



Фото с сайта: vladivostok-ing.gazprom.ru

Реальные перспективы российских крупнотоннажных СПГ-проектов

Сергей Коркунов, эксперт по маркетингу НПАА

» Мировой рынок СПГ в настоящее время переживает активный рост. По прогнозу англо-голландской "Shell", он увеличится с 250 млн тонн в 2015 году до 460 млн тонн в 2030 г. Спрос на сжиженный природный газ в среднем будет расти на 5% в год. По оценке ВР в 2035 году доля СПГ в мировой торговле газом увеличится до 51% [1].

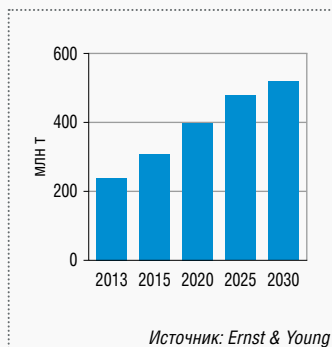
На рис. 1 представлен результат анализа данных разных источников по мировому спросу на СПГ, выполненный аналитической компанией Ernst & Young [2].

В то же время, в ближайшие 10 лет мировые мощности по производству СПГ будут расти лавинообразно (рис. 2) [3]. Превышение предложения над спросом будет увеличиваться к 2020 году и, вероятно, продлится до 2023 года

или дольше. Но по оценке «Газпрома» примерно с 2021 года откроются новые рынки, и дисбаланс начнет уменьшаться [4]. Какое место на рынках СПГ займут российские производства?

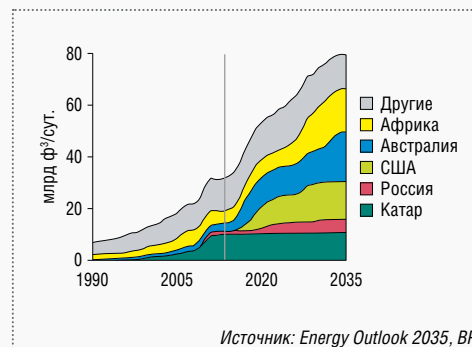
В табл. 1 перечислены крупнотоннажные (производительностью свыше 3 млн тонн) СПГ-проекты, заявленные российскими нефтегазовыми компаниями. Если обобщить данные по этим проектам на ближайшие годы, получим ряд, представленный в табл. 2.

Базовый правительственный документ, отражающий, в числе прочего, плановые показатели роста производства СПГ в России – «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года». Первый вариант этого документа был принят за основу еще в 2013 году, но, в связи с резко изменившейся политической и экономической ситуацией, введением финансовых и технологических санкций, дорабатывается до настоящего времени [5].



Источник: Ernst & Young

Рис. 1. Прогноз спроса на СПГ в мире



Источник: Energy Outlook 2035, BP

Рис. 2. Мировые поставки СПГ

Введенные на данный момент технологические санкции не касаются чисто газовых проектов и технологий сжижения. Но, если вместе с получением газа есть вероятность добычи нефти, то проект все же может попасть под санкции [6]. Наложение санкций на те или иные месторождения, служащие источником газа для производства СПГ, может осложнить реализацию соответствующих СПГ-проектов. Но наибольшую опасность для их реализации представляет риск введения санкций на поставку технологий и оборудования для производства СПГ, так как отечественных технологий крупнотоннажного сжижения, готовых к внедрению, сейчас нет. Подобный запрет вызовет задержку реализации инвестиционных проектов до разработки соответствующих отечественных технологий и основного оборудования.

Финансовые санкции могут оказать существенное влияние на инвестиции российских нефтегазовых компаний [7]. Представляется, что на данный момент именно

Таблица 1. Крупнотоннажные СПГ-проекты, заявленные российскими нефтегазовыми компаниями

Проект	Крупнейшие акционеры	Производительность, млн т / год	Кол-во линий сжижения	Заявленный срок запуска	Возможность расширения в будущем
Сахалин-2	«Газпром», Shell, Mitsui, Mitsubishi	10,8	2	работает	Не исключено строительство 4-й линии
Сахалин-2, 3-я очередь	–	5,4	1	2021	
Балтийский СПГ	«Газпром», Shell (вероятный акционер)	10	2	2021	Может быть расширен до 4-х линий
Владивосток СПГ	«Газпром», ExxonMobil (стратегический партнер)	5 (1-я линия) + 10 (2-я и 3-я линии)	3	2018–2020 гг. – 1-я линия (срок запуска 2 и 3 линии не заявлен)	–
Ямал СПГ	«Новатэк», Total, CNPC	5,5 + 5,5 + 5,5	3	2017–2018–2019 гг.	Расширение до 4-х линий «технически возможно»
Арктик СПГ	«Новатэк»	5,5 + 5,5 + 5,5	3	2020–2022–2024 гг.	–
Печора СПГ	«Роснефть», Alltech	2,6	1	2023 г.	Возможности расширения до 8 млрд куб. м газа (5,9 млн тонн)
Дальневосточный СПГ	«Роснефть», ExxonMobil (стратегический партнер)	5 (1-я очередь)	1	после 2023 г.	Расширение возможно

Таблица 2. Объемы производства крупнотоннажного СПГ в 2016–2024 годах при реализации заявленных проектов

Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Объем, млн т	10,8	16,3	21,8	27,3	37,8	53,2	58,7	61,3	71,8

ограничения, связанные с поиском источников финансирования проектов, являются главным фактором переноса сроков СПГ-проектов или полного отказа от них. История долгого поиска источников финансирования крупнейшего проекта «Ямал СПГ» хорошо демонстрирует это [8].

В конце 2015 года замминистра энергетики России Кирилл Молодцов заявил, что по оптимистичному сценарию Россия к 2020 году будет производить 41 млн тонн СПГ в год, а к 2025 – 74 млн тонн, что близко к заявленным целям нефтегазовых компаний¹. По этому сценарию производство СПГ останется на уровне 2025 года как минимум до 2035 года.

Однако по пессимистичному прогнозу министерства мощности СПГ в 2020 году достигнут всего 14 млн тонн/год. По этому сценарию производство СПГ в 2025 году увеличится до 42 млн тонн/год и до 68 млн тонн/год в 2035 году [9].

На презентации энергетической стратегии Министерством энергетики в июне 2016 года была озвучена одна целевая цифра производства СПГ в 2035 году – 74 млрд куб. м (примерно 54 млн тонн²) СПГ [10].

На форуме «Петербургский диалог» в июле 2016 года Кирилл Молодцов заявил, что «Минэнерго ожидает потребление газа в РФ к 2035 году для производства СПГ в объеме от 60 до 100 млрд кубометров» [11] (от 44 до 74 млн тонн СПГ)³. То есть, оптимистический сценарий конца 2015 года остался тем же, а пессимистический стал еще более пессимистическим.

Последний вариант энергостратегии должен быть внесен в Правительство в конце октября 2016 года [12]. В нем, вероятно, будут обозначены уточненные планы производства СПГ в России на ближайшие годы.

Опишем российские крупнотоннажные СПГ-проекты и обозначим перспективы их реализации.

«Ямал СПГ» («Новатэк»)

Финансирование проекта на \$27 млрд закрыто полностью. Почти весь газ законтрактован. Контракты на поставку основного оборудования (криогенных теплообменников) и технологии сжижения AP-C3MR компании Air Products & Chemicals (APCI) заключены. Ограничений по ресурсной базе нет [13]. Проект признан стратегически важным для развития ТЭК России. С высокой вероятностью «Ямал СПГ» будет реализован в обозначенные сро-

ки (1-я линия на 5,5 млн тонн/год – 2017 год, 2-я линия на 5,5 млн тонн – 2018 год, 3-я линия на 5,5 млн тонн – 2019 год). Руководители «Новатэка» говорили, что «технически возможно» расширение до 4-х линий [14].

Риском проекта является недопоставка оборудования американской компанией Air Products & Chemicals в случае ужесточения санкций: «Мы продолжим выполнять наши контрактные обязательства до тех пор, пока не поймем, что начали конфликтовать с требованиями законодательства», – говорили ранее представители компании⁴.

«Сахалин-2», третья технологическая линия («Газпром»)

Японские компании готовы финансировать расширение завода СПГ «Сахалин-2». При этом глава российского представительства компании «Mitsui», одного из акционеров проекта, сказал, что американские ограничительные меры не пугают японцев [15]: «Мы просили и предлагали построить третью очередь на протяжении последних десяти лет». Затягивание с реализацией расширения проекта связано не с деньгами, потому что их Япония готова выделить [16].

«Сахалин-2» использует технологию крупнотоннажного сжижения Shell DMR другого крупного акционера данного проекта, разработанную специально для этого предприятия. Крайне маловероятно, что санкции затронут использование данной технологии и в 3-й технологической линии. Подготовка проектной документации и FEED на третью линию на 5,4 млн тонн в год находится в завершающей стадии.

Есть некоторые проблемы с ресурсным обеспечением проекта: это газ с Киринского и Южно-Киринского месторождений и газ «Сахалина-1» [17]. Южно-Киринское месторождение попало под санкции, что вызывает определенные затруднения [18]. «Сахалин-1» не принадлежит «Газпрому», переговоры с ExxonMobil и «Роснефть» о поставке газа для завода СПГ «Сахалин-2» продолжаются уже не первый год [19].

Несмотря на эти сложности, проект, скорее всего, будет реализован в заявленные сроки (2021 год). Газпром не исключает возможности строительства четвертой технологической линии завода [20].

«Балтийский СПГ» («Газпром»)

В данный проект предполагается инвестировать \$11,5 млрд [21]. Конкретные источники финансирования пока не определены. Ранее предполагалось, что организацию акционерного или внешнего проектного фи-

¹ Цифры, приводимые Министерством энергетики, вероятно, включают также малотоннажный и среднетоннажный СПГ, доля которого в общем объеме невелика.

² Из расчета 1 млн тонн = 1,36 млрд куб. м ([http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global-Oil-and-Gas-LNG-RU/\\$FILE/Global-Oil-and-Gas-LNG-RU.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global-Oil-and-Gas-LNG-RU/$FILE/Global-Oil-and-Gas-LNG-RU.pdf))

³ Заметим, что в обозначенные объемы входят и 5 млн тонн внутреннего потребления СПГ странами ЕАЭС в 2035 году, произведенные на «установках различной мощности», что подразумевает, прежде всего, малотоннажные и среднетоннажные установки (за исключением вероятных поставок «Балтийского СПГ» в Калининградскую область).

⁴ <http://www.rusenergy.com/ru/articles/articles.php?id=74819>. Заметим при этом, что контракт на проектирование и строительство «Ямал СПГ» с совместным предприятием французской Technip и японской JGC, а Air Products является их субподрядчиком по поставке криогенных теплообменников (<http://www.odnako.org/blogs/yamal-spg-god-spustya-izderzhki-pervogo-blina/>).

нансирования «Балтийского СПГ» (а также «Владивосток СПГ») возьмет на себя Газпромбанк. Но банк попал под западные санкции, и «Газпром» решил отказаться от его услуг [22].

Скорее всего, одним из партнеров «Газпрома» в «Балтийском СПГ» будет компания Shell: в настоящее время ведутся активные переговоры о маркетинговой схеме сбыта будущего СПГ данного предприятия [23]. Документов, по которым Shell могла бы войти в состав акционеров проектной компании, пока (на начало октября 2016 года) нет. Они могут появиться в течение нескольких месяцев. Сейчас предполагается, что Shell получит в проекте 35%, «Газпром» – 51%, остальное приобретут один или два новых акционера из числа будущих потребителей СПГ [24].

Для сжижения предполагается использовать трубопроводный газ из той же системы, что и «Северный поток – 2» [25]. Ресурсных ограничений для производства СПГ в рамках данного проекта нет. Предполагается запуск двух технологических линий общей производительностью 10 млн тонн в год, руководство «Газпрома» не исключает расширение предприятия до 4-х технологических линий [26].

Скорее всего, в проекте будет реализована одна из технологий крупнотоннажного сжижения Shell, но не исключено применение технологии Linde [27]. Весьма вероятно использование части основного оборудования (криогенных теплообменников), произведенных на локализованном в России совместном предприятии Linde, «Газпрома» и ряда российских производителей [28].

«Газпром» весьма решительно настроен на реализацию данного проекта (как и третьей очереди «Сахалина-2») в обозначенный срок. Заместитель председателя правления «Газпрома» Александр Медведев весной 2016 года заявлял следующее: «Эти два проекта будут реализованы практически в один и тот же срок – 2021 год. Эта дата очень важна, потому что именно к 2021–2022 году, после превышения предложения над спросом, который возник из-за запуска ряда австралийских СПГ-проектов, ожидается рост спроса с новых рынков, и рыночная ситуация изменится. Поэтому 2021 год – очень важная дата для нас. И поэтому мы интенсивно работаем по обоим проектам, чтобы не потерять рыночную нишу» [29].

«Балтийский СПГ», вероятно, будет реализован в сроки, близкие к обозначенным. Риском проекта является вынужденный отказ англо-голландской Shell и других потенциальных партнеров от сотрудничества вследствие резкого ухудшения политической ситуации (хотя этот риск, конечно, намного меньше, чем риск прекращения поставок компании Air Products & Chemicals, чьи технологии и основное оборудование используются в некоторых других проектах).

«Арктик СПГ» («Новатэк»)

Данное предприятие концептуально предполагается строить по-другому, чем «Ямал СПГ», вероятно, стоимость «Арктик СПГ» будет меньше затраченных на первый проект «Новатэка» \$27 млрд [30]. Глава «Новатэка» утверждает, что это будет «один из самых дешевых заводов в мире на тонну СПГ» [31]. Состав акционеров и конкретные источники финансирования пока не определены, но инвестиционное решение должно быть принято «в ближайшее время» [32]. В частности, к проекту проявляют интерес японские и китайские инвесторы [33].

До половины СПГ этого проекта планируется продавать по краткосрочным спотовым контрактам, это беспрецедентно для мировой практики подобных проектов. Но такая схема осложняет привлечение внешнего финансирования. В связи с этим некоторые аналитики полагают, что «Новатэк» планирует финансировать проект в основном сам [34]. Глава компании также сказал, что «Новатэк» не претендует на средства из Фонда национального благосостояния для реализации своего второго проекта строительства завода по сжижению газа.

Технологическая схема проекта также не определена. «Новатек» находится под американскими санкциями, поэтому применение наиболее распространенной американской технологии APCI (в частности, использовавшейся на «Ямал СПГ») нежелательно в связи с возможным отказом от поставок соответствующего основного оборудования. Поэтому «Новатэк» рассматривает варианты использования других технологий крупнотоннажного сжижения, например, немецкой Linde [35], возможно использование теплообменников, которые Linde планирует производить на совместном предприятии с российскими компаниями [36].

«Арктик СПГ» не имеет каких-либо ресурсных ограничений [37]. Предполагается последовательный запуск трех технологических линий по 5,5 млн тонн СПГ каждая.

Данный проект скорее будет реализован до 2025 года. Наиболее вероятным риском проекта является, по всей видимости, недостаток собственных и привлеченных средств для его финансирования.

«Дальневосточный СПГ» («Роснефть»)

Это проект завода, состоящего из одной технологической линии производительностью 5 млн тонн в год (с возможностью расширения в будущем) [38]. Приблизительная стоимость проекта \$8 млрд, но она может существенно вырасти [39]. Сроки проекта постоянно переносили, по последней информации он будет запущен после 2023 года. Не принято окончательное решение по месторасположению завода. Изначально запланированная площадка на Сахалине оказалась проблемной из-за отсутствия решения по доступу к газотранспортной системе Сахалина от оператора – компании Sakhalin Energy, дочка «Газпрома». В марте 2016 «Роснефть» начала предпро-

ектную проработку по новому варианту размещения «Дальневосточного СПГ» в Хабаровском крае [40].

«Роснефть» хочет включить «Дальневосточный СПГ» в СРП по «Сахалину-1». Одобрения от государства на сегодня нет. «Строительство отдельного завода СПГ в рамках проекта «Сахалин-1», стоимость которого вместе с подводным газопроводом оценивается более чем в \$30 млрд при мощности 5 млн т/г, с точки зрения интересов государства является слишком затратным, тем более, что компенсировать их придется российскими углеводородами», – говорится в сообщении на сайте профильного Комитета Госдумы [41].

В настоящее время (осень 2016) представители «Роснефти» подчеркивают, что это «проект завтрашнего дня» [42], хотя ранее (весна 2016) вице-президент ExxonMobil Russia А. Волков заявлял, что текущие цены на сжиженный природный газ (СПГ) и нефть не повлияют на строительство завода «Дальневосточный СПГ» [43]. (С ExxonMobil у Роснефти заключено стратегическое соглашение о реализации проекта «Дальневосточный СПГ» [44], также эти компании входят в число акционеров «Сахалин-1» [45], который будет ресурсной базой «Дальневосточного СПГ»). Все же многие эксперты полагают, что целесообразно отложить реализацию проекта «Дальневосточный СПГ» до подорожания углеводородов [46]. Видимо, при сохранении нынешних цен на энергоносители проект реализован не будет.

«Владивосток СПГ» («Газпром»)

Перспективы данного проекта на 15 млн тонн СПГ также весьма неопределенны. Представители «Газпрома» неоднократно говорили, что проект не является приоритетным и на данный момент отложен [47]. Последний раз (июль 2016 года) Алексей Миллер так характеризовал ситуацию с «Владивосток СПГ»: «Этот проект остается в портфеле группы «Газпром», но приоритетным проектом не является. Решение по проекту будет приниматься в зависимости от ценовой конъюнктуры на рынке Азиатско-Тихоокеанского региона» [48].

Заметим, что причины приостановки данного проекта не только в ценовой конъюнктуре. Сырьевой базой «Владивосток СПГ» предполагается Южно-Кириновское месторождение, расположенное на шельфе Сахалина («Сахалин-3»). На нем были обнаружены большие запасы нефти, которые нужно разрабатывать в первую очередь, до начала извлечения газа [49]. Ресурсов месторождений «Сахалина-3» не хватит и на «Владивосток СПГ», и на расширение завода «Сахалин-2», причем последний проект является приоритетным [50].

Затраты на реализацию данного проекта будут большими: «Для завода «Владивосток СПГ» плечо поставок газа с месторождений Сахалина составит 1800 км, а для поставок газа с месторождений Якутии и Красноярского края – и того больше. А это тоже большие вло-

жения, которые с учетом трудного рельефа, бездорожья и некоторых наших особенностей становятся просто огромными» [51].

Вероятно, данный проект (точнее строительство первой линии на 5 млн тонн СПГ) не будет реализован в заявлявшийся ранее срок – 2018–2020 годы, а, скорее всего – и в последующие годы.

«Печора СПГ» («Роснефть»)

На первой фазе предполагается производство 2,6 млн т СПГ [52], заявлялось о возможности расширения предприятия до 8 млрд куб. м газа [53] (до 5,9 млн т). Для производства СПГ планировалось использовать технологию сжижения компании Air Products & Chemicals, но, скорее всего, от сотрудничества с этой американской компанией российские газовики будут отказываться.

«Печора СПГ» явно не входит в число поддерживаемых государством: по законопроекту, дающему возможность экспорта газа с этого проекта, нет положительного решения Президента РФ и Правительства РФ уже несколько лет [54]. Причина – в опасении создать лишнюю конкуренцию «Газпрому» на европейском рынке.

В июне 2016 глава «Роснефти» Игорь Сечин заявил, что в области экспорта сжиженного газа компания планирует ограничиться СПГ-проектом на Дальнем Востоке (то есть «Дальневосточным СПГ») [55].

Скорее всего, данный проект не будет реализован в заявлявшийся ранее срок (2023 год).

Попробуем обобщить перспективы крупнотоннажных российских СПГ-проектов на период до 2025 года, обозначив несколько возможных сценариев.

1. Цены на энергоносители снизятся. Следствием будет трудность поиска источников финансирования СПГ-проектов и экономическая нецелесообразность реализации наиболее дорогих из них. Вероятно, будут реализованы «Ямал СПГ», третья линия «Сахалин-2» и, возможно, «Балтийский СПГ» – в этом случае на 2025 год будет работать 8 крупнотоннажных технологических линий общей производительностью 42,7 млн тонн СПГ. В целом этот сценарий соответствует пессимистическому прогнозу Министерства энергетики, приведенному ранее 42 млн тонн в 2025 году [56].
2. Цены на энергоносители останутся на сегодняшнем уровне. С высокой вероятностью будут реализованы «Ямал СПГ», третья очередь «Сахалин-2», «Балтийский СПГ» и, вероятно, «Арктик СПГ» – в этом случае на 2025 году будет работать 11 крупнотоннажных технологических линий общей производительностью 59,2 млн тонн.
3. Цены на энергоносители вырастут, и проблемы с ресурсообеспечением сахалинских проектов будут решены. Помимо проектов, перечисленных выше,

будут осуществлены и другие СПГ-проекты. Также возможно расширение уже действующих заводов за счет строительства дополнительных технологических линий. По этому сценарию на 2025 год будет работать 14 крупнотоннажных технологических линий общей производительностью 71,8 млн тонн. Этот сценарий соответствует оптимистическому прогнозу Министерства энергетики – 74 млн тонн в 2025 году.

Наиболее вероятным является второй сценарий, предполагающий сохранение нынешнего среднего уровня цен на энергоносители, то есть до 2025 года, скорее всего, будет построено 9 крупнотоннажных технологических линий (две линии завода «Сахалин-2»

уже работают). Общий уровень производства СПГ составит около 60 млн тонн.

Все три сценария предполагают выпуск не более 74 млн тонн СПГ к 2035 году. По крайней мере, это следует из прогнозов Министерства энергетики и в целом согласуется с заявленными на данный момент планами нефтегазовых компаний. По оптимистическому сценарию данный уровень производства СПГ может быть достигнут уже в 2025 году, по иным – позже или к 2035 году не достигнут вообще.

В настоящее время НПАА ведет работы по оценке количества криогенной и иной арматуры, которая может быть востребована на реализуемых российских СПГ-проектах.

➔ Источники

1. <http://www.kommersant.ru/doc/2962734>.
2. [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global-Oil-and-Gas-LNG-RU/\\$FILE/Global-Oil-and-Gas-LNG-RU.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Global-Oil-and-Gas-LNG-RU/$FILE/Global-Oil-and-Gas-LNG-RU.pdf).
3. http://www.bp.com/content/dam/bp-country/ru_ru/Articles/NGV_6_2015_%D0%92%D0%A0_Final.pdf.
4. <https://ria.ru/economy/20160415/1411372359.html>.
5. http://www.ng.ru/energy/2016-05-17/11_3variants.html.
6. <http://newgaztech.ru/upload/files/publications/2bf324464446f6a4cf32b9a37487888e.pdf>.
7. <http://newgaztech.ru/upload/files/publications/2bf324464446f6a4cf32b9a37487888e.pdf>.
8. <http://www.kommersant.ru/doc/2978177>.
9. http://www.ngv.ru/analytics/platts_rossiya_otseivaet_svoi_spg_vozmozhnosti/.
10. <http://www.innov-rosatom.ru/files/articles/c4bcf5b1329916e8f5b2b339cd2db098.pdf>.
11. <http://www.interfax.ru/business/518635>.
12. <https://rns.online/energy/Energostrategiya-Rossii-do-2035-goda-nahoditsya-v-finalnoi-stadii-podgotovki-2016-09-19/>.
13. <http://www.novatek.ru/ru/business/yamal-Ing/>.
14. <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/07/29/650985-novatek-isklyuchil-uvlicheniya-moschnosti-yamal-spg>.
15. <https://regnum.ru/news/economy/2174467.html>.
16. <https://regnum.ru/news/economy/2174467.html>.
17. <https://ria.ru/economy/20160614/1447125612.html>.
18. <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/08/07/604010-ssha-vveli-sanktsii-protiv-kрупneishogo-gazproma>.
19. <http://www.vestifinance.ru/articles/70945>.
20. <http://neftegaz.ru/news/view/153783-3-linij-malo-gazprom-dumaet-o-stroitelstve-4-y-tehnologicheskoy-linii-SPG-zavoda-Sahalin-2>.
21. <http://www.vedomosti.ru/business/news/2016/10/07/659999-gazprom-shell-eksportu>.
22. <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/02/03/626544-gazprombank-ne-budet-finansirovat-baltiiskii-spg>.
23. http://www.kommersant.ru/doc/3108692?utm_source=kommersant&utm_medium=all_levo&utm_campaign=vybor.
24. <http://www.vedomosti.ru/business/news/2016/10/07/659999-gazprom-shell-eksportu>.
25. <https://easily.com/ru/news/2016/10/05/truboprovodnogo-malo-budet-gazprom-gotovit-novyy-otvet-spg-iz-ssha>.
26. <https://ria.ru/economy/20160614/1447248815.html>.
27. <http://www.kommersant.ru/doc/2710541>.
28. <http://www.vestifinance.ru/articles/71982>.
29. <https://ria.ru/economy/20160415/1411372359.html>.
30. <http://vz.ru/news/2016/9/5/830593.html>.
31. <http://www.kommersant.ru/doc/3017260>.
32. <https://ria.ru/economy/20160618/1449124404.html>.
33. <http://vz.ru/news/2016/9/5/830593.html>, <http://teknoblog.ru/2016/09/05/68145>, <http://neftegaz.ru/news/view/152680-Rossiya-schitaet-perspektivnym-sotrudnichestvo-s-Yuzhnoy-Koreey-po-SPG-i-proektam-na-shelfe>.
34. <http://www.kommersant.ru/doc/3017260>.
35. <http://www.kommersant.ru/doc/3017260>.
36. <http://www.vestifinance.ru/articles/71982>, <http://vz.ru/news/2016/9/5/830593.html>.
37. <http://tass.ru/ekonomika/2703351>.
38. <http://neftegaz.ru/news/view/153737-Rosneft-planiruet-zapustit-zavod-Dalnevostochnyj-SPG-ne-ranee-2023-g.-Vopros-s-mestom-raspolozheniya-vse-esche-otkryt>.
39. <http://neftegaz.ru/news/view/147326-P-Zavalnyj-Kompaniyam-logichno-podozhdet-podorozhaniya-uglevodorodov-dlya-realizatsii-proektov-Dalnevostochnyj-SPG-i-Vladivostok-SPG>.
40. <http://neftegaz.ru/digest/view/138-Rosneft-planiruet-zapustit-zavod-Dalnevostochnyj-SPG-ne-ranee-2023-g.-Vopros-s-mestom-raspolozheniya-vse-esche-otkryt>.
41. <http://www.vostockcapital.com/spg/sderzhannyiy-optimizm-obzor-rossijskih-spg-proektov/>.
42. http://zrpress.ru/business/dalnij-vostok_04.10.2016_80207_sakhalinskij-shelf-preodolevaet-idealnyj-shtorm.html.
43. <http://neftegaz.ru/news/view/147326-P-Zavalnyj-Kompaniyam-logichno-podozhdet-podorozhaniya-uglevodorodov-dlya-realizatsii-proektov-Dalnevostochnyj-SPG-i-Vladivostok-SPG>.
44. <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/153071/>.
45. https://www.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Dalnij_Vostok/sahalin1/.
46. <http://neftegaz.ru/news/view/147326-P-Zavalnyj-Kompaniyam-logichno-podozhdet-podorozhaniya-uglevodorodov-dlya-realizatsii-proektov-Dalnevostochnyj-SPG-i-Vladivostok-SPG>.
47. <https://ria.ru/economy/20150626/1090849262.html>, <http://primamedia.ru/news/economics/02.02.2016/487521/realizatsiya-proekta-vladivostok-spg-otlozhena---glavnyj-strateg.html>.
48. <https://regnum.ru/news/economy/2151839.html>.
49. Андрианов В. СПГ против трубы. Нефтегазовая вертикаль, 2015, №20, с. 56–62.
50. <http://www.vostockcapital.com/spg/sderzhannyiy-optimizm-obzor-rossijskih-spg-proektov/>.
51. <http://www.vestifinance.ru/articles/35027>.
52. <http://www.pechoralng.com/pechora-spg/zavod-spg.html>.
53. <http://www.pechoralng.com/pechora-spg/zavod-spg.html>.
54. <http://neftegaz.ru/news/view/147326-P-Zavalnyj-Kompaniyam-logichno-podozhdet-podorozhaniya-uglevodorodov-dlya-realizatsii-proektov-Dalnevostochnyj-SPG-i-Vladivostok-SPG>.
55. <https://ria.ru/economy/20160629/1454147503.html>.
56. http://www.ngv.ru/analytics/platts_rossiya_otseivaet_svoi_spg_vozmozhnosti/.