

УДК 06.71.63
DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4469

Ресурсная достаточность крупнотоннажных СПГ-проектов в России

И.В. Шарф ✉

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ irina_sharf@mail.ru

Аннотация

Актуальность исследования обусловлена количественными и качественными изменениями, происходящими под влиянием множества взаимосвязанных и дестабилизирующих мировую экономику факторов. Современные реалии ориентируют газодобывающие страны, в том числе Россию, на усиление конкурентных преимуществ с целью сохранения своих позиций на мировом газовом рынке, прежде всего на увеличение доли на рынке сжиженного природного газа, что невозможно без достаточной ресурсной базы для расширения производства действующих крупнотоннажных СПГ-проектов. **Целью** исследования является анализ влияния организационно-экономических механизмов на расширение ресурсной достаточности для обеспечения производства сжиженного природного газа. **Объект:** крупнотоннажные СПГ-проекты. **Предмет:** финансово-налоговые механизмы, применимые при реализации крупнотоннажных СПГ-проектов. **Методы:** эмпирический и экономико-статистический. **Результаты.** Рассмотренное в работе институциональное стимулирование обеспечения ресурсной достаточности позволило авторам выявить наличие различных подходов к стимулированию в обеспечении ресурсной достаточности в зависимости от системы налогообложения бизнеса, реализующего СПГ-проекты. Показана дифференцированность рефлексии недропользователей на льготирование. При разрешительной системе недропользователь активизирует свою деятельность при разработке трудноизвлекаемых запасов, что повышает ресурсную достаточность СПГ-проектов. При договорной системе, являющейся по существу льготным режимом налогообложения, сила воздействия недостаточна для стимулирования геологоразведочных работ, что может проявиться в перспективе сокращением производства сжиженного природного газа, а также возможными негативными социально-экономическими последствиями для региона. Авторами предлагается законодательное закрепление для бизнеса, работающего на условиях соглашения о разделе продукции, обязательного минимума – 10 % от чистой прибыли, отправляемых на проведение геологоразведочных работ.

Ключевые слова: Месторождение, запасы, природный газа, газовый конденсат, сжиженный природный газ, налоговая льгота, соглашение о разделе продукции.

Для цитирования: Шарф И.В. Ресурсная достаточность крупнотоннажных СПГ-проектов в России // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 11. – С. 25–33. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4469

UDC 06.71.63
DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4469

Resource sufficiency of large capacity LNG projects in Russia

I.V. Sharf ✉

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ irina_sharf@mail.ru

Abstract

Relevance. Qualitative and quantitative transformations taken place under the impact of a number of interconnected facts, destabilizing for the world economy. Contemporary conditions direct gas producing countries, including Russia, towards enhancing the competitive advantages to maintain their positions in the world gas market, first of all, towards increasing the

share of liquefied natural gas in the market. It is impossible without sufficient resource base to expand production of operating large capacity LNG projects. **Aim.** To analyze the effect of management-economic mechanisms on the expansion of resource sufficiency to provide the production of liquefied natural gas. **Object.** Large capacity LNG projects. **Subject.** Financial and fiscal framework applied for implementation of large capacity LNG projects. **Methods.** Empirical and economic-statistical. **Results.** Institutional incentives for provision of resource sufficiency have allowed the authors to reveal different approaches to stimulating resource sufficiency depending on the business tax systems, implementing LNG projects. The paper demonstrates differentiation in natural resource users' reaction to tax benefits. Using licensing system a resource user intensifies his activities in development of hard-to-recover reserves, which increases resource sufficiency of LNG projects. Whereas using treaty system (which is, in fact, incentive framework of taxation) the effect is insignificant to stimulate geological exploration. This in future may occur as a decrease in liquefied natural gas production as well as possible negative social-economic consequences in a region. The authors suggest legislative consolidation for business operating in the condition of production sharing agreement, of mandatory minimum – 10 % of net profit spent for geological exploration.

Keywords: Field, resource, natural gas, gas condensate, liquefied natural gas, tax incentive, production sharing agreement.

For citation: Sharf I.V. Resource sufficiency of large capacity LNG projects in Russia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 11, pp. 25–33. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4469

Введение

Газовый рынок вступил в фазу количественных и качественных изменений, обусловленных множеством взаимосвязанных и дестабилизирующих мировую экономику факторов. Прежде всего, это стремление к энергетической независимости стран-импортеров топливных ресурсов, выраженное в поиске и разработке месторождений углеводородного сырья (УВ) посредством технологических новаций. Лидером на этом пути стали США, где внедрение гидравлического разрыва пласта (ГРП) в процесс разработки сланцевых пород позволило войти в первую тройку стран по добыче природного газа в 2017 г., а далее стратегировать в направлении наращивания экспорта с целью увеличения доли на европейском и азиатском рынках [1, 2]. Так экспорт сжиженного природного газа (СПГ) из США вырос с 14,8 млн т в 2017 г. до 80,91 млн т в 2022 г. (в 5,47 раза). При этом в период 1985–2015 гг. экспорт варьировал в диапазоне 0,5–1,9 млн т преимущественно в страны Латинской Америки.

Экспортный потенциал Австралии, позволяющий ей лидировать (87,6 млн т в 2022 г.), обеспечивается производственными мощностями в 88 млн т [3]. Катар также амбициозен в преумножении своих позиций на рынке СПГ, производство которого в объеме 7,7 млн т началось с запуска двухлинейного завода в 1997 г. и увеличилось к 2019 г. до 75 млн т, а к 2022 г. – до 77,4 млн т [4, 5]. Производственные мощности России составляют <30 млн т, что меньше, чем у Малайзии (31,5 млн т) и Алжира (29,3 млн т).

Волатильное развитие газового рынка поддерживается климатической повесткой, отраженной в европейской политике углеродной нейтральности, реализация которой планируется к 2050 г., что ставит задачу сдерживания роста глобальной температуры в рамках 1,5 °C [6]. В данной стратегии газ рассматривается как энергоресурс переходного пе-

риода, что усиливает спрос на него как со стороны драйверов мировой экономики – азиатских государств [7], так и со стороны европейских государств [8].

Таким образом, современные реалии ориентируют газодобывающие страны, в том числе Россию, на усиление конкурентных преимуществ с целью сохранения своих позиций на мировом газовом рынке, прежде всего на увеличение доли на рынке СПГ, что невозможно без достаточной ресурсной базы для расширения производства действующих крупнотоннажных СПГ-проектов. Как следствие, целью исследования является анализ влияния организационно-экономических механизмов на расширение ресурсной достаточности для обеспечения производства сжиженного природного газа в действующих СПГ-проектах.

Материалы и методы

Исследование проведено на основании официальных данных министерств и ведомств, в том числе статистических данных Федеральной налоговой службы, Министерства природных ресурсов РФ, отчетной документации нефтегазовых компаний, реализующих крупнотоннажные СПГ-проекты. Основные методы исследования – эмпирический и экономико-статистический.

Результаты

Перспективы СПГ-проектов

Одним из основных стратегических документов в газовой отрасли является принятая в марте 2021 г. «Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации», в которой прогнозируется рост потребления СПГ в мире в объеме ≥ 718 млн т к 2030 г. Реализация данной программы позволит России увеличить ежегодное производство крупнотоннажного СПГ до 73 млн т, а к 2035 г. – до 100–140 млн т, как

следствие, доля на мировом рынке может возрасти до 15–20 %, что почти в два раза выше современных 8 %.

Производственные ориентиры долгосрочной программы обозначены с учетом ранее принятых региональных программ. Так, проект «Сахалин-2 СПГ» реализуется в рамках государственной программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона, согласно которой в 2030 г. 62 млрд м³ природного газа должно поступать на внутренний рынок, 78 млрд м³ – на экспорт, в том числе 28 млрд м³ в виде СПГ, 14 млрд м³ – на газопереработку. Отметим структуру поставок СПГ в 2022 г.: в Японию – 60,6 %, Южную Корею – 15,8 %, Китай – 17,9 %, Тайвань – 4,5 %, Индонезию – 1,2 %. В социально-экономическом развитии Арктической зоны, согласно Постановлению Правительства РФ № 484 от 30.03.2021 г., СПГ-проекты, суммарная мощность которых к 2035 г. должна достигнуть 91 млн т/год, являются приоритетными в силу перспектив транспорта СПГ по Северному морскому пути, открывающему просторы логистики в другие регионы мира [9].

Положительной тенденцией двух действующих крупнотоннажных проектов является превышение фактической мощности над проектной: сахалинским заводом в 2022 г. произведено 11,5 млн т, а ямальским – 21 млн т СПГ (табл. 1).

Особенностью крупнотоннажных СПГ-проектов является интеграция с крупными газоконденсатными месторождениями, что обеспечивает объем производства СПГ >2 млн т. Перспективы реализации СПГ-программы подкреплены извлекаемыми общероссийскими запасами природного газа категории А+В₁+С₁, которые на 01.01.2021 г. оцениваются в

47667,6 млрд м³ [12]. Несмотря на лидерство России по запасам газа в мире, потенциал производственного роста сдерживается ограниченностью ресурсной базы в ряде проектов в силу их специфики.

На сахалинском СПГ-заводе осуществляется прием, переработка и сжижение природных газов (14,8 млрд м³) Лунского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) и попутного нефтяного газа Пильтун-Астохского НГКМ на двух линиях, работающих на сложной технологии двойного смешанного реагента (DMR liquefaction process), адаптированной к морским суровым климатическим условиям, мощностью по 5,4 млн т/год, что суммарно выше проектной [13]. С момента запуска завода наблюдается снижение извлекаемых запасов Лунского НГКМ, которые с 2010 г. сократились в 1,7 раза (табл. 2). Темпы сокращения запасов сдерживались переводом из категории С₂, что позволило в 2015 г. увеличить извлекаемые запасы. Однако пересчет, согласно новой классификации, действующей с 2016 г., уменьшил потенциал роста извлекаемых запасов в 6,5 раз. Извлекаемые запасы Пильтун-Астохского НГКМ свободного газа оцениваются в 63,6 млрд м³, газового конденсата – 5,2 млн т, нефти – 72,1 млн т (табл. 3) [14].

Одним из направлений обеспечения дальнейшего расширения производственных мощностей до 16,2 млн т/год является проведение геологоразведочных работ (ГРП) на Центрально-Пограничном участке недр в Охотском море, где плотность сейсморазведочных работ составляет 0,69 пог. км/км². На данном участке недр пробурена единственная скважина – Восточно-Окружная 1, вследствие чего существует высокая неопределенность в оценке масштабов ресурсной базы, хотя множество геологических структур данного участка перспективны в плане открытия месторождений.

Таблица 1. Действующие крупнотоннажные проекты по производству СПГ

Table 1. Active large capacity LNG projects

Название проекта Project name	Реализатор проекта Project implementer	Проектная /фактическая (2022 г.) мощность, млн т/год Design/actual (2022) power, mln t/year	Ресурсная база Resource base
Сахалин-2 СПГ Sakhalin-2 LNG	Shell – 27,5 % – 1 акция Mitsui – 12,5 % Mitsubishi – 10 % «Сахалин Энерджи» (Sakhalin Energy) – 50 % + 1 акция (1 share)	9,6/11,5	Пильтун-Астохское НГКМ Piltun-Astokhsкое oil and gas condensate field
			Лунское ГКМ Lunskoe gas condensate field
Ямал СПГ Yamal LNG	ОАО «НОВАТЭК» (NOVATEK) – 50,1 % TOTAL – 20 % Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация (China National Petroleum Corporation) – 20 % Фонд Шелкового пути (Silk Road Fund) – 9,9 %	19/21	Южно-Тамбейское ГКМ Yuzhno-Tambeysкое gas condensate field

Источник: составлено автором по данным [10, 11].

Source: compiled by the author according to [10, 11].

Таблица 2. Добыча и запасы природного газа Лунского НГКМ

Table 2. Natural gas production and reserves of the Lunscoe oil and gas condensate field

Показатель/Indicator	2010	2013	2014	2015	2016	2018	2019	2020
До 2016 г. запасы категории A+B+C ₁ , млрд м ³ , с 2016 г. – A+B ₁ +C ₁ , млрд м ³ Until 2016 reserves of category A+B+C ₁ , billion m ³ , since 2016 – A+B ₁ +C ₁ , billion m ³	416,5	369,4	352,8	370,7	353,7	241,2	223,6	250,2
До 2016 г. запасы категории C ₂ , млрд м ³ , с 2016 г. – B ₂ +C ₂ , млрд м ³ Until 2016, category C ₂ reserves, billion m ³ , since 2016 – B ₂ +C ₂ , billion m ³	50,4	50,4	50,4	34,1	34,1	5,2	5,2	5,2
Доля в запасах РФ, % Share in Russian reserves, %	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,3	0,3
Добыча газа, млрд м ³ Gas production, billion m ³	13,5	16,4	16,6	16,5	16,99	17,7	17,6	18,4

Источник: составлено авторами по данным [12].

Source: compiled by the authors according to [12].

Таблица 3. Запасы месторождений Сахалинской области

Table 3. Reserves of Sakhalin Oblast fields

Месторождение Field	Свободный газ Free gas		Растворенный газ Dissolved gas		Конденсат Condensate				Нефть Oil					
	млрд м ³ /billion m ³						млн т/million tons							
					A+B ₁ +C ₁		B ₂ +C ₂		A+B ₁ +C ₁		B ₂ +C ₂			
	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	геологические geological	извлекаемые recoverable	геологические geological	извлекаемые recoverable	геологические geological	извлекаемые recoverable	геологические geological	извлекаемые recoverable		
Пильтун-Астохское Piltun-Astokhscoe	63,6	35,7	9,1	1,2	8,7	5,2	5,0	2,7	303,4	72,1	75,0	7,3		
Мынгинское Munginskoe	5,7	14,1	–	–	1,1	0,7	2,7	1,8	–	–	–	–		
Киренское Kirenskoe	107,6	–	–	–	27,7	13,3	Н.д. No data	Н.д. No data	–	–	–	–		
Южно-Киренское Yuzhno-Kirenskoe	778,0	36,5	0,6	0,2	190,5	123,9	9,3	6,1	29,4	2,9	8,3	0,8		
Южно-Лунское Yuzhno-Lunskoe	48,908	Н.д. No data	Н.д. No data	Н.д. No data	11,108	7,665	Н.д. No data	н.д. No data	–	–	–	–		

Источник: составлено авторами по данным [14].

Source: compiled by the authors according to [14].

Также возможно использование ресурсной базы УВ проекта Сахалин-3, формируемой месторождениями Киренского блока: Киренское ГКМ, Южно-Киренское НГКМ и Мынгинское ГКМ. Близлежащее Южно-Лунское ГКМ, открытое в 2016 г., с извлекаемыми запасами 40 млрд м³ (геологические 48,9 млрд м³), обоснованными по промышленному притоку одной скважины, требует доразведки [15]. Газ Киренского блока может использоваться для третьей очереди СПГ-завода «Сахалин-2» (рисунок) в случае договоренности по обмену активами между консорциумами, так как в указанных проектах участвует ПАО «Газпром». Изначально Сахалин-3 ориентирован на наполнение газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», и далее планируется поставлять газ в Китай, что также сдерживает запуск третьей технологической линии на втором сахалинском проекте.

К другим решениям можно отнести возможность использования природного газа с других проектов посредством строительства инфраструк-

туры (что менее затратно, чем проведение ГРП на континентальном шельфе), в частности с «Сахалин-1». Однако реализация данного решения не представляется возможной в силу запланированного консорциумом нефтегазовых компаний собственного СПГ-завода.

Завод «Ямал-СПГ» осуществляет переработку природного газа Южно-Тамбейского ГКМ, территориально приуроченного к суше и обладающего запасами высокой концентрации, что позволяет производить ежегодно до 20 млн т СПГ и экспортировать его через порт Сабетта – транспортный узел Северного морского пути (табл. 4).

В отличие от сахалинского проекта запасов Южно-Тамбейского ГКМ достаточно для реализации СПГ-проекта на Ямале, что иллюстрируют представленные табличные данные. С 2017 г. наблюдается снижение извлекаемых запасов, что объясняется, с одной стороны, вступлением в действие новой классификации запасов нефти и газа, а с другой – интенсификацией добычи газа.

Таблица 4. Запасы Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения
Table 4. Reserves of the South-Tambeyskoe gas condensate field

Показатель Indicator	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
До 2016 г. запасы категории А+В+С ₁ , млрд м ³ , с 2016 г. –А+В ₁ +С ₁ , млрд м ³ Until 2016 category reserves А+В+С ₁ , billion m ³ , since 2016 –А+В ₁ +С ₁ , billion m ³	1001,5	1003,7	997,2	997,1	1002,7	1002,5	1036	1036	962,1	964,2	937,3
До 2016 г. запасы категории С ₂ , млрд м ³ , с 2016 г. – В ₂ +С ₂ , млрд м ³ Until 2016 С ₂ reserves, billion m ³ , since 2016 – В ₂ +С ₂ , billion m ³	241,9	252,2	298,9	298,9	385,7	385,7	368,6	368,6	282,3	283,3	281,6
Доля в запасах РФ, % Share in Russian reserves, %	Н.д. No data	Н.д. No data	1,88	1,9	1,98	1,98	2	2	1,7	1,7	1,7
Добыча газа, млрд м ³ Gas production, bcm	0,01	0,02	0,05	0,06	0,07	0,1	0,2	Н.д. No data	13	26,6	26,7

Источник: составлено авторами по данным [12].
 Source: compiled by the authors according to [12].

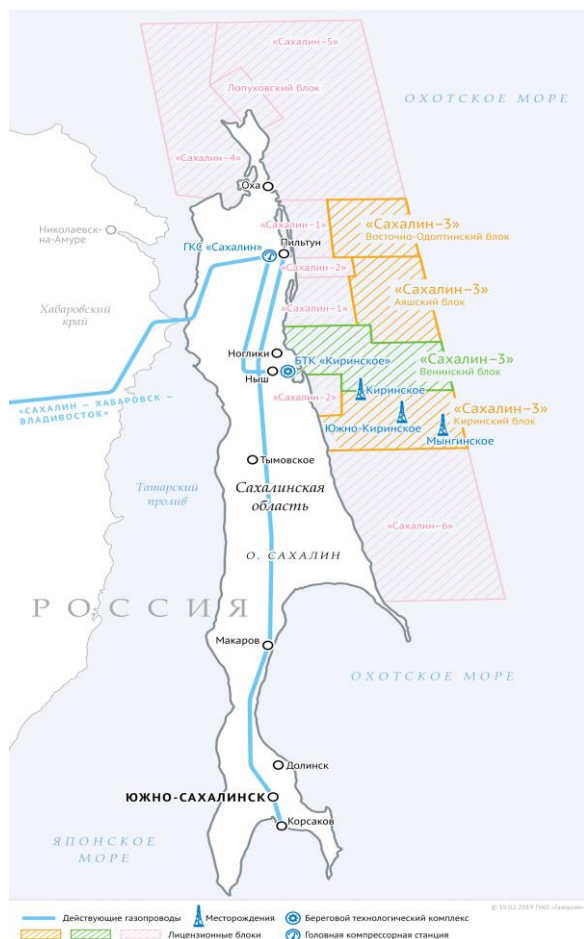


Рисунок. Проекты по добыче газа в Сахалинской области [11]
Figure. Gas production projects in Sakhalin oblast [11]

Потенциал ресурсной достаточности Южно-Тамбейского месторождения определяется технологическими перспективами разработки юрских отложений, относимых к категории трудноизвлекаемых, сложенных песчано-глинистыми породами с низкими фильтрационно-емкостными коллекторскими свойствами и аномально высоким пластовым давлением,

залегающими на глубине >3400 м [16]. Кроме того, по ряду залежей Южно-Тамбейское ГКМ распространяется на акваторию Обской губы [17]. Как следствие востребованы высокотехнологичные скважины, в строительстве которых тенденция к максимизации горизонтального ствола и стадий ГРП. Разработка Тамбейского кластера, который образуют Северо-Тамбейское ГКМ, Западно-Тамбейское НГКМ и Тасийское ГКМ, позволяет нарастить производственные мощности до 30 млрд м³.

Налоговое стимулирование ресурсной достаточности СПГ-проектов

Для достижения приоритетной задачи развития отрасли СПГ принят целый комплекс финансово-налоговых и административных мер. Ключевым косвенным воздействием на вовлечение ресурсной базы в хозяйственный оборот являются льготы по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ), а именно нулевая процентная ставка по данному налогу (ст. 342.4 НК РФ) в части природного газа и газового конденсата, добытых на участках недр, расположенных полностью или частично на полуостровах Ямал и (или) Гыданский в ЯНАО, используемые исключительно для производства СПГ (табл. 5). Таким образом, данная льгота создает основы для расширения производственных мощностей проекта Ямал-СПГ.

Согласно данным табл. 2 количество природного газа, отправленного на получение СПГ за 6 лет, увеличилось в 30,5 раз, а сумма налога, не поступившая в бюджет, – в 52,2 раза. Соответственно по газовому конденсату – 13,6 и 23,2 раза, что связано с привязкой исчисления НДПИ к мировым ценам. Вместе с тем доля природного газа и газового конденсата, направляемого на СПГ-завод, в общем объеме добычи в России увеличилась до 5,5 и 2,4 %, соответственно. В то же время сумма льготы по отношению к общей сумме налога, подлежащего уплате, не превышает 1 %, за исключением 2021 г.

Таблица 5. Сумма налоговых льгот в части природного газа и газового конденсата, добытых на участках недр, расположенных полностью или частично на полуостровах Ямал и (или) Гыданский в ЯНАО и направленных на сжижение

Table 5. Amount of tax benefits in terms of natural gas and gas condensate produced in subsoil plots located wholly or partially on the Yamal and (or) Gydansky peninsulas in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and aimed at liquefaction

Показатель/Indicator	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Количество природного горючего газа, направляемого на сжижение, млрд м ³ Amount of natural combustible gas sent for liquefaction, billion m ³	0	1,053	13,639	21,247	28,439	29,991	32,097
Доля природного газа, отправляемого на сжижение в общем объеме добычи, % Share of natural gas sent for liquefaction in total production, %	0,00	0,18	2,21	4,65	4,89	4,65	5,51
Сумма налога, не поступившего в бюджет, в связи с применением налоговой льготы, млрд р. Amount of tax not received by the budget due to the application of tax benefits, billion rubles	0	0,172	2,319	3,489	4,418	6,693	8,978
Доля суммы налога, не поступившего в бюджет, в общей сумме налога, подлежащего уплате, % Share of the amount of tax, not received by the budget, in the total amount of tax payable, %	0,00	0,03	0,36	0,81	0,93	1,13	0,48
Количество добытого газового конденсата, направляемого на сжижение, тыс. т Amount of produced gas condensate sent for liquefaction, thousand tons	0	67	876	1 033	1 168	1 009	911
Доля газового конденсата, отправляемого на сжижение, в общем объеме добычи, % Share of gas condensate, sent for liquefaction, in total production, %	0,00	0,22	2,90	4,45	3,73	3,02	2,37
Сумма налога, не поступившего в бюджет, в связи с применением налоговых льгот, млрд р. Amount of tax, not received by the budget, due to the use of tax benefits, billion rubles	0	0,086	1,170	1,324	1,411	1,757	1,987
Доля суммы налога, не поступившего в бюджет, в общей сумме налога, подлежащего уплате, % Share of the amount of tax, not received by the budget, in the total amount of tax payable, %	0,00	0,07	0,78	1,00	0,83	0,62	0,47

Источник: составлено авторами по данным [18].

Source: compiled by the authors according to [18].

Данные тенденции являются следствием стимулирующего воздействия льготы по расширению инвестиционных возможностей по добыче УВ. Так, в 2022 г. объем доказанных и вероятных запасов УВ Южно-Тамбейского ГКМ был увеличен на 186 млн б.н.э. (~30,7 млрд м³), что позволяет стабилизировать ежегодную добычу на уровне 27 млрд м³ газа и 1 млн т газового конденсата в течение 20 лет, а следовательно, увеличивается потенциал роста производства СПГ в арктических проектах. 2022 г. ознаменовался добычей природного газа из юрских отложений в объеме 1 млрд м³, однако пороговые значения, определяющие ограничение по применению льготы по добытому объему, а именно 250 млрд м³ природного газа, 20 млн т газового конденсата, не достигнуты, в том числе ограничение льготы и по периоду в 12 лет с даты первой отгрузки СПГ. Статистика также может быть обусловлена ценовыми пиками 2022 г. О чем может косвенно говорить снижение доли суммы налога, не поступившего в бюджетную систему, в общей сумме налога в части природного газа, подлежащего уплате, с 1,13 % в 2021 г. до 0,48 % в следующем. Аналогично по газовому конденсату –

с 0,83 % в 2020 г. до 0,47 % в 2022 г. При этом возрастающая динамика прослеживается до 2021 г.

Геологические объекты, добыча из которых облагалась бы нулевой процентной ставкой по НДС, применимой к участкам недр сахалинских проектов, в налоговом законодательстве отсутствуют.

Обсуждение

Представленные данные позволяют вынести на обсуждение вопрос налогового и административного стимулирования ГРП как основы для формирования ресурсной достаточности СПГ-проектов.

Отметим, что в России действует две системы налогообложения, формируемые условиями предоставления недр в пользование, а именно разрешительная и договорная. Как следствие, в законодательстве присутствуют механизмы стимулирования ГРП, включающие административные и экономические инструменты воздействия.

Согласно разрешительной системе налогообложения победителю аукционных торгов предоставляется право пользования участком недр в виде лицензии, в которой оговаривается ряд условий деятель-

ности на данном участке, в том числе проведение ГРП в определенные сроки. Кроме того, государство, в соответствии с принципом рационального недропользования, стимулирует вовлечение ТРиЗ посредством налоговых льгот по НДС, что косвенно активизирует недропользователя на расширение ГРП, что наглядно иллюстрируется приростом запасов на Южно-Тамбейском ГКМ [19]. Государство выступает в данном случае как авторитарный собственник недр, определяя деятельность недропользователей административными и экономическими методами, в частности обязывая недропользователя к уплате комплекса налогов, отражающих все аспекты хозяйственной деятельности.

Договорная система предполагает предоставление недр в пользование на условиях концессии, соглашения о разделе продукции (СРП), аренды или различных форм контрактов. Государство предоставляет инвестору на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку, добычу УВ на участке недр (ст. 2 ФЗ-225 «О соглашениях о разделе продукции» от 30.12.1995, далее ФЗ-225). При договорной системе экономические субъекты (государство и инвестор) выступают партнерами по разделу прибыли, получаемой после вычетов расходов, включающих перечень федеральных налогов, в том числе НДС.

Необходимо отметить, что в ст. 2 ФЗ-225 «О соглашениях о разделе продукции» оговаривается, что СРП может быть заключено:

- в случае отсутствия возможности геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых (ПИ);
- если разработка участка недр необходима для вовлечения в хозяйственный оборот ПИ, аккумулированных на континентальном шельфе РФ;
- если разработка месторождения требует использования специальных высокотратных технологий для добычи трудноизвлекаемых запасов в связи со сложными горно-геологическими условиями.

Государство, с одной стороны, обоснованно подтверждает сложность проведения ГРП, а с другой стороны, снижает требования по их проведению, что впоследствии отражается на масштабах инвестиций недропользователей и получаемых результатах. Имеющаяся льгота по налогу на прибыль в части фактически понесенных затрат по геологическому изучению, включающему поиск и оценку новых морских месторождений УВ, увеличенных с применением коэффициента 1,5 при формировании налогооблагаемой базы по налогу на прибыль организаций (ст. 261 НК РФ), является мало действенной [20]. Кроме того, режим СРП рассматривается государством как масштабная льгота для бизнеса, так как в его основе лежит об-

ложение полученного финансового результата, что должно ориентировать бизнес на долгосрочное стратегирование, обеспечивающее жизнедеятельность проектов. Однако наблюдается сокращение извлекаемых запасов на проекте «Сахалин-2». Косвенным подтверждением сказанного являются нулевые налоговые расходы по данным ФНС по льготам для новых морских месторождений Сахалинской области. Таким образом, востребованы административные меры воздействия, обязывающие бизнес, работающий на условиях СРП, в обязательном порядке часть прибыли направлять на проведение ГРП. По нашему мнению, этот минимум должен составлять 10 % от чистой прибыли. Законодательно закрепленный минимум, с нашей точки зрения, является долгоиграющим инструментом, так как будет ориентировать недропользователей на разработку, внедрение и применение современных научных методов и оборудования для поиска и разведки в сложных условиях континентального шельфа.

Заключение

На основании вышеизложенного можно резюмировать следующее.

1. Высокая турбулентность газового рынка в среднесрочной перспективе в части спроса и предложения и последующей логистики ориентирует газодобывающие страны к усилению государственного регулирования с целью сохранения конкурентоспособности и увеличения доли на рынке природного газа, в том числе сжиженного.
2. Рассмотренное в работе институциональное стимулирование обеспечения ресурсной достаточности позволило авторам выявить наличие различных подходов к стимулированию в обеспечении ресурсной достаточности в зависимости от системы налогообложения деятельности хозяйствующих субъектов, реализующих СПГ-проекты.
3. Показана дифференцированность рефлексии недропользователей на льготирование. При разрешительной системе недропользователь активизирует свою деятельность при разработке трудноизвлекаемых запасов, что повышает ресурсную достаточность СПГ-проектов. При договорной системе, являющейся по существу льготным режимом налогообложения, сила воздействия недостаточна для стимулирования ГРП, что может проявиться в перспективе сокращением производства СПГ, а также возможными негативными социально-экономическими последствиями для региона, где территориально расположен СПГ-завод. Авторами предлагается законодательное закрепление для бизнеса, работающего на условиях СРП, обязательного минимума – 10 % от чистой прибыли, отправляемых на проведение ГРП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Aminzadeh F. Hydraulic fracturing, an overview // *Journal of Sustainable Energy Engineering*. – 2019. – V. 6. – № 8. – P. 204–228.
2. Transformation of international liquefied natural gas markets: new trade routes / R. Sharma, I.V. Filimonova, A.V. Komarova, A.Y. Novikov // *Energy Reports*. – 2022. – V. 8. – Supplement 9. – P. 675–682.
3. Countries with largest liquefied natural gas (LNG) export capacity in operation worldwide as of July 2022 // Statista. 2023. URL: <https://www.statista.com/statistics/1262074/global-lng-export-capacity-by-country/> (дата обращения 01.06.2023).
4. Country analysis brief: Qatar // US Energy Information Administration. 2023. URL: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/QAT> (дата обращения 01.06.2023).
5. Meza A., Koç M., Al-Sada M.S. Perspectives and strategies for LNG expansion in Qatar: a SWOT analysis // *Resources Policy*. – 2022. – V. 76. – 102633.
6. Carvalho A., Riquito M., Ferreira V. Sociotechnical imaginaries of energy transition: the case of the Portuguese Roadmap for Carbon Neutrality 2050 // *Energy Reports*. – 2022. – V. 8. – № 3. – P. 2413–2423.
7. Chen R., Sun W. Production and consumption of natural gas in China and its prospects // *Annual Report on China's Petroleum, Gas and New Energy Industry*. – Springer, 2021. – P. 161–172.
8. Lont P. Competition on the LNG market – consequences for the EU // *Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu*. – 2020. – V. 64. – № 6. – P. 127–141.
9. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года // Совет Безопасности Российской Федерации. 2023. URL: http://www.scrf.gov.ru/security/economic/Arctic_strategy/ (дата обращения 01.06.2023).
10. О проекте // Ямал-СПГ. 2023. URL: <http://yamallng.ru/> (дата обращения 01.06.2023).
11. «Сахалин-2». Первый в России завод по производству сжиженного природного газа // ПАО «Газпром». 2023. URL: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin2/> (дата обращения 01.06.2023).
12. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации: Государственные доклады за 2010–2020 гг. // Минприроды России. 2023. URL: https://www.mnr.gov.ru/docs/gosudarstvennye_doklady/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_surevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/?PAGEN_2=2 (дата обращения 01.06.2023).
13. Голубева И.А., Баканев И.А. Завод по производству СПГ проекта «Сахалин-2» («Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД») // *Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт*. – 2015. – № 6. – С. 27–37.
14. Новые направления поисково-разведочных работ на северо-восточном шельфе о. Сахалин / А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, М.Ю. Кабалин, Л.А. Наумова, С.А. Шаров // *Вести газовой науки*. – 2020. – № 3. – С. 3–15.
15. Вопросы геологических неопределенностей при проектировании разработки Южно-Лунского месторождения / С.В. Зиновкин, Г.М. Гереш, Я.И. Штейн, М.Б. Шевелев // *Вести газовой науки*. – 2020. – № 3. – С. 16–23.
16. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А. Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири // *Георесурсы*. – 2020. – Т. 22. – № 1. – С. 39–45.
17. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
18. Отчеты о налоговой базе и структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых за 2016–2022 гг. // Федеральная налоговая служба. 2023. URL: https://www.nalog.gov.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/ (дата обращения 01.06.2023).
19. Шарф И.В., Михальчук А.А. Воспроизводственные процессы в недропользовании как основа устойчивого социально-экономического развития нефтедобывающих регионов // *Экономика региона*. – 2021. – Т. 17. – № 4. – С. 1286–1301.
20. Шарф И.В., Михальчук А.А., Чухарева Н.В. Оценка эффективности налоговых вычетов при строительстве разведочных скважин на месторождениях углеводородного сырья // *Горный журнал*. – 2021. – № 2. – С. 77–82.

REFERENCES

1. Aminzadeh F. Hydraulic fracturing, an overview. *Journal of Sustainable Energy Engineering*, 2019, vol. 6, no. 8, pp. 204–228.
2. Sharma R., Filimonova I.V., Komarova A.V., Novikov A.Y. Transformation of international liquefied natural gas markets: new trade routes. *Energy Reports*, 2022. vol. 8, supplement 9, pp. 675–682.
3. *Countries with largest liquefied natural gas (LNG) export capacity in operation worldwide as of July 2022*. Statista. 2023. Available at: <https://www.statista.com/statistics/1262074/global-lng-export-capacity-by-country/> (accessed 1 June 2023).
4. *Country analysis brief: Qatar. US Energy Information Administration*. 2023. Available at: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/QAT> (accessed 1 June 2023).
5. Meza A., Koç M., Al-Sada M.S. Perspectives and strategies for LNG expansion in Qatar: a SWOT analysis. *Resources Policy*, 2022, vol. 76, 102633.
6. Carvalho A., Riquito M., Ferreira V. Sociotechnical imaginaries of energy transition: the case of the Portuguese Roadmap for Carbon Neutrality 2050. *Energy Reports*, 2022, vol. 8, no. 3, pp. 2413–2423.
7. Chen R., Sun W. Production and consumption of natural gas in China and its prospects. *Annual Report on China's Petroleum, Gas and New Energy Industry*. Springer, 2021, pp. 161–172.
8. Lont P. Competition on the LNG market – consequences for the EU. *Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu*, 2020, vol. 64, no. 6, pp. 127–141.
9. *Strategiya razvitiya Arkticheskoy zony Rossiyskoy Federatscii i obespecheniya natsionalnoy bezopasnosti na period do 2035 goda* [Strategy for the development of the Arctic zone of the Russian Federation and ensuring national security for the period up to 2035]. Sovet Bezopasnosti Rossiyskoy Federatsii [Security Council of the Russian Federation]. 2023. Available at: http://www.scrf.gov.ru/security/economic/Arctic_strategy/ (accessed 1 June 2023).
10. *O proekte* [About the project]. Jamal-SPG [Yamal LNG]. 2023. Available at: <http://yamallng.ru/> (accessed 1 June 2023).

11. «Sahalin-2». *Pervyy v Rossii zavod po proizvodstvu szhizhennogo prirodnogo gaza* [Sakhalin-2. Russia's first plant for the production of liquefied natural gas]. PAO Gazprom 2023. Available at: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin2/> (accessed 1 June 2023).
12. *O sostoyanii i ispolzovanii mineralno-syrevykh resursov Rossiyskoy Federatsii: Gosudarstvennye doklady za 2010–2020 gg.* [On the state and use of mineral resources of the Russian Federation: State reports for 2010–2020]. Minprirody Rossii [Ministry of Natural Resources of the Russian Federation]. 2023. Available at: https://www.mnr.gov.ru/docs/gosudarstvennye_doklady/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/?PAGEN_2=2 (accessed 1 June 2023).
13. Golubeva I.A., Bakanev I.A. Zavod po proizvodstvu SPG proekta «Sahalin-2» («Sahalin Enerdzhi Investment Kompani LTD») [Sakhalin-2 LNG plant (Sakhalin Energy Investment Company LTD)]. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskie dostizheniya i peredovoy opyt*, 2015, no. 6, pp. 27–37.
14. Tolstikov A.V., Astafyev D.A., Kabalin M.Yu., Naumova L.A., Sharov S.A. New challenges of geological prospecting and exploration at northeast shelf of Sakhalin. *Gas Science Bulletin*, 2020, no. 3, pp. 3–15. In Rus.
15. Zinovkin S.V., Geresh G.M., Shteyn Ya.I., Shevelev M.B. Geological uncertainties at designing development of South Lunska field. *Gas Science Bulletin*, 2020, no. 3, pp. 16–23. In Rus.
16. Schuster V.L., Dziublo A.D., Shnip O.A. Hydrocarbon deposits in non-anticlinal traps of the Yamal Peninsula of Western Siberia. *Georesources*, 2020, vol. 22, no. 1, pp. 39–45. In Rus.
17. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. *Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost Yamala* [Geological structure and gas and oil potential of Yamal]. Moscow, ООО «Nedra-Biznescentr» Publ., 2003. 352 p.
18. *Otchety o nalogovoy baze i strukture nachisleniy po nalogu na dobychu poleznykh iskopaemykh za 2016–2022 gg.* [Reports on the tax base and structure of charges for mineral extraction tax for 2016–2022]. Federalnaya nalogovaya sluzhba [Federal Tax Service of Russia]. 2023. Available at: https://www.nalog.gov.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/ (accessed 1 June 2023).
19. Sharf I.V., Mikhalechuk A.A. Reproduction processes in subsoil use as the basis for sustainable socio-economic development of oil-producing regions. *Economy of Region*, 2021, vol. 17, no. 4, pp. 1286–1301. In Rus.
20. Sharf I.V., Mikhalechuk A.A., Chukhareva N.V. Efficiency evaluation of tax deduction in exploration well construction in hydrocarbon fields. *Gornyy Zhurnal*, 2021, no. 2, pp. 77–82. In Rus.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Ирина Валерьевна Шарф, доктор экономических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 635050, г. Томск, пр. Ленина, 30; irina_sharf@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1333-1234>; шифр специальности ВАК: 5.2.3

Поступила в редакцию: 24.07.2023

Поступила после рецензирования: 15.08.2023

Принята к публикации: 01.09.2023

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Irina V. Sharf, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; irina_sharf@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1333-1234>

Received: 24.07.2023

Revised: 15.08.2023

Accepted: 01.09.2023