

Проблемы и перспективы СПГ-проектов в России



Предисловие



Девятого декабря из порта «Сабетта» был отправлен первый танкер со сжиженным газом, произведенным на заводе «Ямал СПГ»¹. Запуск первой из трех очередей предприятия общей мощностью 16,5 млн т – несомненный успех, поскольку это первый СПГ-проект в России, в котором изначально контрольная доля принадлежала российским акционерам. Завод СПГ на Сахалине, введенный в строй в 2009 г., сначала реализовывался усилиями Shell, Mitsui и Mitsubishi; в 2007 г. в проект вошел «Газпром» – к этому моменту завод уже активно строился, а экспортные поставки СПГ были законтрактованы более чем на 70 %².

«Ямал СПГ» – далеко не единственный проект, который планировалось реализовать в России в последние десять лет. Запустить новые мощности по сжижению газа рассчитывали также «Газпром» (третья очередь «Сахалина-2», «Штокмановский СПГ», «Балтийский СПГ», «Владивосток СПГ»), «Роснефть» («Дальневосточный СПГ») и группа «Алтек» («Печора СПГ»). Однако проекты «Газпрома», «Роснефти» и «Аллтека» так и остались на бумаге, и тому есть несколько причин.

В первую очередь, сохранение ограничений на экспорт СПГ, который был частично либерализован в 2013 г.: право на него получили госкомпании, работающие на шельфе, а также компании, у которых в лицензиях на месторождения к 1 января 2013 г. было зафиксировано строительство СПГ-завода или отправка добываемого газа на сжижение³. Помимо «Газпрома», этим критериям соответствовали «Новатэк» и «Роснефть», однако за их рамками осталась группа «Алтек»,

еще с 2009 г. планировавшая возвести в Ненецком автономном округе СПГ-завод мощностью 4 млн т на базе Кумжинского и Коровинского месторождений⁴. Чтобы получить право на экспорт, в мае 2014 г. «Алтек» заключил с «Роснефтью» рамочное соглашение о создании совместного предприятия (СП). Тогда же в Госдуму был внесен законопроект, сдвигавший на 1 июля 2014 г. дату, по состоянию на которую в лицензиях на месторождения компаний должно было быть зафиксировано строительство СПГ-завода – это открывало «Печоре СПГ» доступ на зарубежные рынки⁵. Однако документ получил негативные отзывы со стороны Минэкономразвития, Минэнерго и Минфина и поэтому не был принят⁶.

К торможению СПГ-проектов привели и санкции. Так, в августе 2015 г. Бюро промышленности и безопасности Минторга США наложило запрет на поставку оборудования для Южно-Кириного месторождения проекта «Сахалин-3», которое должно было стать ресурсной базой либо для третьей очереди СПГ-завода «Сахалина-2», либо для проекта «Владивосток СПГ». Приступить к освоению этого месторождения невозможно без использования подводных добычных комплексов, которые производят норвежская Aker и американские Cameron, GE Subsea и FMC Technologies⁷. Под санкции попал и «Газпромбанк», который должен был получить до 49 % в компаниях – операторах проектов «Балтийский СПГ» и «Владивосток СПГ», для того чтобы привлекать для них средства иностранных банков⁸. Санкции частично ограничили и возможности «Новатэка» по поиску западного

¹ Танкер с первой партией СПГ с «Ямала СПГ» отправился из Сабетты // РИА-Новости. 09.12.2017.

² Сахалин-2 продал весь газ. «Газпром ищет новые запасы» // Ведомости. 12.02.2007.

³ Федеральный закон от 30 ноября 2013 г. № 318-ФЗ «О внесении изменений в статьи 13 и 24 Федерального закона «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности» и статьи 1 и 3 Федерального закона «Об экспорте газа».

⁴ Открытое совещание, посвященное отчетной деятельности компаний «СН Инвест», «ЕвроСеверНефть» и презентация проекта «Печора СПГ» // Пресс-релиз «СН-Нефтегаз». 21.12.2009.

⁵ «Роснефть» – не повод для экспорта // Ведомости. 19.08.2014.

⁶ «Роснефть» не пускают на экспорт // Ведомости. 09.09.2014.

⁷ Российский газ попал под санкции // Ведомости. 10.08.2015.

⁸ «Газпромбанку» СПГ не нужен // Ведомости. 03.02.2016.

финансирования для «Ямала СПГ»: ключевыми партнерами здесь стали Экспортно-импортный банк Китая и Банк развития Китая, которые в апреле 2016 г. предоставили проекту кредиты на 9,3 млрд евро и 9,8 млрд юаней (в сумме около 12 млрд долл. США)⁹.

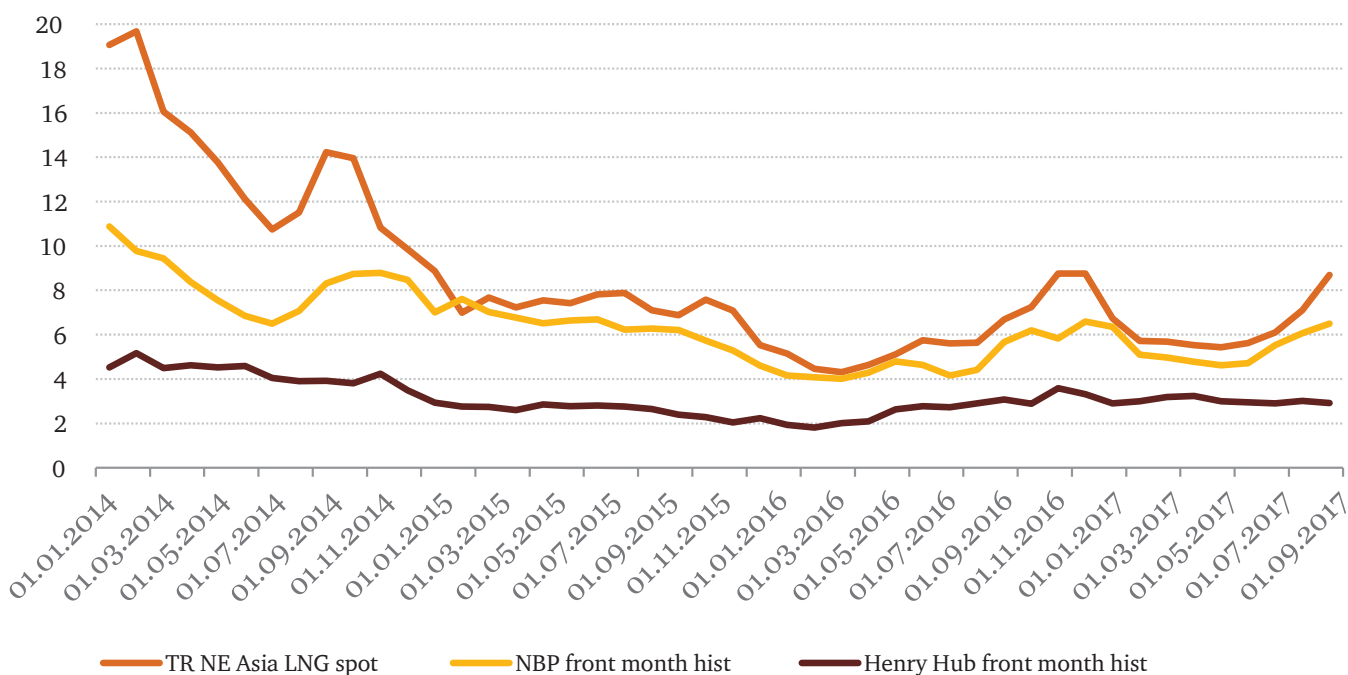
Еще одним неблагоприятным фактором стала высокая напряженность инвестиционной программы «Газпрома», приоритетом которой пока что остаются трубопроводные проекты («Северный поток-2», «Сила Сибири» и «Турецкий поток»). До их завершения проект третьей очереди СПГ-завода «Сахалина-2» вряд ли получит приоритет.

На эти проблемы накладывается затоваренность мирового рынка сжиженного газа: по оценке Международного энергетического агентства, к 2022 г. глобальное производство СПГ вырастет до 650 млрд куб. м в год в сравнении с 452 млрд в 2016 г., тогда как спрос достигнет лишь 460 млрд¹⁰. Такой дисбаланс не на руку производителям, которым будет сложнее сохранять рентабельность в условиях падающих цен: за 2014–2016 гг. среднегодовые спотовые цены на СПГ

в Азии (TR NE LNG Spot) снизились с 13,9 долл. США до 5,7 долл. США за миллион британских тепловых единиц, а спотовые цены на природный газ на британском хабе NBP и американском Henry Hub, к которым привязана стоимость контрактов в Европе и США соответственно, упали с 8,4 долл. США до 4,7 долл. США и с 4,3 долл. США до 2,6 долл. США (данные Thomson Reuters)¹¹.

Правда, эти риски не отпугивают российские компании от новых проектов. В частности, «Новатэк» запланировал строительство СПГ-завода мощностью 18 млн т на соседнем с «Ямалом» полуострове Гыдан («Арктик СПГ-2»), «Газпром» же рассчитывает построить третью очередь СПГ-завода «Сахалина-2» и довести до конца проекты «Балтийский СПГ» и «Владивосток СПГ», пусть даже переведя последний в категорию среднетоннажных. В силе остаются и проекты «Роснефти», в том числе «Дальневосточный СПГ», от которого компания официально еще не отказалась. Время покажет, уготовлена ли этим планам лучшая судьба, чем большинству проектов последнего десятилетия.

Цены на СПГ и природный газ, долл./млн БТЕ



Источник: Thomson Reuters

⁹ «Ямал СПГ» привлёк финансирование под страховое покрытие экспортных кредитных агентств Швеции и Германии // Ямал СПГ. 13.06.2017.

¹⁰ Market Report Series: Gas 2017 // International energy agency. Paris. 2017.

¹¹ LNG Prices // Thomson Reuters Eikon.

Обзор российских СПГ-проектов

В феврале 2009 г. на Сахалине состоялся запуск первого в России завода по производству сжиженного природного газа. С тех пор участники отрасли запланировали ряд новых СПГ-проектов. Ниже представлен их краткий обзор.

«Ямал СПГ»

Проект завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) мощностью 16,5 млн т, ресурсной базой которого станет Южно-Тамбейское месторождение полуострова Ямал с запасами 927 млрд куб. м по классификации PRMS (по состоянию на 31.12.2013). Оператор проекта – компания «Ямал СПГ», ее акционерами являются «Новатэк» (с долей 50,1 %), Total (20 %), CNPC (20 %) и китайский Фонд шелкового пути (9,9 %). Стоимость – 26,9 млрд долл. США.

Предыстория проекта

«Новатэк» выкупил 51% «Ямал СПГ» в 2009 г. В 2011 г. компания довела свою долю до 100 %, чтобы вскоре продать 20%-ную долю французской Total¹². В 2013 г. в проект вошла китайская CNPC, приобретя 20 %, а в 2015 г. – Фонд шелкового пути (9,9 %).

Финансирование проекта

Окончательное инвестиционное решение по проекту совет директоров «Ямала СПГ» принял в декабре 2013 г.: необходимые капиталовложения были оценены тогда в 26,9 млрд долл. США¹³.

В 2010 г. «Новатэк» и «Газпром» заключили агентское соглашение, по которому «Газпром экспорт» за комиссию должен был «проводить» газ через границу, при том что его собственником должен был оставаться оператор проекта. Однако к концу 2012 г. ни одного контракта на поставку газа с «Ямала СПГ» «Газпром экспорт» не заключил; в результате у акционеров проекта не было возможности использовать эти контракты в качестве залога под получение банковских средств¹⁴.

В 2013 г. экспорт сжиженного газа был частично либерализован: право поставлять СПГ за рубеж получили государственные компании, ведущие добычу на шельфе, а также компании, у которых по состоянию на 1 января 2013 г. в лицензиях на месторождения было предусмотрено строительство СПГ-завода или отправка добываемого газа на сжижение¹⁵. Помимо «Газпрома», этим критериям соответствовали «Роснефть» и «Новатэк».

¹² Диспропорция Ямала. Французская Total получила очередной стратегический актив в России – 20 % будущего оператора СПГ-завода на Ямале стоимостью \$15-20 млрд // Ведомости. 07.10.2011.

¹³ Принято окончательное инвестиционное решение по проекту «Ямал СПГ» // Пресс-релиз «Новатэка». 18.12.2013.

¹⁴ Интервью Геннадия Тимченко // Forbes. 26.10.2012.

¹⁵ Федеральный закон от 30 ноября 2013 г. № 318-ФЗ «О внесении изменений в статьи 13 и 24 Федерального закона «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности» и статьи 1 и 3 Федерального закона «Об экспорте газа»».

В результате уже в ноябре 2013 г. «Ямал СПГ» заключила контракт с испанской Gas Natural Fenosa (GNF) на ежегодную поставку 2,5 млн т СПГ в течение 25 лет. Вслед за этим последовали соглашения с Total (4 млн т), китайской PetroChina («дочкой» CNPC, 3 млн т), а также трейдерами «Новатэка» и «Газпрома» – Novatek Gas & Power (2,9 млн т) и Gazprom Marketing & Trading Singapore (3 млн т). К марту 2016 г. по долгосрочным соглашениям было законтрактовано 96 % сжиженного газа, который будет производиться на заводе¹⁶.

В 2014 г. «Новатэк» попал под санкции. Поэтому ключевую роль в финансировании проекта сыграли российские и китайские госбанки. В апреле 2016 г. «Ямал СПГ» заключил кредитное соглашение со «Сбербанком» и «Газпромбанком» на 3,6 млрд евро сроком на 15 лет. Тогда же была достигнута договоренность с Экспортно-импортным банком Китая и Банком развития Китая о предоставлении кредитов на 9,3 млрд евро и 9,8 млрд юаней (в сумме около 12 млрд долл. США).

Небольшую долю в финансировании составили кредиты от европейских и японских банков. В декабре 2016 г. «Ямал СПГ» подписал соглашение с японским JVIC о займе на 200 млн евро, а также с итальянским Intesa Sanpaolo о займах на 750 млн под страховое покрытие SACE и COFACE – итальянского и французского экспортно-кредитных агентств. Наконец, в июне 2017 г. «Ямал СПГ» привлек еще один кредит от европейских банков (в том числе Raiffeisen Bank International AG и Intesa Sanpaolo), на сумму 425 млн евро под страховое покрытие экспортно-кредитных агентств Швеции (EKN) и Германии (Euler Hermes)¹⁷.

Льготы для проекта

Правительство предоставило проекту несколько налоговых и таможенных льгот. В течение 12 лет с начала добычи на Южно-Тамбейском месторождении будет действовать нулевая ставка НДС на газ и налога на имущество (при условии добычи не более чем 250 млрд куб. м), а также сниженная ставка налога на прибыль (с 18% до 13,5%). К числу льгот

также относятся нулевые пошлины на экспорт СПГ и освобождение от НДС при покупке оборудования, не имеющего аналогов в России.

Транспортировка СПГ

Один из ключевых рисков проекта – перевозка СПГ по Северному морскому пути. Круглогодичная транспортировка из порта Сабетта будет возможна только в западном направлении, в то время как в восточном – лишь с июля по декабрь. Для перевозки будут использоваться танкеры арктического класса Arc 7, рассчитанные на температуру до минус 50 градусов по Цельсию и прохождение льдов толщиной более 2,1 метра без сопровождения ледоколов.

В общей сложности будет задействовано 15 танкеров – все они будут сооружены на корейской верфи Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME). Первый такой танкер, «Кристоф де Маржери» (названный в честь президента Total, погибшего в авиакатастрофе во Внуково в 2014 г.), в зимнюю навигацию 2016–2017 гг. успешно прошел ледовые испытания, а в минувшем августе провел первый рейс, доставив СПГ из Норвегии в Южную Корею за 17 дней.

В летнюю навигацию арктические СПГ-танкеры будут доставлять СПГ потребителям напрямую, а в зимнюю они будут заходить в терминал Зебрюгге, где бельгийская компания Flyxus (Yamal Trade, 100%-ная «дочка» «Ямал СПГ») заключила с ней контракт на 20 лет) будет оказывать услуги по перевалке СПГ на танкеры конвенционного типа для последующей доставки потребителям в Азии через Суэцкий канал¹⁸.

Согласно оценкам «Ямал СПГ», доставка СПГ в азиатские страны через восточное направление будет занимать в два раза меньше времени, чем через западное²¹. Однако в полной мере реализовать это преимущество будет невозможно до тех пор, пока «Атомфлот» не введет в строй универсальные атомные ледоколы мощностью 60 МВт – «Арктика», «Сибирь» и «Урал»; их сдача намечена на 2019, 2020 и 2021 гг.²⁰

¹⁶ «Ямал СПГ» законтрактовало 96 % производимого СПГ на долгосрочной основе // ТАСС. 17.03.2016.

¹⁷ «Ямал СПГ» привлек финансирование под страховое покрытие экспортных кредитных агентств Швеции и Германии // Ямал СПГ. 13.06.2017.

¹⁸ «Ямал СПГ» и Flyxus подписали соглашение о сотрудничестве по перевалке СПГ // Пресс-релиз «Ямала СПГ». 04.04.2014.

¹⁹ Танкер «Кристоф де Маржери» начал первый рейс по Северному морскому пути // Пресс-релиз «Ямала СПГ». 01.08.2017.

²⁰ Вячеслав Рукша: мегапроекты в Арктике без прямого участия государства невозможны // Коммерсант. 29.09.2017.



Сроки запуска СПГ-завода

Запуск первой очереди «Ямала СПГ» мощностью 5,5 млн т состоялся в декабре 2017 г. Ввод в строй второй очереди намечен на III квартал 2018 г., а третьей – на I квартал 2019 г.²¹. В начале октября «Новатэк» анонсировал планы по вводу четвертой линии завода мощностью до 1 млн т. Ее проектирование уже завершила НИПИгазопереработка, принадлежащая «Сибуру». Ввод в эксплуатацию намечен на IV квартал 2019 г.²².

Перспективы проекта

Конечный успех «Ямала СПГ» будут зависеть от его рентабельности для инвесторов. В силу низкой себестоимости добычи на Южно-Тамбейском месторождении проект в значительной мере защищен от рисков падения цен на СПГ, тем более что некоторые из экспортных контрактов (в частности, с китайской CNPC) привязаны к нефтяному индексу JCS (Japanese Crude Cocktail), одному из самых дорогих в мире²³. В силу законтрактованности почти всего сжиженного газа проект защищен и от риска перепроизводства на мировом рынке.

Впрочем, уже сам факт запуска завода на Ямале в некоторой степени можно считать успехом: среди российских СПГ-проектов, заявленных в последние десять лет, это единственный, что был доведен до конца.

«Сахалин-2»

Завод по производству СПГ проектной мощностью 9,6 млн т на ресурсной базе Лунского месторождения острова Сахалин. Оператор проекта – компания Sakhalin Energy, совладельцами которой являются «Газпром» (50 % плюс одна акция), Shell (27,5 % минус одна акция), Mitsui (12,5 %) и Mitsubishi (10 %).

Предыстория проекта

Компания Sakhalin Energy была создана в 1994 г. для освоения Пильгун-Астохского и Лунского месторождений с общими запасами 182,4 млн т нефти и 633,6 млрд куб. м газа в рамках проекта «Сахалин-2», реализуемого в соответствии с соглашением о разделе продукции (СРП). Режим СРП наделяет оператора правом на поиск, разведку и добычу нефти и газа. Помимо инвестиций в освоение месторождений, оператор обязан вносить плату за геологическую информацию о недрах, разовые и регулярные платежи за пользование недрами (ренталс), а также уплачивать страховые взносы и налог на прибыль. Получив компенсацию расходов на освоение месторождения, оператор делит прибыльную продукцию с государством или платит ему денежный эквивалент²⁴. На условиях СРП также реализуется проект «Сахалин-1» (оператор – «Эксон Нефтегаз Лимитед») и осваивается Харьягинское нефтяное месторождение (оператор – «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»).

До 2007 г. основным акционером Sakhalin Energy была Shell, которой принадлежало 55 %, на долю же Mitsui и Mitsubishi приходилось 25 % и 20 % соответственно. В декабре 2006 г. участники проекта согласились продать половину своих акций «Газпрому» за 7,45 млрд долл. США, – сделка была закрыта четыре месяца спустя²⁵. Продаже предшествовал ряд экологических претензий со стороны регуляторов. Так, Росприроднадзор пригрозил через суд расторгнуть СРП, обвинив Sakhalin Energy в несоблюдении экологического законодательства. В свою очередь, Федеральное агентство по водным ресурсам приостановило действие 12 из 19 лицензий на водопользование компании «Старстрой», являвшейся генеральным подрядчиком строительства трубопровода, предназначенного для транспортировки газа с Лунского месторождения на севере острова до СПГ-завода, расположенного на юге. После сделки эти лицензии были восстановлены²⁶.

²¹ Novatek. Transforming into a Global Gas Company // Corporate Strategy Day. 12 December 2017. // Ведомости. 25.07.2017.

²² Там же.

²³ «Ямал СПГ» подписал обязывающий контракт с CNPC // Пресс-релиз «Ямала СПГ». 20.05.2017.

²⁴ Сколько стоит СРП. Три проекта принесли бюджету \$686 млн // Ведомости. 07.09.2006.

²⁵ Добрались до Сахалина. «Газпром» закрыл сделку по покупке доли в Sakhalin Energy // Ведомости. 17.04.2007.

²⁶ К «Сахалину-2» стало меньше претензий // Ведомости. 07.02.2007.

Претензии регуляторов снизили стоимость контрольного пакета Sakhalin Energy – накануне сделки эксперты оценивали его в 8–10 млрд долл. США²⁷. Этот же фактор стал одной из причин задержки ввода СПГ-завода в эксплуатацию: его планировалось пустить в строй в сентябре 2008 г., однако эксплуатация началась лишь в феврале 2009 г., а первый газовоз прибыл в Японию в апреле. В результате Sakhalin Energy столкнулась с риском невыполнения обязательств перед клиентами. Уже к февралю 2007 г. компания законтрактовала 98 % СПГ²⁸. Помимо Shell Eastern Trading, заключившей соглашение на покупку 1,6 млн т СПГ в год, его крупнейшими потребителями стали корейская Kogas (1,5 млн т), а также японские Tokyo Electric Power (1,5 млн т), Tokyo Gas (1,1 млн т), Kyushu Electric (0,5 млн т), Toho Gas (0,3 млн т), Hiroshima Gas (0,2 млн т) и Osaka Gas (0,2 млн т), а срок действия большинства договоров составил от 20 до 24 лет.²⁹ Чтобы не допустить срыва поставок, Sakhalin Energy была вынуждена приобретать СПГ на стороне, и из-за разницы между законтрактованной ценой и стоимостью покупки СПГ на рынке потери компании составили 1,24 млрд долл. США³⁰.

Проект третьей линии СПГ-завода

Фактическая мощность завода оказалась выше проектной: в 2016 г. на двух технологических линиях было произведено 10,93 млн т СПГ, которые затем были экспортированы в Японию (67,4 % объема поставок), Южную Корею (17,1 %), Китай (3 %) и на Тайвань (12,5 %)³¹. Участники проекта уже много лет обсуждают строительство третьей очереди, однако инвестиционное решение по ней пока не принято. Одна из причин – неопределенность ресурсной базы: газ для проекта планировалось поставлять с Южно-Кириинского месторождения «Газпрома», осваивать которое невозможно без закупки оборудования для подводной добычи у норвежской Aker и американских Cameron, GE Subsea и FMC Technologies. Однако поставки такого оборудования в августе 2015 г. попали под санкции США³².

Сырьем для третьей линии может стать и газ проекта «Сахалин-1», однако «Газпрому» долгое время не удавалось договориться с одним из его акционеров – «Роснефтью» – о цене поставок: «Роснефть» хотела продавать газ по экспортному нетбэку (экспортная цена минус пошлины и транспортные расходы),

тогда как «Газпром» был готов покупать его лишь по тарифам ФСТ. В сентябре стороны все же пришли к консенсусу: «Газпром» согласился ежегодно поставлять 2,3 млрд куб. м газа для «Восточной нефтехимической компании» «Роснефти, а «Роснефть» пообещала передавать «Газпрому» газ «Сахалина-1» для третьей линии СПГ-завода «Сахалина-2»³³.

Однако даже при условии разрешения проблем с сырьем третья линия СПГ-завода будет введена в строй не раньше 2023 г. – такой срок «Газпром» указал в меморандуме к мартовскому выпуску еврооблигаций³⁴. Приоритетами для компании сейчас остаются газопроводы «Северный поток-2», «Сила Сибири» и «Турецкий поток». До их завершения реальных инвестиций в проект, который, по некоторым экспертным оценкам, обойдется «Газпрому» в 5–6 млрд долл. США, ждать вряд ли стоит³⁵.



²⁷ Дисконт Путина. «Газпром2 получил 50 % «Сахалина-2» за \$7,5 млрд // Ведомости. 22.12.2006.

²⁸ «Сахалин-2» продал весь газ. «Газпром ищет новые запасы» // Ведомости. 12.02.2007.

²⁹ «Сахалин-2» ставит на Японию. Оператор проекта нашел в этой стране пятого покупателя на свой газ // Ведомости. 31.05.2005.

³⁰ Давай или плати // Ведомости. 21.05.2009.

³¹ Sakhalin Energy сократила прибыль // Ведомости. 03.04.2017.

³² Российский газ попал под санкции // Ведомости. 10.08.2015.

³³ «Газпром» и «Роснефть» договорились об обмене газом на Дальнем Востоке // РБК. 21.09.2017.

³⁴ СПГ на будущее // Ведомости. 13.03.2017.

³⁵ Третья линия «Сахалина-2» оценивается в \$5-6 млрд // Ведомости. 06.12.2016.

«Арктик СПГ-2»

Проект завода по производству СПГ из трех очередей общей мощностью до 18 млн т. Ресурсной базой должно будет стать Утреннее месторождение с доказанными запасами 388,5 млрд куб. м (согласно классификации SEC по состоянию на 31 декабря 2016 г.), расположенного на соседнем с Ямалом Гыданском полуострове. Лицензией на него владеет «дочка» «Новатэка» «Арктик СПГ-2»³⁶.

Технические аспекты проекта

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) проекта будет представлено не раньше 2018 г. Согласно предварительной оценке «Новатэка», за счет 30%-ого снижения средних капиталозатрат в сравнении с «Ямалом СПГ» его стоимость составит 19 млрд долл. США. В отличие от проекта «Ямал СПГ», линии по сжижению газа будут расположены не на берегу, а в Карском море на гравитационных платформах; как и остальное оборудование, они будут произведены на Кольской верфи в Мурманской области³⁷. Лицензия на технологию сжижения газа уже приобретена у немецкой Linde AG – об этом было объявлено в мае 2017 г. В целях реализации проекта Linde AG подписала с «Новатэком» и соглашение о стратегическом сотрудничестве, к которому также присоединились французская Technip и Научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа (НИПИГАЗ)³⁸.



Потенциальные участники и кредиторы

У проекта, возможно, будет тот же состав участников, что и у «Ямала СПГ». Об интересе к «Арктик СПГ-2» со стороны китайской CNPC в августе 2016 г. сообщил начальник управления ее внешних связей Ли Юэцян³⁹. О желании участвовать в проекте в июле 2017 г. заявлял и президент Total Патрик Пуянне: правда, по его словам, компания пока не решила, будет ли она участвовать в нем напрямую или же опосредованно, через партнерство с «Новатэком», в капитале которого Total принадлежит 19 %⁴⁰.

Проект может получить финансирование со стороны японского банка JBIC, ранее предоставившего «Ямалу СПГ» заем на 200 млн долл. США – об этом в ноябре 2016 г. заявлял главный исполнительный директор JBIC Тадаси Маэда⁴¹.

Риски проекта

Один из рисков проекта – растущая конкуренция на мировом рынке СПГ, под влиянием которого законтрактовать газ с «Арктик СПГ-2» будет непросто. Производство сжиженного газа на втором заводе «Новатэка» должно будет начаться в 2022 г.: по оценке Международного энергетического агентства, к этому моменту глобальное производство СПГ вырастет до 650 млрд куб. м в год в сравнении с 452 млрд в 2016 г., тогда как спрос достигнет лишь 460 млрд⁴². В таких условиях у потребителей будет больше возможностей добиваться низких цен.

Нельзя исключать и сложностей с привлечением внешнего финансирования: как и в случае с «Ямалом СПГ», участникам проекта придется рассчитывать в первую очередь на средства азиатских банков⁴³.

Впрочем, более детально перспективы проекта будут ясны только после запуска «Ямал СПГ»: от его рентабельности во многом зависит окончательное инвестиционное решение по «Арктик СПГ-2».

³⁶ Новатэк. Годовой отчет-2016.

³⁷ «Новатэк» в \$10 млрд не впишется // Ведомости. 22.11.2016.

³⁸ «Новатэк» подписал соглашение с Linde AG // Ведомости. 04.05.2017.

³⁹ CNPC заинтересовалась «Арктик-СПГ» // Ведомости. 05.08.2016.

⁴⁰ Интервью Патрика Пуянне // Ведомости. 03.07.2016.

⁴¹ Деньги для «Ямал СПГ» // Ведомости. 25.11.2016.

⁴² Market Report Series: Gas 2017 // International energy agency. Paris. 2017.

⁴³ «Новатэк» в \$10 млрд не впишется // Ведомости. 22.11.2016.

«Штокмановский СПГ»

Проект завода по производству СПГ мощностью 7,5 млн т на ресурсной базе Штокмановского месторождения шельфа Баренцева моря с запасами 38 трлн куб. м газа. Оператором проекта должна была стать компания Shtokman Development AG, в которой 51 % принадлежал «Газпрому», 25 % – французской Total и еще 24 % – норвежской StatoilHydro.

Предыстория и перспективы

Shtokman Development AG была создана в 2008 г. в качестве сервисной компании, которая должна была построить добывающие платформы и СПГ-завод. Владеть ими она должна была в течение 25 лет, получая от «Газпрома» плату за услуги по добыче и переработке⁴⁴. По истечении этого срока свои доли в ней Total и StatoilHydro должны были продать «Газпрому», который с самого начала проекта должен был заниматься маркетингом газа⁴⁵. Принять окончательное инвестиционное решение первоначально планировалось в 2009 г., начать добычу газа (23,7 млрд куб. м в год) – в 2013 г., а пустить в строй завод СПГ – в 2014 г. Эти работы оценивались 15 млрд долл. США⁴⁶.

Однако из-за глобального кризиса и падения цен на нефть акционеры проекта были вынуждены пересмотреть эти планы: в 2010 г. срок начала добычи был перенесен на 2016 г., а ввода в эксплуатацию СПГ-завода – на 2017 г.⁴⁷ Затянулся и поиск партнеров для экспортных контрактов – заключить их «Газпром экспорт» планировал до конца 2009 г.⁴⁸ Однако потенциальные покупатели нашлись лишь в 2011 г.: ими стали индийские Petronet LNG, GSPC и GAIL, с которыми GM&T, трейдинговая «дочка» «Газпрома», подписала меморандумы о взаимопонимании⁴⁹.

Без трудностей не обошлось и при обсуждении технологических аспектов проекта. Первоначально добываемый газ планировалось поровну делить между трубопроводными поставками и поставками для сжижения⁵⁰. Однако в 2012 г. «Газпром» предложил сжигать почти 100 % добываемого газа, за исключением 1,7 млрд куб. м, которые должны были идти на газоснабжение Мурманской области – с этой схемой была согласна StatoilHydro, Total же считала, что это предложение требует обсуждения⁵¹. Другим



негативным фактором стало удорожание проекта: к 2012 г. он оценивался уже в 30 млрд долл. США⁵².

Наконец, из-за сланцевой революции проект лишился потенциального рынка сбыта: за 2009–2013 гг. США сократили импорт СПГ в 4,7 раза: с 452 млн до 96,9 млн куб. футов в год⁵³. Как следствие, инвестиционное решение по проекту так и не было принято, и «Газпром» был вынужден от него на неопределенное время отказаться⁵⁴. В мае 2013 г. компания признала, что Штокман будет осваиваться уже будущими поколениями⁵⁵. Три месяца спустя «Газпром» отменил тендер на проектирование СПГ-завода⁵⁶. За год до этого истекло акционерное соглашение по Shtokman Development AG: StatoilHydro вышла из него, зафиксировав убыток в 335 млн долл. США, потери же Total составили 350 млн долл. США⁵⁷.

⁴⁴ Кризис против Штокмана // Ведомости. 12.11.2009.

⁴⁵ Официальный портал Shtokman Development AG.

⁴⁶ Штокман готовят к добыче // Ведомости. 22.02.2008.

⁴⁷ «Газпром» бежит из России // Ведомости. 08.02.2010.

⁴⁸ «Газпром экспорт» продает штокмановский газ // Ведомости. 18.09.2008.

⁴⁹ Штокман продан // Ведомости. 03.06.2011.

⁵⁰ Штокмана три года ждать // Ведомости. 19.02.2010.

⁵¹ Штокман поделят // Ведомости. 05.06.2012.

⁵² Решайте быстрее! Президент Владимир Путин просит не затягивать с принятием решений по освоению Штокмана. // Ведомости. 28.05.2012.

⁵³ U.S. Liquefied Natural Gas Imports // US Energy Information Administration.

⁵⁴ Проект освоения Штокмановского месторождения официально приостановлен // Lenta.ru. 29.08.2012.

⁵⁵ «Газпром» оставляет Штокман «будущим поколениям» // Ведомости. 31.05.2013.

⁵⁶ «Газпром» отменил поиск проектировщика завода СПГ для освоения Штокмана // Interfax. 22.08.2013.

⁵⁷ Штокман подождет возвращения Total // Ведомости. 24.06.2015.

«Дальневосточный СПГ»

Проект завода по производству СПГ мощностью 5 млн т в год с возможностью расширения до 10 млн т. Его ресурсной базой должны будут стать месторождения проекта «Сахалин-1» – Чайво, Одопту и Аркутун-Даги с запасами 307 млн т нефти и 485 млрд куб. м газа, которые разрабатываются консорциумом «Эксон Нефтегаз Лимитед» (по 30 % – у ExxonMobil и японской Sodeco, по 20 % – у «Роснефти» и индийской ONGC).

Предыстория и перспективы

«Дальневосточный СПГ» – совместный проект «Роснефти» и ExxonMobil. Работа над ним ведется с февраля 2013 г., когда компании заключили меморандум о взаимопонимании, в котором закрепили

намерение оценить целесообразность строительства СПГ-завода на российском Дальнем Востоке⁵⁸. Площадкой для завода должен будет стать либо поселок Ильинское на юге Сахалина, либо порт Де-Кастри в Хабаровском крае. Окончательный выбор зависит от решения проблем с инфраструктурой для транспортировки газа с севера острова.

С 2013 г. «Роснефть» пыталась получить доступ к Транссахалинской трубопроводной системе, которая была возведена акционерами проекта «Сахалин-2» для поставок газа на первый в России СПГ-завод мощностью 9,6 млн т. В 2015 г. Федеральный арбитражный суд Дальневосточного округа обязал Sakhalin Energy предоставить «Роснефти» доступ к свободным мощностям трубопровода, однако они составляют не более 2 млрд куб. м в год, в то время как «Роснефть» рассчитывала на возможность транспортировки до 8 млрд куб. м⁵⁹. Выходом могло бы стать строительство второй ветки газопровода – для «Роснефти» это будет дешевле постройки собственного газопровода с нуля. Однако на это требуется согласие акционеров Sakhalin Energy и в первую очередь «Газпрома».

С учетом затрат на расширение Транссахалинской трубопроводной системы «Роснефть» оценивала проект «Дальневосточный СПГ» в 12 млрд долл. США, а без них – в 8 млрд долл. США⁶⁰. Эти инвестиции могут остаться на бумаге, если будет подтверждена предварительная договоренность «Роснефти» и «Газпрома» об обмене газом на Дальнем Востоке – газа «Сахалина-1» и для третьей очереди СПГ-завода «Сахалина-2», и для завода «Роснефти» и ExxonMobil не хватит. Официально «Роснефть» от проекта пока что не отказалась. О сохранении интереса к нему в сентябре сообщил Стивен Батт, президент «Эксон Нефтегаз Лимитед», компании-оператора проекта «Сахалин-1», в состав которой может быть включен «Дальневосточный СПГ» во избежание влияния санкций⁶¹.



⁵⁸ «Роснефть» и «ЭксонМобил» расширяют стратегическое сотрудничество // Пресс-релиз «Роснефти». 13.02.2013.

⁵⁹ «Роснефть» не займет много места в трубе // Ведомости. 17.09.2015.

⁶⁰ «Роснефть» осталась без трубы // Ведомости. 26.06.2015.

⁶¹ «Сахалин-1» не расстанется с заводом // Ведомости. 28.09.2017.

«Печора СПГ»

Проект завода по производству СПГ мощностью 4 млн т на ресурсной базе Кумжинского и Коровинского месторождений Ненецкого автономного округа с общими запасами 165 млрд куб. м газа по категории АВС1+С2. Оператор проекта – совместное предприятие «Роснефти» и группы «Алтек», созданное в 2015 г.

Предыстория и перспективы

Проект «Печора СПГ» впервые был анонсирован в декабре 2009 г. компанией «СН-Нефтегаз» (в июле 2010 г. она была переименована в ООО «Печора СПГ»), входящей в группу «Алтек»⁶². В 2010 г. было принято окончательное решение о реализации проекта: площадкой для него должен был стать поселок Индига в незамерзающей части побережья Баренцева моря в 230 км от Нарьян-Мара. Начать строительство планировалось в 2011 г., а пустить завод в строй – не позже 2015 г.⁶³ Инвестиции в проект оценивались в 6 млрд долл. США, из которых 3,5 млрд долл. США должны были пойти на строительство завода, 1,5 млрд долл. США – на добычу и еще 1 млрд долл. США – на транспортную инфраструктуру. Расширить ресурсную базу проекта «Алтек» рассчитывал за счет покупки лицензий на освоение Вайнейвисского и Лаявожского месторождений, находившихся тогда в нераспределенном фонде недр – в этом случае мощность СПГ-завода можно было увеличить до 8 млн т.⁶⁴

Однако по сей день проект так и остается на бумаге. Ключевая причина – отсутствие у его оператора прав на экспорт СПГ, которым, согласно действующему законодательству, обладают госкомпании, работающие на шельфе, а также компании, в лицензиях на месторождения которых по состоянию на 1 января 2013 г. было предусмотрено строительство завода СПГ или направление добываемого газа на сжижение. Помимо «Газпрома», этим критериям соответствует только «Роснефть» и «Новатэк». Чтобы получить право на экспорт, «Алтек» пошла на организацию



совместного предприятия с «Роснефтью». Рамочное соглашение о его создании было подписано 23 мая 2014 г., а уже 27 мая первый зампред Комитета ГД по природным ресурсам Валерий Язев внес на рассмотрение законопроект, который позволял экспортировать СПГ компаниям, в лицензиях на месторождения которых строительство завода СПГ было предусмотрено по состоянию не на 1 января 2013 г., а на 1 июля 2014 г., что открыло бы «Печоре СПГ» доступ на зарубежные рынки⁶⁵.

Однако документ получил негативные отзывы Минэнерго, Минэкономразвития и Минфина и поэтому принят не был⁶⁶. Участникам проекта не удалось и получить лицензии на Вайнейвисское и Лаявожское месторождения – аукцион на их покупку в июне 2016 г. выиграл «Газпром», предложив за них 23,3 млрд руб. при стартовом платеже в 8 млрд⁶⁷. В этой связи «Роснефть» стала рассматривать возможность строительства вместо завода СПГ газохимического комплекса по производству 6,9 млн т метанола или 4,3 млн т метанола и 3,3 млн т карбамида⁶⁸. Впрочем, проект СПГ-завода окончательно не положен под сукно: в июне о поиске для него стратегического инвестора заявляла вице-президент «Роснефти» Влада Русакова. Возможно, им станет ВР: в июле на Всемирном нефтяном конгрессе в Стамбуле об интересе к участию в нем заявил Роберт Дадли. В случае покупки доли в проекте ВР застолбит его на будущее⁶⁹.

⁶² Открытое совещание, посвященное отчетной деятельности компаний «СН Инвест», «ЕвроСеверНефть» и презентация проекта «Печора СПГ» // Пресс-релиз «СН-Нефтегаз». 21.12.2009.

⁶³ Решение о строительстве комплекса по сжижению природного газа в НАО // Пресс-релиз «СН-Нефтегаз». 27.05.2010.

⁶⁴ Максим Барский: «При существующем законодательстве в России невозможно реализовать СПГ-проекты» // РБК-Daily. 12.02.2013.

⁶⁵ «Роснефть» – не повод для экспорта // Ведомости. 19.08.2014.

⁶⁶ «Роснефть» не пускают на экспорт // Ведомости. 09.09.2014.

⁶⁷ «Газпром» запасается лицензиями // Ведомости. 16.06.2016.

⁶⁸ Альтернатива «Роснефти» // Ведомости. 14.11.2016.

⁶⁹ ВР заинтересовалась российским СПГ // Ведомости. 13.07.2017.



«Балтийский СПГ»

Проект завода по производству СПГ мощностью 10 млн т с возможностью расширения до 15 млн т, который будет расположен в порту Усть-Луга Ленинградской области. Оператором проекта должно будет стать СП «Газпрома» и Shell – о его создании компании договорились в июне 2017 г. Роль ресурсной базы будут выполнять не конкретные месторождения, а поставки из единой системы газоснабжения (ЕСГ) «Газпрома».

Предыстория и перспективы проекта

Построить завод по сжижению газа на Балтике монополия планировала еще больше 10 лет назад. В 2005 г. «Газпром» и «Совкомфлот» создали совместное предприятие Baltic LNG с долевым участием в 80 % и 20 %, которое получило в пользование 270 га земли под строительство в Приморске (Ленинградская область) завода мощностью 7 млн т СПГ для поставок в США и Канаду. Однако в 2007 г. проект был признан нерентабельным – «Газпром» от него отказался в пользу «Штокмановского СПГ», который, правда, в 2013 г. был свернут⁷⁰. В 2011 г. Baltic LNG выкупил «Сибур» с целью построить газохимический комплекс. Однако и этот проект так и остался на бумаге, в результате Baltic LNG была ликвидирована⁷¹.

В июне 2013 г. «Газпром» реанимировал проект, заключив с Ленинградской областью меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве при строительстве завода СПГ. В качестве места размещения будущего завода рассматривались две площадки в Выборгском районе и одна – в Кингисеппском⁷². В апреле 2015 г., при принятии окончательного инвестиционного решения, выбор пал

на порт Усть-Луга; стоимость проекта была оценена в 10 млрд долл. США⁷³. Партнером «Газпрома» стала Shell⁷⁴. В июне 2016 г. компании подписали меморандум о взаимопонимании по проекту, а в минувшем августе договорились о совместном проведении технико-экономического исследования (ТЭО)⁷⁵.

К участию в проекте «Газпром» хотел привлечь «Газпромбанк»: в марте 2014 г. стороны заключили соглашение, по которому банк должен был получить менее 50 % в проектной компании, для того чтобы привлечь средства от российских и зарубежных финансовых институтов. Однако в январе 2016 г. совет директоров «Газпрома» исключил из договора условия участия «Газпромбанка» в проектной компании, оставив за ним лишь роль финансового консультанта⁷⁶. Причиной стали международные санкции против «Газпромбанка», осложнившие выход на зарубежные рынки. Интерес к проекту проявляли также японские Itochu Corporation и Mitsui & Co., Ltd: в июне на Санкт-Петербургском международном экономическом форуме Алексей Миллер провел встречу с их представителями, однако о конкретных результатах переговоров не сообщалось⁷⁷.

На момент возобновления проекта его планировалось завершить в 2018 г.⁷⁸ Однако с 2013 г. сроки запуска завода несколько раз переносились: ввод в эксплуатацию теперь ожидается в 2022–2023 гг., как следует из мартовского меморандума к выпуску еврооблигаций⁷⁹. Но и этот срок может быть сдвинут. Причина – не только высокая напряженность инвестпрограммы «Газпрома», приоритетом которой пока остаются трубопроводные проекты («Северный поток-2», «Сила Сибири», «Турецкий поток»), но и риски «Балтийского СПГ». К числу последних относится и затоваренность европейского рынка, на который ориентирован проект, и его логистическая сложность: в силу узости датских проливов, соединяющих порты Балтийского моря с портами мирового океана, «Газпрому» для перевозки СПГ придется использовать небольшие газозовы, что может привести к удорожанию проекта⁸⁰.

В этой связи «Балтийский СПГ» вряд ли будет пущен в эксплуатацию раньше, чем третья очередь СПГ-завода «Сахалина-2».

⁷⁰ «Газпром» предложил отказаться от СПГ-завода на Штокмане // Lenta.ru. 17.06.2013.

⁷¹ «Газпром» возвращается на Балтику // Коммерсант. 24.05.2013.

⁷² «Газпром» выбрал Усть-Лугу для Baltic LNG // Interfax. 22.01.2015.

⁷³ «Газпром» принял инвестиционное решение по проекту «Балтийский СПГ» // Ведомости. 17.04.2015.

⁷⁴ «Балтийский СПГ» // Официальный портал «Газпрома».

⁷⁵ «Газпром» и Shell решают, когда строить «Балтийский СПГ» // Ведомости. 09.08.2017.

⁷⁶ «Газпромбанку» СПГ не нужен // Ведомости. 03.02.2016.

⁷⁷ Японские компании интересуются «Балтийским СПГ» // Ведомости. 02.06.2017.

⁷⁸ Пересчет Европы // Ведомости. 01.07.2013.

⁷⁹ СПГ на будущее // Ведомости. 13.03.2017.

⁸⁰ «Газпромбанку» СПГ не нужен // Ведомости. 03.02.2016.

Малотоннажные СПГ-проекты

В последнее время российские компании стали проявлять интерес к строительству малотоннажных СПГ-заводов (годовой мощностью до 1 млн т по классификации Международного газового союза). Конечные потребители СПГ, произведенного на таких заводах, используют его преимущественно в жидком, а не регазифицированном виде. За рубежом к их числу относятся судоходные компании, а также предприятия малой электрогенерации и наземного транспорта⁸¹.

Развитию глобального рынка малотоннажного СПГ в первую очередь способствует ужесточение экологического регулирования на морском транспорте. Так, с 2015 г. право на перевозку грузов в Балтийском и Северном морях имеют лишь те суда, в топливе которых доля серы не превышает 0,1 % – ранее предельно допустимым был уровень в 1 %. В ближайшие годы подобное ужесточение произойдет и в других акваториях мира: к 2020 г. предельный уровень содержания серы в топливе судов, допускаемый Международной морской организацией, снизится с нынешних 3,5 % до 0,5 %⁸². Это заставит морских перевозчиков искать замену мазуту, одной из альтернатив которому является сжиженный газ.

В России к числу малотоннажных проектов относится, в частности, «Владивосток СПГ» «Газпрома». О планах возвести завод СПГ в бухте Перевозная Хасанского района Приморского края компания заявила в 2013 г.⁸³ Первоначально планировалось, что его мощность достигнет 10 млн т (с возможностью расширения до 15 млн), а ресурсной базой станет либо Чаяндинское месторождение Якутии (с запасами 1,4 трлн куб. м газа), либо группа месторождений проекта «Сахалин-3» – Южно-Кириновское (с запасами 711,2 млрд куб. м), Кириновское (162,5 млрд куб. м) и Мынгинское (19,8 млрд куб. м). В проекте должен был принять участие «Газпромбанк»: как и в случае с «Балтийским СПГ», банк должен был получить до 49 % в компании-операторе, чтобы привлечь финансирование российских и зарубежных финансовых институтов⁸⁴. Еще одним участником мог стать японский концерн Japan Far East Gas Co. в составе Itochu, Japex, Marubeni, Inpex и Ciesco – в июне 2013 г. «Газпром» заключил с ним меморандум о взаимопонимании⁸⁵.

Однако эти планы не воплотились в жизнь. Чаяндинское месторождение стало ресурсной базой для экспорта газа в Китай по трубопроводу «Сила Сибири», поставки по которому начнутся в декабре 2019 г.⁸⁶ На Южно-Кириновском месторождении в результате доразведки были найдены большие запасы нефти; поскольку при добыче сначала извлекается нефть и лишь затем – газ, сроки вывода месторождения на пиковую добычу в 16 млрд куб. м газа были перенесены с 2020 г. на 2023–2024 гг.⁸⁷ А в 2015 г. Южно-Кириновское попало под секторальные санкции США: компаниям – производителям оборудования для подводной добычи было запрещено поставлять его оператору месторождения⁸⁸. Под санкции попал и «Газпромбанк», из-за чего в проекте он остался лишь в качестве финансового консультанта⁸⁹. В силу этого в 2015 г. «Газпром» был вынужден исключить проект стоимостью 12 млрд долл. США из списка приоритетных⁹⁰.

В нынешнем году «Владивосток СПГ» был реанимирован, правда, уже в ином формате: «Газпром» планирует переориентировать его под поставку топлива для бункеровки – об этом Алексей Миллер сообщил в конце июня⁹¹. Для российского Дальнего Востока это будет первый подобный проект, тогда как на северо-западе СПГ для заправки судов производят сразу несколько предприятий. Речь, в частности, идет о заводах в Кингисеппе (мощностью в 10 тыс. т в год) и Пскове (23 тыс. т), которые были введены в строй в 2008 и 2013 гг. компанией «Криогаз», подконтрольной «Газпромбанку». Эта же компания ведет строительство заводов в Петрозаводске (100 тыс. т), Калининграде (150 тыс.) и порту Высоцк Ленинградской области (660 тыс. т)⁹². В минувшем июле 51%-ную долю в проекте в Высоцке выкупил «Новатэк»⁹³. Еще один проект принадлежит компании «СПГ-Горская», строящей в Санкт-Петербурге завод мощностью 1,26 млн т для бункеровки судов, находящихся в Финском заливе⁹⁴.

⁸¹ Small going big: Why small-scale LNG may be the next big wave // Strategy&. 18.08.2017.

⁸² «Владивосток СПГ» теряет масштаб // Коммерсант. 03.07.2017.

⁸³ «Газпрому» нужен газ Exxon Neftegas // Ведомости. 10.07.2013.

⁸⁴ «Газпромбанк» займется сжижением газа // Ведомости. 06.03.2014.

⁸⁵ Газпром и JFEGC подписали меморандум по проекту «Владивосток-СПГ» // Коммерсант. 25.06.2013.

⁸⁶ «Газпром» начнет поставлять газ в Китай с 20 декабря 2019 года // Ведомости. 04.07.2017.

⁸⁷ Сжижение с опозданием // Ведомости. 28.02.2014.

⁸⁸ Российский газ попал под санкции // Ведомости. 10.08.2015.

⁸⁹ «Газпромбанку» СПГ не нужен // Ведомости. 03.02.2016.

⁹⁰ Владивостокский СПГ ушел из приоритетов «Газпрома», но в планах остался // Золотой Рог. 07.10.2015.

⁹¹ «Владивосток СПГ» теряет масштаб // Коммерсант. 03.07.2017.

⁹² Данные официального портала компании «Криогаз».

⁹³ «Новатэк» закрыл сделку по покупке 51 % в СПГ-терминале «Криогаз – Высоцк» // ТАСС. 18.07.2017.

⁹⁴ Данные официального портала компании «СПГ-Горская».

Контакты

Кирилл Родионов

Старший специалист,
группа исследований и аналитики
Тел.: +7 (495) 967 6000 2525
kirill.rodionov@pwc.com

www.pwc.ru

PwC в России (www.pwc.ru) предоставляет услуги в области аудита и бизнес-консультирования, а также налоговые и юридические услуги компаниям разных отраслей. В офисах PwC в Москве, Санкт-Петербурге, Екатеринбурге, Казани, Новосибирске, Ростове-на-Дону, Краснодаре, Воронеже, Владикавказе и Уфе работают более 2 500 специалистов. Мы используем свои знания, богатый опыт и творческий подход для разработки практических советов и решений, открывающих новые перспективы для бизнеса. Глобальная сеть фирм PwC объединяет более 236 000 сотрудников в 158 странах.

* Под «PwC» понимается акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» или, в зависимости от контекста, другие фирмы, входящие в глобальную сеть PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL). Каждая фирма сети является самостоятельным юридическим лицом.

© 2017 АО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит». Все права защищены.