Потенциал газификации
Gas Supply Potential

До недавнего времени большинство проектов экономического развития Арктической зоны предполагало использование нефтепродуктов и угля для транспортного и энергетического обеспечения. Но современные экологические требования подталкивают к поиску новых решений.

Until recently, the majority of industrial projects in the Arctic made use of petroleum products and coal as fuels for transportation and energy supply. Today's environmental requirements, however, urge new solutions.

«Проспект Гагарина» – первый нефтяной танкер на СПГ-топливе
Gagarin Prospect is the first LNG-powered crude oil tanker

Вместо угля и нефтепродуктов

Одно из таких решений – замещение флотского мазута альтернативным видом топлива для бункеровки – сжиженным природным газом.

Необходимость активного формирования спроса на СПГ на внутреннем рынке была подчеркнута президентом Владимиром Путиным на совещании при запуске первой линии завода «Ямал СПГ» в декабре 2017 года. Было отмечено, что применение сжиженного газа может быть расширено в том числе за счет поставок в удаленные населенные пункты и перевода общественного транспорта на более чистое газомоторное топливо.

Судоходство и доставка грузов в Арктической зоне осложнены из-за ледовой обстановки. Природный газ в Арктике фактически является местным ресурсом, и отсутствие необходимости долгой и дорогой транспортировки делает его особенно привлекательным видом топлива, в том числе для береговых потребителей. Другие важные преимущества СПГ – доступность в долгосрочной перспективе и соответствие современным и будущим экологическим требованиям.

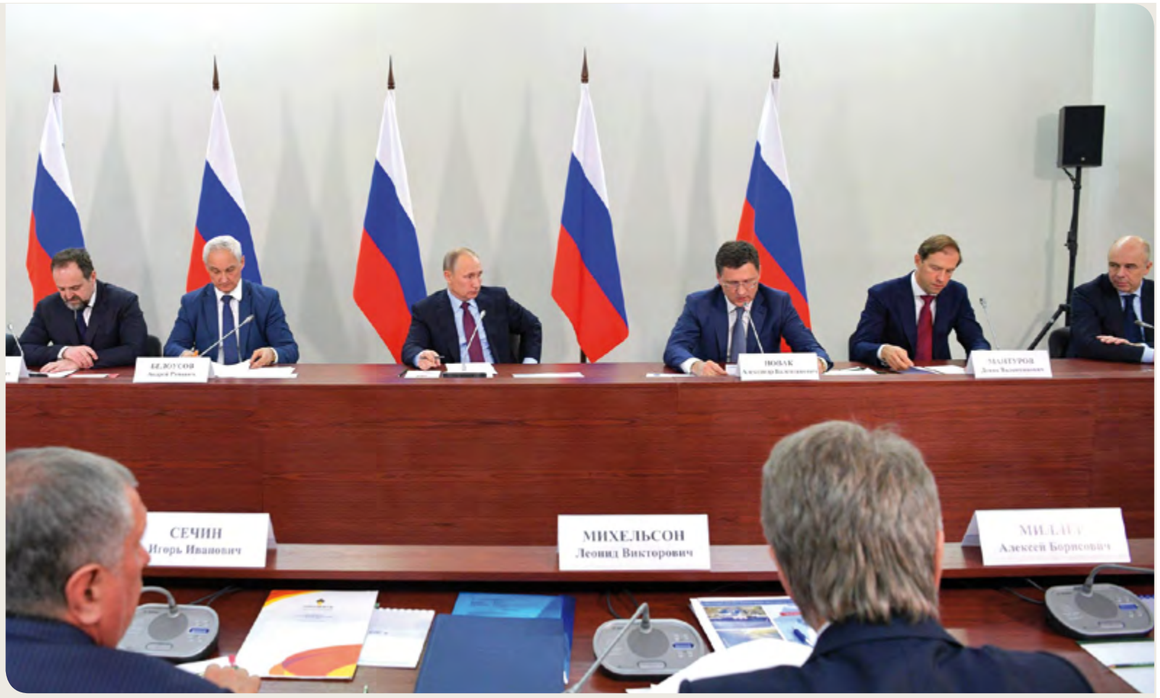
Владимир Путин, президент России:

– По оценкам экспертов, мировой спрос на газ к 2040 году увеличится более чем на 40%, и, что особенно важно, наиболее активно будут развиваться поставки именно сжиженного газа. Здесь рост может достигнуть порядка 70%. Россия способна и должна занять на этом рынке достойную нишу. Сегодня, как вы знаете, она достаточно скромна. Помимо «Ямал СПГ» у нас есть крупный центр по сжижению газа на Сахалине, но, повторю, этого явно недостаточно. Перед отечественным топливно-энергетическим комплексом в числе ключевых стоит задача по наращиванию мощностей и объемов производства СПГ. Очевидно, что для увеличения объемов поставок СПГ нужно развивать мощности по сжижению газа, создавать условия для локализации производства оборудования, необходимого для его выпуска, хранения и транспортировки, обеспечивать тем самым загрузку собственных предприятий промышленности.

Vladimir Putin, President of Russia:

– Experts estimate the global demand in gas to increase, by 2040, by more than 40%, and, what is more, become more oriented towards liquefied natural gas, reaching a 70% increase in terms of LNG. Russia does have all it takes to gain ground on the LNG market. Its current share, as you are aware, is more than modest. Our two LNG plants are based on Yamal and Sakhalin. But let me repeat again here: these two do not suffice. One of the core tasks before our fuel and energy complex is to increase the capacity and the output of LNG production. For LNG shipments to increase, we are to raise the domestic liquefaction capacity and to foster the local content of equipment needed for LNG production, storage and transportation. By doing so, we'll be able to ensure load for the domestic industries.

Текст: Александр Климентьев – «Промышленные инновации»; Алексей Книжников – Всемирный фонд дикой природы
Text: Alexander Klimentyev – Industrial Innovations; Alexey Knizhnikov – World Wildlife Fund



Проект	Инициатор	Район	Мощность, тыс. т/год	Технология	Статус
Печора СПГ	Роснефть	Индига	2 × 2600	Air Products	ТЭО
Ямал СПГ	Новатэк	Сабетта	3 × 5500 + 900	Air Products, Арктический каскад	1–2 очередь – эксплуатация, 3–4 очередь – строительство
Арктик СПГ 2	Новатэк	Гыдан	3 × 6600 или 2 × 6600	Linde	Концепция
Архангельск	Ассоциация «Созвездие»	Архангельск	16 + 120		Концепция
Норильский СПГ	Норильскгазпром	Дудинка	2000		Потенциальная возможность
Якутский СПГ		Якутск	500 + 1100		Потенциальная возможность
Анадырь СПГ		Анадырь	12,5 + 20		Потенциальная возможность

В Арктической зоне начата или запланирована реализация нескольких проектов производства сжиженного природного газа, крупнейшие из которых – «Ямал СПГ», «Арктик СПГ 2» и «Печора СПГ». До 2030 года возможно возобновление Штокмановского проекта. Кроме того, варианты производства имеются в Сибири и на Балтике. По нашим оценкам, общий объем производства СПГ в Арктической зоне к 2030 году может достичь 70 миллионов тонн в год.

Для действующих объектов на арктическом побережье использование СПГ позволит ежегодно заместить более 380 тысяч тонн топлива: угля, нефтепродуктов и дров. Для этого понадобится около 220 тысяч тонн сжиженного природного газа. С учетом новых проектов ежегодное потребление СПГ для энергоснабжения проектов в Арктике превысит 580 тысяч тонн. При этом использование газа с учетом затрат на производство и перевалку обойдется на 20–35% дешевле, чем сжигание дизельного топлива. Кроме того, переход на СПГ вместо нефтяных топлив и угля позволит существенно снизить выбросы в атмосферу и предотвратить загрязнение окружающей среды, возможное при разливе нефти.

СПГ может использоваться и в качестве топлива для плавучих газотурбинных электростанций (ПЛЭС). Еще в 1960-х годах в СССР был разработан проект строительства первых станций типа «Северное сияние» мощностью до 24 мегаватт. Всего было построено шесть таких ПЛЭС. Суда были спроектированы с учетом необходимости проводки по Северному морскому пути. Похожие станции могут быть востребованы и сегодня. В 2011 году КБ «Вымпел» представило проекты универсальной плавучей газотурбинной станции мощностью 20 мегаватт и мобильной станции на воздушной подушке.

Нужна инфраструктура

Перспективы использования сжиженного природного газа в качестве бункерного топлива сильно зависят от планируемой географии работы судов. Это связано с тем, что невозможно быстро создать надежную инфраструктуру для бункеровки СПГ вдоль всей трассы Северного морского пути. На сегодняшний день в российской Арктической зоне нет готовой инфраструктуры для использования СПГ. Но отдельные ее элементы уже создаются на Ямале.

Вопросы бункеровки судов в Арктике были рассмотрены в аналитическом обзоре Всемирного фонда дикой природы (WWF России) «Перспективы и возможности использования СПГ для бункеровки в арктических регионах России». Предполагаемые бункеровочные центры приближены к портам, населенным пунктам и действующим промышленным районам. Это Мурманск, Архан-

Фото: kremlin.ru; ТАСС; Reuters
Photo: kremlin.ru; TASS; Reuters

Project	Initiator	Area	Capacity, ton/year	Technology	Status
Pechora LNG	Rosneft	Indiga	2 × 2600	Air Products	Feasibility study
Yamal LNG	Novatek	Sabetta	3 × 5500 + 900	Air Products, Арктический каскад	1–2 stage – operation, 3–4 stage –construction
Arctic LNG 2	Novatek	Gydan	3 × 6600 or 2 × 6600	Linde	Concept
Arkhangelsk	Sozvezdye Association	Arkhangelsk	16 + 120		Concept
Norilsk LNG	Norilskgazprom	Dudinka	2000		Potential
Yakutsk LNG		Yakutsk	500 + 1100		Potential
Anadyr LNG		Anadyr	12.5 + 20		Potential

На сегодняшний день в российской Арктической зоне нет готовой инфраструктуры для использования СПГ. Но отдельные ее элементы уже создаются на Ямале
There is currently no infrastructure for LNG bunkering in the Russian part of the Arctic, except for Yamal, where it is in its initial stage

гельск, Индига, Сабетта, Гыданский полуостров, Диксон, Норильск, Тикси, Якутск, Анадырь, Петропавловск-Камчатский. Единая инфраструктура для бункеровки и поставки газа на побережье может стать основой для снижения капитальных и операционных затрат, что поможет повысить доступность СПГ для потребителей любой категории.

Производственная цепочка поставок сжиженного природного газа включает несколько этапов: перекачку СПГ с завода на газовоз или в криогенные танк-контейнеры; транспортировку потребителю; слив в плавучую или наземную систему приема и хранения газа. Для реализации этой схемы необходима возможность погрузки контейнера с берега на судно при помощи крана или, при больших объемах поставок, загрузка специализированного судна-газовоза с берегового комплекса хранения и отгрузки. Эти же суда могут использоваться для транспортировки этана, этилена, сжиженных углеводородных газов, что может повысить ликвидность при развитии газопереработки и привлечь дополнительные инвестиции в отрасль.

Хранилища СПГ могут быть созданы в береговом и плавучем исполнении, иметь функции перегрузки СПГ на криогенные автоцистерны для поставки береговым потребителям и бункеровки судов. Создание плавучих хранилищ газа (FSU), в том числе с регазификатором на борту (FSRU) – один из важнейших факторов развития рынка СПГ. FSRU могут быть оборудованы на основе старых судов и работать как постоянный регазификационный терминал или газовоз, способный переходить из порта в порт.

Substitute for coal and oil

One such solution is liquified natural gas instead of bunkers.

That the domestic market should be oriented more towards LNG was underlined by President Vladimir Putin in a meeting dedicated to the commissioning, in December 2017, of Yamal LNG's phase one. He noted that the range of LNG applications could be expanded by way of increasing the use of LNG in remoter settlements and by converting public transport to a cleaner fuel.

In the Arctic, shipping and cargo transportation largely depend on ice conditions. Produced locally, natural gas enables better cost-efficiency, as lengthy and expensive transportation would no longer be the case, and is therefore seen by coast-based consumers, among others, as an attractive fuel.

In a series of Arctic-based LNG production projects, some are started – Yamal LNG, Arctic LNG 2, and Pechora LNG – and others are underway. Shtokman might be resumed before 2030, in addition to the prospects in Siberia and the Baltic area. According to our estimates, by 2030 the annual Arctic LNG output may be as high as 70 mln ton.

The availability of LNG to the operating facilities along the Arctic coast may replace more than 380 thousand ton of fossils annually – coal, petroleum, along with fire wood. The volume of LNG needed to achieve this replacement totals approximately 220 thousand ton. Once the upcoming Arctic projects are given a go, the annual LNG volume to maintain them all energy-wise is expected to exceed 580 thousand ton. Even with production and transshipment costs, LNG looks a cheaper fuel as compared to diesel, enabling a 20% to 35% cost efficiency. Along this that, seen as an alternative to oil fuels and coal, LNG enables a major reduction in air emissions and marine pollution from oil spills.

LNG may potentially be used as a fuel for floating gas-turbine power plants (FPP). Engineeringly, FPP was developed as early as the 1960s (the 24 MW Polar Lights (Severnoye Siyaniye) series). A total of six FPPs had been built, their design allowing for piloting along the Northern Sea Route. Similar designs might be of use to today's projects. In 2001, Vympel Design Bureau came up with hoverborne and floating designs for multi-purpose, 20 MW gas-turbine power plant.

Infrastructure needed

The future of LNG usage as a ship fuel largely depends on the geography of voyages. The Northern Sea Route cannot be installed with a robust infrastructure for LNG bunkering overnight. There is currently no infrastructure for LNG bunkering in the Russian part of the Arctic, except for Yamal, where it is in its initial stage.

Ship bunkering in the Arctic constitutes a key focus in WWF Russia's analytical review called "The Prospects and Potential for Using LNG as Bunkers in the Russian Arctic". Bunkering points are expected to be located close to ports, inhabited localities, and ongoing industrial projects. These include Murmansk, Arkhangelsk, Indiga, Sabetta, Gydan Peninsula, Dikson, Norilsk, Tiksi, Yakutsk, Anadyr, and Petropavlovsk-Kamchatsky. Once installed, the LNG bunkering and coastal supply infrastructure is expected to lead to lower capital and operating expenses, making LNG more accessible to consumers of all categories.

The LNG supply chain involves several operating stages. First, LNG has to be transferred from plant to carrier (or cryogenic tanks). After it has been delivered to consumer's location, LNG has to be pumped into a floating or ground-based storage system. For this chain to work, the shore-to-ship loading facilities should be in place with cranes to move the LNG containers, or, for bigger shipments, with a facility to load LNG from an on-shore storage to a dedicated gas carrier. The gas carriers could be used to transport also ethane, ethylene, or liquefied hydrocarbon gas, leading to an increased marketability of gas refinery and to extra investment.

The LNG storages could be ground-based or floating, designed for loading LNG into cryogenic trucks or bunker ships. The availability of a fleet of floating storage and regasification units (FSU/FSRU) is crucial to the development of the LGN market. FSRUs could use older ships as their basis, serving as non-stop regasification terminals or carriers to cruise among ports.

Завод СПГ в Сабетте
LNG-plant in Sabetta

Использование газа с учетом затрат на производство и перевалку обойдется на 20–35% дешевле, чем сжигание дизельного топлива
Even with production and transshipment costs, LNG looks a cheaper fuel as compared to diesel, enabling a 20% to 35% cost efficiency