANE-HYDROGEN MIXTURE THROUGH THE NORD STREAM-2 PIPELINE

Yuriy A. Sokolinskiy, Michael KH. Sosna, Laysan R. Galikeeva

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 119991, Moscow, Russia

E-mail: Jas1933@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9609-1055>, E-mail: dr.michael.sosna@gmail.com

E-mail: galikeeva56@mail.ru

Abstract: To assess the prospects for the development of gas chemistry in the field of technology for the production of commercial hydrogen from natural gas, the analysis of the dependence of the maximum throughput capacity of one of the branches of the Nord Stream-2 pipeline depending on the content of hydrogen in the transported methane-hydrogen mixture was performed. The analysis is based on the developed simplified model of the hydrodynamic calculation of the Nord Stream-2 natural gas transportation pipeline taking into account the limitations on its operation parameters. The results of the calculations give opportunity to formulate requirements for the method of production of a methane-hydrogen mixture from natural gas and determine the unit capacity of an industrial unit.

Keywords: hydrogen transporting, methane-hydrogen mixture, hydrodynamic calculation, gas pipeline performance, gas pipeline technical indicators.

For citation: Sokolinskiy YU.A., Sosna M.KH., Galikeeva L.R. TECHNOLOGICAL ASPECTS OF TRANSPORTATION OF METHANE-HYDROGEN MIXTURE THROUGH THE NORD STREAM-2 PIPELINE. Oil & Gas Chemistry. 2021, no. 1-2, pp. 12–16.

DOI:10.24412/2310-8266-2021-1-2-12-16

Ранее в работе [1] показано, что производство «голубого» водорода из природного газа экономически предпочтительнее электролизному. Особенностью производства такого водорода является его масштабность, позволяющая в одном агрегате производить до 1,5 млрд ст. м³/год. Это делает экономически эффективной транспортировку водорода на расстояния в сотни и тысячи километров по существующим или вновь строящимся газопроводам. Только такие многотоннажные производства водорода позволяют решить поставленную задачу производить до 5 ГВт водорода к 2030 году, что составляет ~17млрд ст. м³/год [2].

Такое количество водорода возможно доставить от места производства до места потребления только трубопроводным транспортом, часто через моря. Одним из возможных вариантов является использование не задействованной из-за директивы ЕС одной из ветвей трубопровода «Северный поток – 2».

Использование трубопроводного транспорта связано, с одной стороны, ограничениями на содержание водорода в транспортируемой смеси из-за возможности водородной коррозии, а с другой – затратами на производство и подготовкой к транспортировке.

Затраты на подготовку к транспортировке определяются сложностью компрессии перекачиваемой смеси из-за содержания в ней водорода с низкой плотностью (ρ_{H_2} , кг/м³ – 0,0832) в сравнении с проектным для газопровода «Северный поток – 2» природным газом (ρ_{CT} , кг/м³ – 0,681).

Исходя из изложенного, необходимо определить максимальную потенциальную производительность трубопровода по водороду и энергетические затраты на его перекачку.

Так, для газопровода «Северный поток – 2» трубы с внутренним диаметром 1153 мм и толщиной стенки 30,9 и 34,6 мм с трехслойным наружным и внутренним гладкостенным покрытием выполнены из стали марки SAWL 485 FD и рассчитаны на рабочее давление до 220 бар [3]. Для этих труб содержание водорода ограничено 70% [4]. В качестве инерта при транспортировке водорода может быть использован диоксид углерода [5], но более технологически приемлем и метан, который остается в водороде при его производстве из природного газа [5].

При проработке вопросов, связанных с транспортировкой метано-водородной смеси (МВС) по существующим трубопроводам, для определения технических показателей, таких как максимальная пропускная способность при различных содержаниях водорода в МВС и энергетические затраты на ее перекачку, необходимо выполнение гидродинамических расчетов, которые на этой стадии могут иметь упрощенный характер.

Это позволит выбрать как способ производства МВС, так и единичную мощность технологического агрегата.

К числу таких показателей следует отнести:

- максимальную пропускную способность существующего или запроектированного трубопровода по водороду при заданных параметрах транспортируемой МВС;
- удельные энергетические затраты на транспортировку 1000 м³ товарного водорода.

Нами была разработана модель гидравлики газопроводов, основанные допущения и положения которой изложены ниже. Рассматриваются достаточно протяженные газопроводы, длина которых составляет сотни и тысячи километров, и не содержащие промежуточных компрессорных станций. Здесь давление на входе превышает давление на выходе в два и более раза. Типичным примером являются морские газопроводы.

Как известно, гидравлика трубопроводов описывается уравнением Бернулли

$$d\left(\frac{\rho v^2}{2} + p + \rho gh\right) = -k_{тр} \frac{dx}{D} \frac{\rho v^2}{2},$$

где v – линейная скорость, м/с; p – давление, Па; ρ – плотность, кг/м³; h – высота данной точки трубопровода, м; x – координата данной точки трубопровода, начало координат в точке входа в трубопровод, м; D – внутренний диаметр трубопровода, м; $k_{тр}$ – коэффициент трения.

Для газопровода первое и третье слагаемое в левой части можно не учитывать, поскольку плотность газа относительно мала. Поэтому уравнение Бернулли для газопровода имеет вид:

$$dp = -k_{тр} \frac{dx}{D} \frac{\rho v^2}{2}. \quad (1)$$

Линейная скорость потока в газопроводе переменна, так как переменна плотность. Поэтому удобнее оперировать массовой скоростью, которая, очевидно, постоянна, с помощью соотношения

$$v = G/\rho.$$

Если массовую скорость умножим на площадь поперечного сечения трубы, то получим массовый расход. В свою очередь, массовый расход очевидным образом связан с основной характеристикой газопровода, а именно с производительностью $V_{гр}$. Обычно она выражается м³ газа в год при стандартных условиях (760 мм рт. ст. и 25 °С). Задав производительность газопровода, задаем массовую скорость.

Плотность газа выражается через давление и температуру по известной формуле

$$\rho = \frac{m}{ZRT} p,$$

где m – молекулярная масса газа; T – температура, К; R – универсальная газовая постоянная, 8314 Дж/(кмоль·К); Z – коэффициент сжимаемости, зависящий от давления и температуры [6].

Подставляя эти равенства в (1), после преобразований получим

$$\frac{p}{Z} dp = -\frac{RT}{2Dm} k_{тр} G^2 dx. \quad (2)$$

Это основное уравнение, описывающее гидравлику элементарного участка газопровода.

Для расчета коэффициента трения для случая $Re > 2300$ (турбулентный режим) использовали формулу Альтшуля [7]:

$$k_{тр} = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{s}{D} \right)^{0,25},$$

где s – шероховатость, м.

Для упрощения анализа будем считать газопровод изотермическим, то есть температуру потока принимаем постоянной. В дальнейшем мы оценим правомерность такого допущения.

Давление в газопроводах удобнее измерять не в паскалях, а в барах. Один бар = 100 000 Па. Обозначим через P давление в барах, тогда уравнение (2) перепишется в виде

$$\frac{P}{Z} dP = -\frac{10^{10} RT}{2Dm} k_{тр} G^2 dx. \quad (2a)$$

В силу изотермичности газопровода коэффициент сжимаемости Z зависит только от давления. Это позволяет выполнить основную операцию: проинтегрировать уравнение (2a) справа по x от 0 до L , а слева по P от P_H до P_K . После преобразований получим

$$I_{гр} = BLk_{тр} G^2, \quad (3)$$

где $I_{гр}$ – «интеграл газопровода».

$$I_{гр} = \int_{P_K}^{P_H} \frac{d(P^2)}{Z}, \quad (4)$$

где L – длина газопровода, м; P_H и P_K – давление в начале и конце газопровода, бар; B – множитель, имеющий вид

$$B = -\frac{10^{10} RT}{Dm}.$$

Поясним, что в ходе преобразований мы использовали равенство

$$PdP = d(P^2)/2$$

и переставили верхнюю и нижнюю границу интеграла, чтобы избавиться от знака минус.

Уравнение (3) описывает гидравлику газопровода в целом. Оно связывает основные параметры газопровода: массовую скорость (а тем самым и производительность), давление на входе и выходе и длину. Если известны любые три из этих параметров, то уравнение (3) позволяет определить четвертый параметр. Чтобы воспользоваться этим уравнением, надо сначала вычислить интеграл газопровода

да. При учете сжимаемости это можно выполнить только численно.

Если входное и выходное давление заданы, то для интегрирования используются известные «квадратурные» формулы [8], в частности простейшая формула трапеций. Определив интеграл газопровода, находим длину или массовую скорость из уравнения (3). В последнем случае приходится прибегать к методу последовательных приближений, поскольку коэффициент трения также зависит от массовой скорости. Однако эта зависимость слабая и обычно нескольких итераций бывает достаточно.

Рассмотрим вопросы, связанные со сжимаемостью. Введем средний коэффициент сжимаемости Z_{cp} соотношением:

$$\int_{P_K}^{P_H} \frac{d(P^2)}{Z} = \frac{1}{Z_{cp}} \int_{P_K}^{P_H} d(P^2).$$

При этом интеграл в правой части, который мы обозначим через $I_{огп}$, равен

$$I_{огп} = \int_{P_K}^{P_H} d(P^2) = P_H^2 - P_K^2, \quad (5)$$

где $I_{огп}$ – интеграл газопровода для случая $Z = 1$, то есть для идеального газа. Следовательно, средний коэффициент сжимаемости находится как

$$Z_{cp} = \frac{P_H^2 - P_K^2}{I_{огп}}. \quad (6)$$

Основное уравнение (3) можно переписать в виде

$$\frac{P_H^2 - P_K^2}{Z_{cp}} = BLk_{тр} G^2. \quad (7)$$

Уравнение (7) лишь по форме отличается от уравнения (3), однако оно полезно, когда надо оценить характер и степень влияния сжимаемости на гидравлику газопровода.

В частности, для идеального газа уравнение (7) приобретает простой и удобный вид:

$$P_H^2 - P_K^2 = BLk_{тр} G^2. \quad (7a)$$

С его помощью можно выразить любой из основных параметров через остальные.

Остановимся на нахождении информации о сжимаемости и способах ее организации в алгоритмах и программах. Для наиболее распространенных газов экспериментальные данные по сжимаемости можно найти в справочной литературе. В частности, такие данные имеются для интересующих нас газов – метана [9] и водорода [10]. Они имеют вид таблицы с «двумя входами», поскольку сжимаемость зависит от давления и температуры. Интерполяционные формулы для этих таблиц можно получить, используя технику сплайнов [11].

На основе описанных уравнений и алгоритмов разработан комплекс программ расчета гидравлики газопровода.

Остановимся на сравнительных расчетах по этим программам, позволяющих оценить допущения, положенные в основу предложенной методики.

В табл. 1 приведены результаты расчета производительности газопровода для условий: длина трубопровода 1224 км, внутренний диаметр 1153 мм, давление на входе и выходе 220 и 100 бар, температура 10 °С. Расчет выполнялся как для метана, так и для водорода с учетом сжимаемости и без нее.

В табл. 2 приведены результаты расчета входного давления того же газопровода. Принято: давление на выходе 100 бар, производительность для метана 27,5, а для водорода 75 млрд ст. м³/г.

Как видно из табл. 1 и 2, средний коэффициент сжимаемости метана меньше единицы (это характерно для большинства газов). Поэтому расчет газопровода для метана без учета сжимаемости ухудшает показатели: производительность занижается, входное давление завышается. То есть принимая, что метан – идеальный газ, мы тем самым выполняем расчет с запасом.

При этом, отклонение среднего коэффициента сжимаемости метана от единицы составляет ≈8%, а ухудшение показателей при переходе к модели идеального газа ≈4%. Это объясняется тем, что как давление на входе и выходе, так и массовая скорость входят в основную формулу (7) в квадрате.

Что касается водорода, то здесь средний коэффициент сжимаемости больше единицы на ≈9% и расчет газопровода без учета сжимаемости улучшает показатели: производительность завышается на ≈5%, входное давление занижается ≈3%.

Изложенная выше модель идеального газа при расчете газопроводов метана, водорода и их смесей допустима для инженерных расчетов, она вносит погрешность не более 5%.

В табл. 3 приведены результаты расчета производительности газопровода метана при различных температурах для тех же условий, что в табл. 1. Сжимаемость не учитывалась.

Как видно из табл. 3, с ростом температуры с 10 до 30 °С производительность падает ≈3,4%. Таким образом, осреднение температуры газопровода не приводит к заметным погрешностям при его гидравлическом расчете.

Таблица 1

Производительность газопровода

Газ	Учет сжимаемости			Без учета сжимаемости		
	Z_{cp}	Производительность		Z_{cp}	Производительность	
		млрд ст. м ³ /г	%		млрд ст. м ³ /г	%
Метан	0,919	30,64	100	1	29,37	95,9
Водород	1,105	78,04	100	1	82,19	105,2

Таблица 2

Результаты расчета входного давления для газопровода «Северный поток – 2»

Газ	Учет сжимаемости			Без учета сжимаемости		
	Z_{cp}	$P_{нач}$		Z_{cp}	$P_{нач}$	
		Бар	%		Бар	%
Метан	0,915	202,1	100	1	209,1	104,0
Водород	1,102	213,1	100	1	205,3	96,8

Перейдем к техническим и экономическим показателям газопровода «Северный поток – 2» при его переводе на транспортировку МВС.

В табл. 4 приведены значения максимальной производительности трубопровода «Северный поток – 2» при проектных параметрах его работы: давление начальное 220 бар, конечное 100 бар.

В табл. 5 приведены удельные значения потери энергии при транспортировке МВС различного состава для максимальной пропускной способности одной ветки трубопровода «Северный поток – 2».

Расчет мощности производится по формуле (8):

$$N_{\phi} = \frac{N_{теор}}{\eta} = \frac{V \cdot p_0 \cdot \ln \frac{p_2}{p_1}}{3600 \cdot 1000 \cdot \eta}, \quad (8)$$

где N_{ϕ} – фактическая мощность, кВт; $N_{теор}$ – теоретическая мощность, кВт; V – расход сжимаемого газа, ст. м³/ч; p_0 – давление при нормальных условиях, 101 315 Па; p_1 – начальное давление, Па; p_2 – конечное давление, Па; η – КПД компрессора.

Выводы

Показано, что максимальная производительность при 70% водорода в смеси составляет ~ 47 млрд ст. м³, это обеспечивает транспортировку 31,85 млрд ст. м³ водорода, что в 1,87 раза больше поставленной задачи [2].

Показано, что с увеличением содержания водорода в транспортируемой МВС удельные затраты на транспортировку собственно водорода уменьшаются, несмотря на рост затрат на транспортировку МВС.

Потенциальная пропускная способность МВС с 70% содержанием водорода, определяемая свойствами металла труб трубопровода «Северный поток – 2» составляет ~47 млрд ст. м³ в год, что эквивалентно ~ 87,5% проектной нагрузке трубопровода по теплотворной способности транспортируемого по проекту природного газа.

Использование одной нитки трубопровода «Северный поток – 2» позволяет транспортировать водород из РФ, покрывая потенциальную потребность ЕС на уровне 2050 года.

Таблица 3

Производительность газопровода метана при разных температурах

Температура, °С	Производительность	
	млрд ст. м ³ /г	%
10	29,37	100,0
15	29,10	99,1
20	28,85	98,2
25	28,60	97,4
30	28,36	96,6

Таблица 4

Производительность трубопровода

Гипотетическое происхождение МВС	Расход млрд ст. м ³ /год	H ₂ , %
Трубопровод природного газа из месторождения	27,5	0
Паровая конверсия природного газа	42,33	65
Продувочный газ синтеза метанола	46,95	70
Продувочный газ синтеза метанола	49,62	75
Продувочный газ синтеза метанола	53,28	80
Продувочный газ синтеза метанола	63,18	90
Парокислородная конверсия		
Природного газа	76,96	98

Таблица 5

Расход энергии при максимальной пропускной способности трубопровода

Потребляемая мощность при максимальной пропускной способности, кВт		Расход МВС. млрд ст. м ³ /год	Расход водорода, млн ст. м ³ /ч	H ₂ , %
общая	на 1000 м ³ водорода*			
146 317	47,02	42,33	3,116	65
162 274	43,60	46,95	3,721	70
171 503	40,69	49,62	4,214	75
184 153	38,15	53,28	4,827	80
198 497	35,91	57,43	5,528	85
218 371	35,91	63,18	6,439	90
265 999	29,59	76,96	8,990	98
* Мощность трубопровода природного газа из месторождения, кВт		Расход природного газа, млрд ст. м ³ /год		
95 049		27,5 0		0

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сосна М.Х., Крючков М.В., Масленникова М.В., Пустовалов М.В. «Зеленый» и/или «голубой» водород // НефтегазоХимия. 2020. № 3-4.
2. Квантовый скачок. Германия приняла Национальную водородную стратегию. URL: <https://yandex.ru/turbo/neftegaz.ru/s/news/ecology/553728-kvantovyy-skachok-germaniya-prinyala-natsionalnuyu-vodorodnuyu-strategiyu/> (дата обращения 01.02.2020).
3. «Зеленые» патенты в России: четыре главных тенденции развития. URL: <https://yandex.ru/turbo/trends.rbc.ru/s/trends/green/5ef46e379a7947a89c25170d> (дата обращения 02.02.2020).
4. ОМК начала отгрузку труб большого диаметра для Северного потока – 2. URL: omk.ru/press/6869 (дата обращения 01.02.2020).
5. MALINA MYLAN, Energy conversion system, US 20110646, 1998.
6. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. М.: Химия, 1982. 592 с.
7. Альтшуль А.Д., Киселев П.Г. Гидравлика и аэродинамика. М.: Стройиздат, 1965. 138 с.
8. Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы. М.: Наука, 1989. 432 с.
9. Сычев В.И., Вассерман А.А. и др. Термодинамические свойства метана. М.: Изд-во стандартов, 1979. 349 с.
10. Справочник азотчика. Т. 1 / под ред. Е.Я. Мельникова. М.: Химия, 1986. 512 с.
11. Дж. Алберт, Э. Нильсен, Дж. Уолш. Теория сплайнов и ее применение. М.: Мир, 1972. 319 с.

REFERENCES

1. Sosna M.KH., Kryuchkov M.V., Maslennikova M.V., Pustovalov M.V. "Green" and / or "blue" hydrogen. *NefteGazKhimiya*, 2020, no. 3-4 (In Russian).
2. *Kvantovyy skachok. Germaniya prinyala Natsional'nuyu vodorodnuyu strategiyu* (Quantum Leap. Germany has adopted a National Hydrogen Strategy) Available at: <https://yandex.ru/turbo/neftegaz.ru/s/news/ecology/553728-kvantovyy-skachok-germaniya-prinyala-natsionalnuyu-vodorodnuyu-strategiyu/> (accessed 01 February 2020).
3. «Zelenyye» *patenty v Rossii: chetyre glavnykh tendentsii razvitiya* ("Green" patents in Russia: four main development trends) Available at: <https://yandex.ru/turbo/trends.rbc.ru/s/trends/green/5ef46e379a7947a89c25170d> (accessed 02 February 2020).
4. *OMK nachala otgruzku trub bol'shogo diametra dlya Severnogo potoka – 2* (OMK began shipping large-diameter pipes for the Nord Stream - 2) Available at: omk.ru/press/6869 (accessed 01 February 2020).
5. MYLAN M. *Energy conversion system*. Patent US, no. 20110646, 1998.
6. Rid R., Prausnits Dzh., Shervud T. *Svoystva gazov i zhidkostey* [Properties of gases and liquids]. Moscow, Khimiya Publ., 1982. 592 p.
7. Al'tshul' A.D., Kiselev P.G. *Gidravlika i aerodinamika* [Hydraulics and Aerodynamics]. Moscow, STROYIZDAT Publ., 1965. 138 p.
8. Samarskiy A.A., Gulin A.V. *Chislennyye metody* [Numerical methods]. Moscow, Nauka Publ., 1989. 432 p.
9. Sychev V.I., Vasserman A.A. *Termodinamicheskiye svoystva metana* [Thermodynamic properties of methane]. Moscow, Izd-vo standartov Publ., 1979. 349 p.
10. *Spravochnik azotchika* [Reference book of a nitrogen worker]. Moscow, Khimiya Publ., 1986. 512 p.
11. Albert Dzh., Nil'sen E., Uolsh Dzh. *Teoriya splaynov i yeye primeneniya* [Spline theory and its applications]. Moscow, MIR Publ., 1972. 319 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Соколинский Юрий Абрамович, к.т.н., консультант кафедры газохимии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина.

Сосна Михаил Хаймович, д.т.н., проф. кафедры газохимии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина.

Галикеева Ляйсан Ришатовна, студент кафедры газохимии, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Yuriy A. Sokolinskiy, Cand. Sci. (Tech.), Consultant of the Department of Gaschemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas.

Michael KH. Sosna, Dr. Sci. (Tech.), Prof. of the Department of Gaschemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas.

Laysan R. Galikeeva, Student of the Department of Gaschemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas.

