

Арктика и Север. 2024. № 54. С. 54–73.  
Научная статья  
УДК [338:622.27](571.121)(045)  
DOI: <https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2024.54.54>

## Оценка промышленной газоносности Ямальской и Гыданской нефтегазоносной области

Щеголькова Ася Александровна <sup>1</sup>✉, кандидат экономических наук, доцент, ведущий научный сотрудник

<sup>1</sup> Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина — обособленное подразделение ФГБУН Федерального исследовательского центра КНЦ РАН, ул. Ферсмана, 24а, Апатиты, Россия  
<sup>1</sup>szfmgei@mail.ru ✉, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9934-1408>

**Аннотация.** В соответствии с документами стратегического планирования газовой отрасли России освоение Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей является одной из приоритетных задач, так как именно с ними связывают формирование стратегического резерва газовых ресурсов, создание новых центров газодобычи. В статье осуществлён анализ пространственного распределения запасов природного газа в нефтегазоносных областях арктического региона, сделан вывод о неравномерности распределения ресурсов свободного газа как по разрезу, так и по площади. Отдельные нефтегазоносные области характеризуются слабой степенью геолого-геофизической изученности. Истощение базовых месторождений в Пур-Тазовской и Надым-Пурской нефтегазоносных областях ставит вопрос о смещении сырьевой базы газовой отрасли в труднодоступные районы Ямала и Гыдана, включая акваторию Карского моря, Обской, Тазовской и Гыданской губ. В работе дана количественная оценка уровня промышленной газоносности Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей, в том числе в разрезе нефтегазоносных регионов. Определено, что исходя из технологии разработки месторождений, схемы переработки и транспортировки при оценке перспективности освоения и вариантов монетизации газовых ресурсов выделяется зона трубопроводного транспорта и зона сжиженного природного газа. С учётом сложившейся экономической конъюнктуры освоения арктических запасов природного газа обоснованным и перспективным на данный момент времени видится расширение ресурсной базы за счёт освоения в Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областях месторождений-спутников, которые уже имеют развитую добывающую, перерабатывающую, транспортную и социальную инфраструктуру, а также за счёт доразведки открытых и разрабатываемых месторождений и залежей.

**Ключевые слова:** Ямальская нефтегазоносная область, Гыданская нефтегазоносная область, запасы природного газа, промышленная газоносность, монетизация природного газа, трубопроводный природный газ, сжиженный природный газ

### Благодарности и финансирование

Работа выполнена в рамках темы НИР FMEZ-2023-0009 №123012500051-8 Института экономических проблем имени Г.П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук «Стратегическое планирование развития Арктики в новых геоэкономических и полити-

\* © Щеголькова А.А., 2024

Для цитирования: Щеголькова А.А. Оценка промышленной газоносности Ямальской и Гыданской нефтегазоносной области // Арктика и Север. 2024. № 54. С. 54–73. DOI: <https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2024.54.54>  
For citation: Shchegolkova A.A. Assessment of Industrial Gas Content in the Yamal and Gydan Oil and Gas Bearing Areas. *Arktika i Sever* [Arctic and North], 2024, no. 54, pp. 54–73. DOI: <https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2024.54.54>

 Статья опубликована в открытом доступе и распространяется на условиях лицензии [CC BY-SA](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/)

ческих условиях» по государственному заданию Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук».

## Assessment of Industrial Gas Content in the Yamal and Gydan Oil and Gas Bearing Areas

Asya A. Shchegolkova<sup>1✉</sup> — Cand. Sci. (Econ.), Associate Professor, Leading Researcher

<sup>1</sup> Luzin Institute for Economic Studies — Subdivision of the Federal Research Centre “Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences”, ul. Fersmana, 24a, Apatity, Russia

<sup>1</sup> szfmgei@mail.ru ✉, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9934-1408>

**Abstract.** In accordance with the strategic planning documents of the Russian gas industry, the development of the Yamal and Gydan oil and gas bearing regions is one of the priority tasks, as they are associated with the formation of a strategic reserve of gas resources and the creation of new gas production centers. The article analyses the spatial distribution of natural gas reserves in the oil and gas bearing areas of the Arctic region and concludes that the distribution of free gas resources is uneven both by section and by area. Some oil and gas bearing areas are characterized by a weak degree of geological and geophysical study. Depletion of the base fields in the Pur-Taz and Nadym-Pur oil and gas bearing areas raises the question of shifting the raw material base of the gas industry to the hard-to-reach areas of Yamal and Gydan, including the waters of the Kara Sea, the Ob, Taz and Gydan Bays. The paper provides a quantitative assessment of the level of commercial gas content of the Yamal and Gydan oil and gas bearing areas, including in the context of oil and gas bearing regions. It was determined that based on the technology of field development, processing and transportation scheme when assessing the prospects of development and options for monetization of gas resources, a zone of pipeline transport and a zone of liquefied natural gas are distinguished. Taking into account the current economic conjuncture of Arctic natural gas reserves development, it is reasonable and promising at this point in time to expand the resource base by developing satellite fields in Yamal and Gydan oil and gas bearing regions, which already have developed production, processing, transport and social infrastructure, as well as through additional exploration of discovered and developed fields and deposits.

**Keywords:** *Yamal oil and gas bearing region, Gydan oil and gas bearing region, natural gas reserves, industrial gas content, monetization of natural gas, pipeline natural gas, liquefied natural gas*

### Введение

В соответствии с документами стратегического планирования, определяющими процессы стратегического развития нефтегазовой промышленности, определены основные параметры устойчивого развития отрасли, включающие в числе прочего расширение и рациональное использование ресурсной базы углеводородов. В условиях неблагоприятной конъюнктуры и с учётом внешнего санкционного давления на топливно-энергетический сектор России необходим пересмотр модели устойчивого развития нефтегазовой отрасли. В этой ситуации существует риск отсутствия хронологической и пространственной синхронизации поисково-разведочных работ, ввода комплекса мощностей в добыче и освоении месторождений, транспортировке, хранении, переработке природного газа и его ценных компонентов.

Исследованиями в области геологического строения продуктивных отложений газовых месторождений Арктической зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП), совершенствования геофизических методов разведки нефтегазовых ресурсов, про-

блемами безопасного их освоения занимались учёные и практики — [1, Kontorovich V.A., Kontorovich A.E.], [2, Ананенков А.Г., Мастепанов А.М.], [3, Лаверов Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В.], [4, Скоробогатов В.А., Кабалин М.Ю.], [5, Лохов А.С., Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б., Тутьгин А.Г.], [6, Рахмангулов Р.Р., Юсупов Р.Р., Рассказов А.А.] и др.

Проблемы пространственной организации освоения углеводородных ресурсов Арктической зоны РФ (АЗРФ), анализ экономической целесообразности реализации нефтегазовых проектов, оценка эффективной схемы транспортировки нефтегазовых ресурсов с арктических месторождений являются предметной областью исследований в работах — [7, Kozmenko S., Teslya A., Fedoseev S.], [8, Фадеев А.М., Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д.] и др.

Вектор стратегического развития газовой отрасли определён в следующих документах: Энергетическая стратегия РФ до 2035 г. (2020 г.)<sup>1</sup>, определяющая приоритеты и целевые показатели государственной энергетической политики; Стратегия развития минерально-сырьевой базы (МСБ) до 2035 г. (2018 г.)<sup>2</sup>, определяющая направления развития геологоразведки с целью устойчивого обеспечения промышленности минеральным сырьём; Долгосрочная программа развития СПГ (2021 г.)<sup>3</sup>, в которой подробно прописан сценарий и этапы развития СПГ-индустрии в РФ; Генеральная схема развития газовой отрасли до 2035 г. (2021 г.), которая обеспечивает детализацию и проработку прогнозов и направлений развития газовой отрасли в целях обеспечения надёжного газоснабжения, определяет целевые ориентиры стратегического развития отрасли, и др.

Значительной, но до конца не решённой проблемой в научных исследованиях является оценка промышленной газозонности стратегически важных нефтегазоносных областей с позиции пространственной организации и направлений монетизации газовых ресурсов.

Исследования в области пространственной организации освоения и монетизации газовых ресурсов месторождений арктического региона являются своевременными и актуальными, поскольку энергетическое освоение Ямальской и Гыданской нефтегазоносной области (НГО) выделено в качестве приоритетных задач в стратегических документах, определяющих схему развития газовой отрасли России в перспективе до 2035 г., именно с этими НГО связывают наращивание газового потенциала страны.

Цель исследования — решение научной проблемы оценки уровня промышленной газозонности Ямальской и Гыданской НГО, изучение пространственной организации освоения и монетизации газовых ресурсов.

<sup>1</sup> Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утверждена Распоряжением Правительства № 1523-р от 09.06.2020 г. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4lgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения: 21.02.2023).

<sup>2</sup> Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г. Утверждена Распоряжением Правительства № 2914-р от 22.12.2018 г. URL: <http://static.government.ru/media/files/WXRSEBj6jnRWNrumRkDakLcqfAzY14VE.pdf> (дата обращения: 21.02.2023).

<sup>3</sup> Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации. Утверждена Распоряжением Правительства № 640-р от 16.03.2021 г. URL: <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxb6sdFc2npEPAd7SE.pdf> (дата обращения: 21.02.2023).

Фактологическая и практическая основа исследования обеспечена данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, официальными данными газопромышленных компаний, отраслевыми документами стратегического планирования, результатами собственных исследований и пр. В процессе исследования использовались сравнительно-аналитические методы интерпретации геолого-геофизических материалов, сбор и систематизация фактологических данных, статистические методы экономического анализа.

### **Пространственное распределение запасов природного газа АЗРФ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции**

По оценкам экспертов, «объём извлекаемых запасов углеводородов на арктических месторождениях России составляет 245 млрд т условного топлива» [9, Конторович В.А.], при этом порядка 66% приходится на ЗСНГП, северо-западная часть которой преимущественно является газонасыщенной с высокой концентрацией апт-альб-сеноманских отложений. Уровень добычи природного газа в арктических районах ЗСНГП в настоящее время находится на пиковых значениях. Однако для достижения планируемых стратегических показателей, согласно Генсхеме развития нефтегазовой отрасли до 2035 г. (2021 г.), необходимо компенсировать падающую добычу природного газа. Плановые показатели Генсхемы предполагают уровень добычи природного газа в диапазоне от 838,3 млрд м<sup>3</sup> до 1 048 млрд м<sup>3</sup> в год в зависимости от сценария — низкого, среднего и высокого, которые разработаны исходя из наличия потенциальных промышленных мощностей нефтегазового сектора.

В табл. 1 представлен анализ пространственного распределения запасов природного газа в арктическом регионе ЗСНГП.

Таблица 1

Пространственное распределение запасов природного газа в арктическом регионе ЗСНГП<sup>4</sup>

Нефтегазоносные области арктической части ЗСНГП	Географическое положение нефтегазового региона	Зона ответственности	Степень освоения / Перспективность	Объём извлекаемых запасов, млрд м <sup>3</sup>
Свердрупская ПНГО	Шельф Карского моря	ПАО «НК Роснефть»	По результатам поисково-оценочного бурения доказана промышленная нефтегазоносность, открыто восемь НГКМ на шельфе в пределах данных НГО /	>1 300
Предновоземельская НГО		ПАО «НК Роснефть»		>500
Южно-Карская НГО		ПАО «Газпром»	Высокая себестоимость добычи, отсутствие необходимой инфраструктуры, технологий добычи	>2 600
Ямальская НГО	Крайний северо-запад ЗСНГП. По-в Ямал, аква-	ПАО «Газпром» ПАО «НО-ВАТЭК»	Степень разведанности — 70% / Ресурсная стратеги-	>16 000

<sup>4</sup> Источник: составлено автором.

	тория Обской и Байдарацкой губ		ческая база проектов «Ямал»; Ресурсная база комплекса по переработке этансодержащего газа (КПЭГ) в Усть-Луге; Каменномыское море с применением ЛСП — ПАО «Газпром». Ресурсная стратегическая база Проекта «Ямал СПГ», а также планируемых проектов: «Арктик СПГ 2, 3», «Обский ГХК и СПГ» — ПАО «НОВАТЭК»	
Гыданская НГО	Северная часть ЗСНГП. По-в Гыдан, акватория Обской, Юрацкой, Гыданской и Тазовской губ	ПАО «Газпром» ПАО «НОВАТЭК» ПАО «НК «Роснефть»	Степень разведанности — 22% / Ведется разработка Северо-Каменномыского ГКМ — ПАО «Газпром», ГМ Семаковского — ООО «РусГазАльянс». Ресурсная стратегическая база проекта «Арктик СПГ 1» — ПАО «НОВАТЭК»	>2 200
Надым-Пур-Тазовский регион	Надым-Пурская НГО — северо-восточная часть ЗСНГП Пур-Тазовская НГО — восток центральной части ЗСНГП	ПАО «Газпром» ПАО «НОВАТЭК» ПАО «НК «Роснефть» ПАО «Лукойл»	Извлекается 70% объёма природного газа России / находится в стадии падающей добычи, выработка >75%. Разработка проектов по извлечению ТриЗ	начальные запасы: 32 000
Енисей-Хатангская НГО, в части АЗРФ	Крайний северо-восток ЗСНГП, акватория Гыданской губы и Енисейского залива	ПАО «НОВАТЭК» ПАО «НК «Роснефть» ООО «Ермак Нефтегаз»	ГРП несут несистемный х-р, степень разведанности <10% / Ведутся ГРП по подготовке ресурсной базы Восток-Ойл (добыча нефти и производство СПГ) — ПАО «НК «Роснефть»	450

Оценка пространственного распределения запасов природного газа в арктическом регионе ЗСНГП показала, что несмотря на то, что промышленное освоение арктических месторождений природного газа насчитывает свыше 50-ти лет, отдельные НГО характеризуются слабой степенью геолого-геофизической изученности.

Газоносность Ямальской и Гыданской НГО была выявлена еще в 50-х гг. прошлого века с началом геологоразведочных работ (ГРП). Непосредственно осуществление ГРП на Ямале началось в конце 50-х гг., на Гыданском полуострове — в начале 70-х гг. Первое место-

рождение Ямальской НГО открыто в 1964 г. — НГКМ Новопортовское, которое является на данный момент крупнейшим на Ямале. В районе Гыданской НГО первое месторождение открыто на побережье Обской губы в 1975 г. — НГКМ Геофизическое, в 1978 г. — ГМ Гыданское и ГМ Антипаютинское. В 1979 г. в северной части Гыданского полуострова с частичным расположением в акватории Обской губы открыто НГКМ Салмановское (Утреннее), относящееся к категории крупных (с 2012 г. в соответствии с районированием нефтегазогеологических территорий НГКМ Салмановское и ГМ Штормовое отнесены к Ямальской НГО).

### Промышленная газоносность Ямальской НГО

В пределах Ямальской НГО, включая прилегающую акваторию, к настоящему времени открыто 33 месторождения с суммарными запасами свободного газа свыше 16 трлн м<sup>3</sup>, объём перспективных и прогнозируемых ресурсов по разным оценкам находится в диапазоне 7–10 трлн м<sup>3</sup> [10, Люгай Д.В., Соин Д.А., Скоробогатько А.Н.]. В табл. 2 на основании данных Госбаланса, Минприроды и ФГБУ «Росгеолфонд» представлена информация о состоянии запасов и ресурсов свободного газа Ямальской НГО в разрезе нефтегазоносных районов (НГР), а также прилегающей акватории. Детальная оценка газовых ресурсов Ямальской НГО представлена в предыдущих работах автора.

Таблица 2

Оценка запасов и ресурсов свободного газа Ямальской НГО<sup>5</sup>

Нефтегазоносный район, Месторождение	Свободный газ, млрд м <sup>3</sup>		
	Запасы		Ресурсы
	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub>	D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub>
<i>Малыгинский НГР</i> ГКМ Малыгинское, ГМ Штормовое (суша/шельф), ГМ Сядорское, ГКМ Северо-Обское (шельф)	812,0	305,6	2 665,3
<i>Тамбейский НГР</i> ГКМ Южно-Тамбейское (суша/шельф), ГКМ Северо-Тамбейское, ГКМ Тасийское, НГКМ Западно-Тамбейское, НГКМ Салмановское (Утреннее) (суша/шельф)	4 044,3	743,2	558,6
<i>Нурминский НГР</i> НГКМ Бованенковское, ГКМ Харасавэйское (суша/шельф), ГКМ Крузенштернское (суша/шельф), ГМ Южно-Крузенштернское, ГМ Северо-Бованенковское, ГМ Восточно-Бованенковское, НГКМ Арктическое, ГМ Верхнетиутейское, ГКМ Западно-Сеяхинское, НГКМ Нейтинское, НГКМ Нурминское, НГКМ Среднеямальское, ГКМ Хамбатейское	7 747,4	1 394,9	1 155,0
<i>Южно-Ямальский НГР (суша)</i> НГКМ Новопортовское, ГМ Каменномысское (суша), ГКМ Мало-Ямальское, НГКМ Ростовцевское, ГМ Усть-Юрибейское, ГМ БлижнеНовопортовское, ГКМ Байдарацкое, ГМ Нерстинское	498,7	173,5	897,6
<i>Южно-Ямальский НГР (акватория)</i> ГМ Каменномысское (шельф), ГМ Каменномысское — море, ГМ Обское	561,0	-	1 836,6
Итого по Ямальской НГО	13 663,4	2 617,2	7 113,1

Как показывает анализ табл. 2, промышленная газоносность установлена во всех нефтегазоносных районах Ямальской НГО, за исключением потенциального НГР (ПНГР) Щу-

<sup>5</sup> Источник: составлено автором.

чьяинский, который также входит в состав Ямальской НГО. В пределах Ямальской НГО наиболее перспективными являются Тамбейский и Нурминский НГР, на их долю приходится 85% разведанных запасов природного газа, при этом в последние годы были пересмотрены объёмы извлекаемых запасов в сторону увеличения по Тамбейской группе месторождений, а также Харасавэйскому и Крузенштерновскому месторождениям. Именно на данных НГР было сформировано два основных центра газонакопления — Бованенковский и Тамбейский кластер.

Изученность Южно-Ямальского НГР в отношении природного газа неравномерна. Южно-Ямальский НГР считается преимущественно нефтеносным. Так, в 1964 г. было открыто НКГМ Новопортовское, которое является крупнейшим на п-ве Ямал с извлекаемыми запасами нефти и конденсата более 250 млн т, природного газа — 320 млрд м<sup>3</sup>. Среди районов Ямальской НГО доля доказанных запасов и прогнозных ресурсов природного газа на территории Южно-Ямальского НГР не превышает 7% от общего объёма, в отличие от акватории данного НГР, где ООО «Газпром добыча Ямбург» ведёт разработку месторождения ГМ Каменномысское-море, открытого в 2000 г. и отнесённого к категории уникальных с доказанными запасами 555 млрд м<sup>3</sup>.

Наименее изученным на данный момент является Малыгинский НГР, где степень разведанности не превышает 30%, здесь активно ведётся геолого-геофизическая разведка неокомских и юрских залежей. Помимо этого, в 2018 г. на Северо-Обском участке недр в северной части акватории Обской губы ООО «Арктик СПГ-3» открыло новое ГК месторождение, отнесённое к категории крупных с доказанными запасами свыше 320 млрд м<sup>3</sup>.

Проведённый ранее анализ по видам залежей месторождений позволяет оценить характер и степень перспективности промышленного освоения данного НГО. По оценкам экспертов, на Ямале ключевым доминант-комплексом выступают альб-сеноманский и аптский. «Природный газ, сосредоточенный в апт-альб-сеноманских пластах, залегает на глубине 700–1500 метров. Это сухой (энергетический) природный газ» [11, Щеголькова А.А.], в его составе преобладают углеводороды метанового ряда. Основная особенность заключается в том, что природный газ из данных пластов используется без предварительной переработки.

На рис. 1 представлен характер продуктивности Ямальской НГО по месторождениям распределённого фонда (рис. 1).

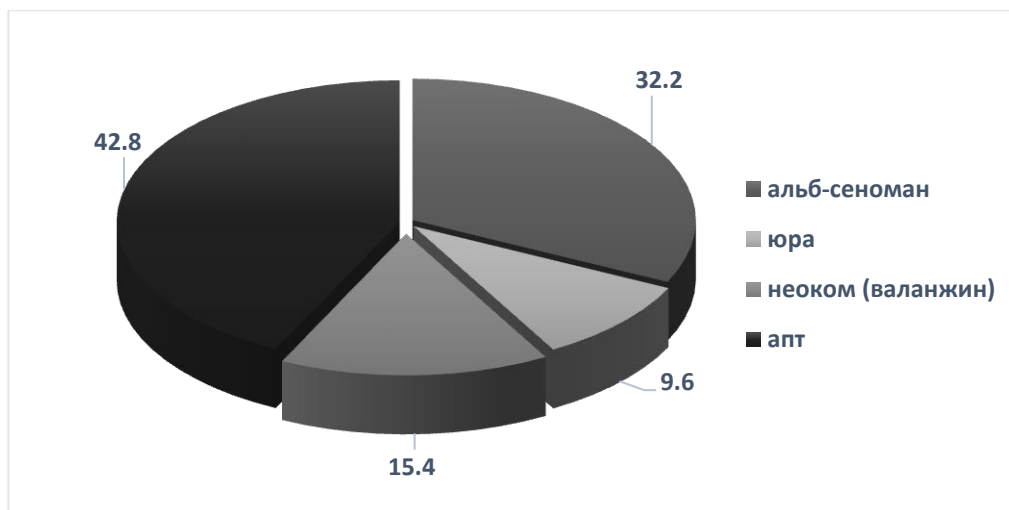


Рис. 1. Залежи природного газа месторождений Ямальской НГО (составлено автором).

Наиболее крупные скопления в апт-альб-сеноманских пластах выявлены в Тамбейском и Нурминском НГР. Что касается перспективных и прогнозных ресурсов, то, по данным экспертов, большая часть (свыше 50%) природного газа сосредоточена в юрских и доюрских залежах. По оценкам специалистов ПАО «Газпром» ресурсы юрских отложений северо-западной части ЗСНГП составляют 10–40 млрд т у.т. В юрских пластах природный газ залегает на глубине 3400–4000 м «...в зоне аномально высокого пластового давления» [9, Конторович В.А.]. Бурение подобного рода скважин помимо высоких капитальных затрат предполагает разработку уникального комплекса современных инженерно-геологических изысканий и технологических решений.

### Промышленная газоносность Гыданской НГО

Гыданская НГО является областью преимущественного газонакопления. Широкомасштабное освоение данных территорий началось в начале XXI века. В пределах Гыданской НГО, включая прилегающую акваторию Обской и Тазовской губ, к настоящему времени открыто 16 месторождений с суммарными запасами свободного газа 2 234,0 млрд м<sup>3</sup>, объём перспективных и прогнозируемых ресурсов находится в районе 8 трлн м<sup>3</sup>. В табл. 3 на основании данных Госбаланса, Минприроды и ФГБУ «Росгеолфонд» представлена информация о состоянии запасов и ресурсов свободного газа Гыданской НГО в разрезе нефтегазоносных регионов (НГР).

Таблица 3

Оценка запасов и ресурсов свободного газа Гыданской НГО<sup>6</sup>

Нефтегазоносный район, Месторождение	Свободный газ, млрд м <sup>3</sup>		Степень освоения	Недропользователь
	Запасы ABC <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	Ресурсы D <sub>0</sub> +D <sub>1л</sub> +D <sub>2</sub>		
<i>Северо-Гыданский ПНГР</i>				
В Северо-Гыданском ПНГР ведется разведочное бурение	-	1 244,3	развед.	ООО «Арктик СПГ 1»

<sup>6</sup> Источник: составлено автором.



Итого по Северо-Гыданскому ПНГР	-	1 244,3		
<i>Гыданский НГР</i>				
ГМ Гыданское	116,1	528,6	развед.	ООО «Арктик СПГ 1»
Итого по Гыданскому НГР	116,1	528,6		
<i>Напалковский НГР</i>				
НГКМ Геофизическое (суша/шельф)	413,0	100,0	развед.	ООО «Арктик СПГ 1»
ГКМ Солетско-Ханавейское	154,7	2 028,3	развед.	ООО «Арктик СПГ 1»
ГМ Трехбугорное	6,0	1 027,0	развед.	ООО «Арктик СПГ 1»
ГКМ Восточно-Бугорное	<10	н/д	развед.	ООО «Арктик СПГ 1»
ГКМ им.В.И.Гири (включая весь Бухаринский участок)	52,0	1 190,0	развед.	ООО «Арктик СПГ 1»
Итого по Напалковскому НГР	631,7	4 345,3		
<i>Мессовский НГР</i>				
ГМ Восточно-Минховское ГМ Минховское	210,0	330,0	развед.	ПАО «НК «Роснефть»
ГМ Тота-Яхинское (суша/шельф)	1,6	426,4	развед.	ПАО «Газпром»
Г Семаковское (суша/шельф)	320,5	30	разраб.	ООО «РусГазАльянс» (СП компаний ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча»)
НГКМ Парусовое НГКМ Северо-Парусовое НГКМ Южно-Парусовое	>100,0	208,7	развед.	ООО «РусГазАльянс» (СП компаний ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча») Д/НП по Северо-Западному ФО, на конт.шельфе и мировом океане
ГКМ Северо-Каменномысское (шельф)	432,0	-	разраб.	ООО «Газпром добыча Ямбург»
ГМ Антипаютинское (суша/шельф)	340,4	800,0	развед.	ПАО «Газпром»
ГКМ Чугорьяхинское (шельф)	81,7	-	развед.	ООО «Газпром добыча Ямбург»
Итого по Мессовскому НГР	1 486,2	1 795,1		
Всего по Гыданской НГО	2 234,0	7 913,3		

Гыданская НГО относится к категории наиболее малоизученных ЗСНГП, её освоение неоднократно откладывалось по причине высокой степени труднодоступности [12, Kontogovich A.E], «полного отсутствия промышленной и социальной инфраструктуры» [11, Щеголькова А.А.], а также экологической составляющей, которая выражается в слабой восприимчивости окружающей среды к техногенным нагрузкам, что может привести к длительному периоду её самовосстановления [13, Agarkov S.A., Saveliev A.N., Kozmenko S.Y., Ulchenko M.V., Shchegolkova A.A.]. Усугубляют проблему сложные природно-климатические условия — наличие многолетних мёрзлых горных пород<sup>7</sup>, распространение вечномёрзлых, засоленных и пучинистых грунтов, термокарстовых и термоэрозионных процессов, высокая степень за-

<sup>7</sup> Атлас Ямало-Ненецкого автономного округа [карты] / Под ред. С.И. Ларина. Омск: Омская картографическая фабрика, 2004. 304 с.

болоченности, мощные толщи подземных монолитных льдов на низинах, которые достигают 300–400 метров [14, Kokko K.T., Buanes A., Koivurova T., Masloboev V., Pettersson M.].

Промышленная газоносность Гыданской НГО установлена в трёх НГР: Гыданском, Напалковском и Мессовском. Наибольшая степень разведанности зафиксирована в южной части Гыданского п-ва, а также акватории Обской, Гыданской и Тазовской губ — коэффициент разведанности достигает 0,45.

Подавляющая часть промышленных залежей природного газа Гыданской НГО сконцентрирована в апт-альб-сеноманских пластах, а также неокомских (валанжинских) отложениях. В отличие от Ямальского, запасы природного газа в сеноманском резервуаре Гыданской НГО не столь значительны. Наилучшим потенциалом, согласно оценкам экспертов, обладают аптские резервуары, которые содержат значительнее запасы природного газа [15, Торопова Т.Н. Конторович В.А.], [16, Конторович В.А., Торопова Т.Н., Щербаненко В.М.]. Перспективы газоносности Гыданской НГО связывают с отложениями резервуара юрского нефтегазоносного комплекса.

### **Зональное освоение ресурсов природного газа Ямальской и Гыданской НГО**

Осуществление в Ямальской и Гыданской НГО стратегических задач газовой отрасли, закреплённых в Генеральной схеме развития газовой отрасли и Долгосрочной программе развития СПГ в РФ, позволяет выделить две зоны освоения ресурсов природного газа, исходя из вариантов их монетизации:

1. Зона трубопроводного транспорта. Является зоной ответственности ПАО «Газпром», АО «РусГазДобыча» и их совместного предприятия. Она представлена в Ямальской НГО северо-западным и юго-восточным побережьем, а также южной частью Ямала. В Гыданской НГО — северной частью полуострова Тазовский, а также приямальского шельфа, Обской и Тазовской губ.

2. Зона сжиженного природного газа (СПГ). Является зоной ответственности ПАО НОВАТЭК и его дочерних компаний. СПГ-кластер расположен в Ямальской НГО в восточной и северо-восточной части полуострова Ямал и северной части акватории Обской губы. В Гыданской НГО — на севере полуострова Гыдан, включая его побережье с выходом под акваторию Обской и Гыданской губ.

В табл. 4 по данным ПАО «Газпром» представлена оценка перспективности освоения и монетизации ресурсов природного газа, находящихся в зоне трубопроводного транспорта.

Таблица 4

*Оценка перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов зоны трубопроводного транспорта<sup>8</sup>*

Месторождение	Расположение	Описание проекта	Транспортировка ПГ	Срок
<i>Бованековская промышленная группа, проекты ПАО «Газпром» (8,9 трлн м<sup>3</sup>)</i>				
НГКМ Бованековское	Северо-западное по-	Введено три газовых промысла: 2012 г.,	МГП Бованенково-Ухта-Торжок 1, 2, 3 (2023 г.)	2012

<sup>8</sup> Источник: составлено автором.

	бережье п-ова Ямал	2014 г., 2018 г. (суммарная ПМ — 115 млрд м <sup>3</sup> /год)		
ГКМ Харасавэйское	Северо-западное побережье п-ова Ямал с выходом под акваторию Байдарцкой губы	- «строительство: дожимной компрессорной станции (ДКС); - кустов эксплуатационных газовых скважин; - ERD-скважины; - транспортной и энергетической инфраструктуры» [11]	- УКПГ; - ГП-подключение УКПГ ГКМ Харасавэйское — УКПГ НГКМ Бованенковское, далее по северному коридору Арктической ГТС	2023 г.
ГКМ Крузенштернское Г Южно-Крузенштернское		Идёт проработка технико-экономического обоснования (ТЭО), которая включают: - строительство искусственных островных сооружений; - строительство 12 кустовых площадок, включая 7 — на искусств. островных сооружениях; - строительство ERD-скважины.	- УКПГ; - ГП-подключение УКПГ ГКМ Крузенштернское — УКПГ НГКМ Бованенковское (100 км), далее по северному коридору Арктической ГТС	2028 г.
<i>Семаковский кластер, проект СП компаний ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча» (420 млрд м<sup>3</sup>)</i>				
ГМ Семаковское	Северное побережье п-ова Тазовский с выходом под акваторию Тазовской губы	Освоение месторождения с берега посредством ERD-скважины (горизонтальная скважина, проектный забой — 3663 м, глубина по вертикали — 849 м, с отходом по вертикали — 3045 м, K <sub>ERD</sub> 3,46.) и морского добычного комплекса (14,2 млрд м <sup>3</sup> /год)	- «установка комплексной подготовки газа (УКПГ)» [11]; - газопровод (ГП)-подключение УКПГ ГМ Семаковское — УКПГ НГКМ Северо-Парусовое — КПГ НГКМ Парусовое — Газокомпрессорная станция (ГКС) Ямбургская (122 км), далее по центральному коридору Арктической ГТС	Декабрь 2022 г.
НГКМ Парусовое	Северная часть п-ова Тазовский	Принято инвестиционное решение по освоению, утверждена проектная документация.		2025 г.
НГКМ Северо-Парусовое				2027–2029 гг.
<i>Южная промышленная группа (Новопортовский узел нефтегазонакопления), проекты ПАО «Газпром» (1,3 трлн м<sup>3</sup>)</i>				
НГКМ Новопортовское (ведущее сырье — нефть)	Юг п-ова Ямал	«Введён комплекс технологических и вспомогательных объектов (КТВО) с ПМ: по попутному нефтяному газу (ПНГ) — 11,03 млрд м <sup>3</sup> , природ. газу — 5,07 млрд м <sup>3</sup> . На базе УКПГ попутный нефтяной газ	Подводный ГП-подключение «Газ Ямала» — МГП Ямбург — Тула I, II (115,5 км, в т.ч. подводная часть ГП — 58,4	Октябрь 2021 г.

		(ПНГ) подвергается компримированию — 8,59 млрд м <sup>3</sup> Утилизация ПНГ - 95%, из них: - закачка ПНГ в пласт — 89–93% - топливо для ГТЭС — 2–3%» [11]		
ГМ Каменномыское	Юго-восточное побережье п-ова Ямал с выходом под акваторию Обской губы	«Ведётся разработка технико-коммерческого предложения по выполнению ПИР; подготовка техсхемы разработки пласта ПК1 (сеноманский ярус)» [11]	Возможно подключение к ЕТС сбора УВ Семаковского и Прибрежного кластеров, далее по центральному коридору Аркт. ГТС	н/д.
ГМ Ближненовопортовское	Юг п-ова Ямал	«Является пилотной площадкой ПАО «Газпром» по добыче полезных ископаемых из палеозойских отложений» [11]	ГП-подключение УКПГ ГМ Хамбатейское — ГМ Мало-Ямальское	2023
ГМ Мало-Ямальское			— УКПГ ГМ Ближненовопортовское - УКПГ НГМ Новопортовское	2023–2025
ГМ Хамбатейское	Юго-восточное побережье п-ова Ямал с выходом под акваторию Обской губы	Выполнены ПИР по обустройству	— ГП «Газ Ямала» — МГП Ямбург — Тула I, II	2023–2025
<i>Прибрежный кластер, проекты ПАО «Газпром», а также СП компаний ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча» (&gt; 1000 млрд м<sup>3</sup>, 60 млрд м<sup>3</sup>/год)</i>				
ГМ Каменномыское — море	Акватория Обской губы, район мыса Каменный	Освоение ГМ предполагается осуществлять посредством ледостойкой стационарной платформы (ЛСП) и спутниковых ледостойких блок-кондукторов (30 млрд м <sup>3</sup> /год).	Две нитки подводного ГП и ГП-подключения: ГП ГМ Каменномыское-море / ГМ Северо-Каменномыское — УКПГ НГМ Северо-Парусовое — ГКС Ямбургская, далее по центральному коридору Аркт. ГТС	2025 г.
ГМ Северо-Каменномыское	Акватория Обской губы, стык пол-вов Тазовский, Ямал и Гыдан			2027 г.
ГМ Тота-Яхинское	Южное побережье п-ова Гыдан с выходом под акваторию Тазовской губы	Проекты освоения ГМ в стадии разработки. Освоение ГМ с берега посредством ERD-скважины.	- УКПГ; - ГП-подключение УКПГ ГМ Тота-Яхинское — УКПГ ГМ Антипаютинское — единая транспортная система (ЕТС) сбора УВ Семаковского кластера — ГКС Ямбургская	2030 г.
ГМ Антипаютинское				
ГМ Чугорьяхинское	Зона сочленения Тазовской и Обской губ	Проекты освоения ГМ в стадии разработки. Освоение ГМ предполагается осуществлять посредством ЛСП и спутниковых ледостойких блок-кондукторов.	Нитки подводного ГП и ГП-подключения от ГМ к ЕТС сбора УВ Семаковского и Прибрежного кластеров, — ГКС Ямбургская	
ГМ Обское	Акватория Обской губы в 20 км к С-З от п. Ямбург			

Арктическая газотранспортная система (ГТС) включает промышленные и магистральные газопроводы. «Специфика Арктической ГТС заключается в том, что газопроводы на данном участке построены и эксплуатируются в сложных природно-климатических условиях — в зонах вечной мерзлоты, при наличии многочисленных естественных преград (реки, озера, заболоченные местности и т.п.)» [17, Щеголькова А.А.]. Обновление Арктической газотранспортной инфраструктуры началось с активизации ГРП и доразведки месторождений природного газа в Ямальской и Гыданской НГО, открытия уникальных месторождений. «Формирование комплексной Арктической ГТС включает строительство, а также увеличение пропускной способности уже имеющихся магистральных, промысловых и распределительных газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций» [17].

Транспортировка природного газа с арктических месторождений Ямальской и Гыданской НГО осуществляется в двух направлениях:

- по северному коридору с месторождений Бованенковский промышленной группы, представлен МГП Бованенково — Ухта — Торжок 1, 2, 3 (построенные в 2012 - 2023 гг.);
- по центральному коридору с месторождений Южной промышленной группы, Семаковского и Прибрежного кластеров, представлен МГП «Прогресс» (экспортный) Ямбург — Западная граница; системой МГП Ямбург — Тула I, II; системой МГП Ямбург — Елец I, II; системой МГП Ямбург — Поволжье (построены в 1980-х — начале 1990-х гг.).

В табл. 5 представлена оценка перспективности освоения и монетизации ресурсов природного газа, находящихся в зоне СПГ (по данным ПАО НОВАТЭК).

Таблица 5  
Оценка перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов зоны СПГ<sup>9</sup>

Месторождение	Расположение	Описание проекта	Транспортировка СПГ	Срок
<i>Ресурсная база проекта Ямал СПГ, ПАО НОВАТЭК</i>				
ГКМ Южно-Тамбейское	Северо-восточное побережье п-ова Ямал с выходом под акваторию Обской губы	Разработка ГКМ осуществляется посредством эксплуатации 208 наклонно-направленных скважин. Разработана технология сжижения «Арктический каскад», в основе которой заложено использование арктического климата. Четыре технологические линии по производству СПГ ПМ	Сформирован флот из 15 танкеров ледового класса Arc7	2017 г.

<sup>9</sup> Источник: составлено автором.

		17,4 млн т (24 млрд м <sup>3</sup> )/год, фактически в 2022 г. — 21 млн т (29 млрд м <sup>3</sup> ). Транспортно-инфраструктурные объекты: - аэропорт Сабетта, - терминал (порт) Сабетта		
<i>Ресурсная база проекта Арктик СПГ 2, ПАО НОВАТЭК</i>				
НГКМ Салмановское (Утреннее) (суша/шельф)	Северная часть п-ова Гыдан, частично на восточном берегу Обской губы с выходом под акваторию	Завод СПГ на основаниях гравитационного типа (ОГТ) Три технологические линии по производству СПГ ПМ 19,8 млн т (27,3 млрд м <sup>3</sup> )/год — СПГ; 1,6 млн т/год ГК. Строительство транспортно-инфраструктурных объектов: - аэропорт Утренний, - терминал (порт) Утренний	Формируется флот из 21-го танкера ледового класса Arc7: - ССК «Звезда» — 15 танкеров; - Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME) — 6 танкеров (после разрыва контракта в 2022 г., произошла смена контрагента). Сроки сдачи танкеров синхронизированы с запуском линий	2023 г. (1-я линия), 2024, 2026 гг.
ГМ Штормовое (суша/шельф)	Северная часть п-ова Гыдан, с выходом под акваторию сочленения Обской и Гыданской губ			
<i>Ресурсная база проекта Обский ГХК и СПГ, ПАО НОВАТЭК</i>				
ГМ Верхнетийский	Восточная часть п-ова Ямал	Ведутся проектные изыскания. Завод по производству СПГ: в июне 2022 г. принято решение о применении технологии сжижения «Арктический каскад», три технологические линии по производству СПГ, ПМ — 4,8 млн т (6,6 млрд м <sup>3</sup> )/год Завод ГХК: производство из СПГ — 2,2 млн т аммиака, 130 000 т водорода	Ожидается принятие инвестиционного решения.	возможно, после 2024 г., в сентябре 2022 г. объявлено о приостановке проекта
ГКМ Западно-Сеяхинское				
НГКМ Арктическое				
НГКМ Нейтинское				
<i>Ресурсная база Арктик СПГ 1</i>				
ГМ Гыданское	Север п-ова Гыдан	Ведутся ГРП и доразведка месторождений. Арктик СПГ 1	Ожидается принятие инвестиционного решения по проекту Арктик СПГ 1 в конце 2023 г.	возможно, после 2027 г.
ГКМ Солетско-Ханавейское				
НГКМ Геофизическое	Север п-ова Гыдан на восточном берегу	будет реализован по проекту Арктик СПГ 2	Контрагенты и инвесторы для строительства танкеров	
ГМ Трехбугорное	Обской губы, с выходом под	Проект включает: - три технологические линии по про-		
ГКМ Восточно-Бугорное				

ГКМ им.В.И. Гири (Бухаринский участок недр)	акваторию Обской губы (Геофизическое)	изводству СПГ, ПМ 19,8 млн т (27,3 млрд м <sup>3</sup> )/год — СПГ; 1,6 млн т/год ГК; - грузовой терминал в Тазовском районе в зоне ответственности Арктик СПГ 1	проекта Арктик СПГ 1 не определены.	
<i>Ресурсная база проекта Арктик СПГ 3, ПАО НОВАТЭК</i>				
ГКМ Северо-Обское	Северная часть акватории Обской губы	Ведется разведочное бурение. Параметры производства и технология СПГ не утверждены. Предполагаемая ПМ — 19,8 млн т (27,3 млрд м <sup>3</sup> )/год — СПГ.	Параметры танкерного флота для проекта Арктик СПГ 3 не определены	идёт изучение ресурсной базы

СПГ-кластер выделен в соответствии с проектами по строительству заводов СПГ ПАО НОВАТЭК, а также долгосрочной программой развития СПГ в РФ. Организация производства и транспортировки СПГ позволяет дифференцировать направления поставок, преодолевая санкционные рестрикции в отношении трубопроводного газа [18, Козьменко С.Ю., Маслобоев В.А., Матвишин Д.А.], «является инструментом экономического освоения регионального пространства, направлена на формирование устойчивой модели развития АЗРФ» [19, Агарков С.А., Богоявленский В.И. и др.].

Помимо вышеуказанных зон освоения ресурсов природного газа можно выделить третью зону (табл. 6), куда вошли перспективные месторождения Тамбейской и Минховской промышленных групп с неопределённой схемой транспортировки газовых ресурсов.

Таблица 6

Оценка перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов Тамбейской и Минховской промышленных групп<sup>10</sup>

Месторождение	Расположение	Описание проекта	Транспортировка СПГ	Срок
<i>Тамбейская промышленная группа, проекты СП ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча» (7,3 трлн м<sup>3</sup>)</i>				
НГКМ Тамбейское (Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Тасийское, Малыгинское). Ресурсная база КПЭГ в Усть-Луге.	Северо-восточное побережье п-ова Ямал	Ведутся ГРП и доразведка месторождений с применением метода наклонно-направленного бурения. Разработка ТЭО вертикально интегрированного проекта по добыче, транспортировке и переработке ПГ	Рассматривается несколько вариантов транспортировки: - ГП-подключение УКПГ НГКМ Тамбейское — УКПГ ГКМ Крузенштернское — УКПГ НГКМ Бованенковское, далее по северному коридору Арктической ГТС; - строительство СПГ завода	2026 г.
<i>Минховский кластер, проект ПАО «НК Роснефть»</i>				
ГМ Восточно-Минховское ГМ Минховское	Южное побережье п-ва Гыдан	Ведутся ГРП и доразведка ГМ с применением метода общей глу-	Рассматривается несколько вариантов транспортировки:	идёт изучение ресурсной

<sup>10</sup> Источник: составлено автором.

		биной точки, уточнён объём запасов. При освоении ГМ применена технология с применением струйных насосов (Jet Pump), используемая ранее для нефтяных объектов. Подготовлены перспективные объекты, в том числе не учтенные на гос. балансе УС РФ	- поставка газа в ГТС ПАО «Газпром» на основе создания СП Роснефти и Газпромнефти с использованием инфраструктуры НГКМ Восточно-Мессояхское; - строительство СПГ завода	базы
--	--	---	---	------

Тамбейская промышленная группа является зоной ответственности совместного предприятия СП ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча». Месторождения данной группы представляют собой ресурсную базу комплекса по переработке этансодержащего газа (КПЭГ) в Усть-Луге, однако схема транспортировки на данный момент не утверждена, как и для Минховского промышленного кластера, который находится в зоне ответственности ПАО «НК Роснефть», где рассматривается несколько вариантов монетизации газовых ресурсов: поставка газа в ГТС ПАО «Газпром» на основе создания СП Роснефти и Газпромнефти с использованием инфраструктуры НГКМ Восточно-Мессояхское, строительство СПГ-завода.

### **Заключение**

1. Как показала оценка пространственного распределения газовых ресурсов в АЗРФ ЗСНГП, наименее изученной, но в то же время перспективной с точки зрения открытия крупных месторождений природного газа является северная и северо-западная часть ЗСНГП, к которой относится Ямальская и Гыданская НГО, включая прилегающую акваторию Карского моря, Обской, Тазовской и Гыданской губ. Именно с данными НГО на фоне падающей добычи в Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО по всем основным параметрам (количество открытых месторождений, разведанных запасов углеводородов, диапазону продуктивности и др.) связывают основные перспективы роста ресурсной базы природного газа.

2. Промышленная газоносность установлена во всех нефтегазоносных районах Ямальской и Гыданской НГО, однако по отдельным НГР данный показатель разнится. Степень промышленной «разведанности запасов природного газа Ямальской НГО достаточно высока» [11, Щеголькова А.А.], коэффициент разведанности по всей НГО достигает 0,7, что говорит о том, что нефтегазоносность на данной НГО установлена и достаточно плотно изучена. Зона Гыданской НГО характеризуется неравномерностью распределения ресурсов свободного газа как по разрезу, так и по площади. Степень промышленной разведанности запасов природного газа всей Гыданской НГО невысока, коэффициент разведанности — 0,22. Основная причина кроется в том, что на сегодняшний день ГРП имеют преимущественно локальный характер, концентрируются в границах лицензионных участков нефтегазовых компаний на конкретных нефтегазоперспективных объектах и месторождениях. Структура запасов данных нефтегазоносных областей достаточно сложная и неравнозначная: как по глубине залегания



и характеру продуктивности, так и по причине удалённости от ЕСГ России, районов с развитой социальной и транспортной инфраструктурой.

3. Истощение базовых месторождений в Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО ставит вопрос о смещении сырьевой базы газовой отрасли в труднодоступные районы Ямальской и Гыданской НГО, включая акваторию Карского моря, Обской, Тазовской и Гыданской губ, что предполагает создание с нуля добывающей, транспортной и социальной инфраструктуры с обязательной синхронизацией в части: поисково-разведочных работ, ввода комплекса мощностей в добыче и освоении месторождений, транспортировки, хранения, переработки природного газа и его ценных компонентов, распределения среди потребителей. Заявленный в стратегических документах уровень добычи природного газа к 2035 г. на уровне 838,3–1048 млрд м<sup>3</sup> в год в условиях геополитической конфронтации и беспрецедентного санкционного давления требует принятия стратегически выверенных решений по освоению вновь открытых месторождений природного газа и разработке газовых бизнес-проектов. Исходя из горно-геологических характеристик месторождений, природно-климатических условий, экологической безопасности, наличия промышленной и социальной инфраструктуры, а также с учётом сложившейся экономической конъюнктуры освоения арктических запасов природного газа наиболее обоснованным и перспективным на данный момент времени видится расширение ресурсной базы за счёт освоения в Ямальской и Гыданской НГО месторождений-спутников и ряда прибрежных месторождений, уже имеющих развитую добывающую, перерабатывающую, транспортную и социальную инфраструктуру, а также за счёт доразведки открытых и разрабатываемых месторождений и залежей.

4. Исходя из технологии разработки месторождений, схемы переработки и транспортировки, при оценке перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов выделяется зона трубопроводного транспорта и зона СПГ. Зона трубопроводного транспорта Ямальской и Гыданской НГО представлена газовыми кластерами, находящимися в сфере функционирования северного и центрального коридоров Арктической ГТС. При выстраивании оптимальной схемы монетизации природного газа посредством Арктической ГТС перспективным является подключение вновь открытых скважин и месторождений Ямальской и Гыданской НГО к ЕСГ при помощи промысловых трубопроводов. «Для прибрежных месторождений возможны варианты по глубокому бурению и освоению газовых ресурсов с берега с применением наземного бурового оборудования посредством ERD-скважины с последующей транспортировкой углеводородов до береговых технологических комплексов, используя трубопроводную систему, интеграцию морской газотранспортной инфраструктуры в имеющуюся или вновь созданную, по примеру реализуемых газовых проектов в Обской и Тазовской губе» [17, Щеголькова А.А.].

Зона СПГ представлена месторождениями, являющимися ресурсной базой как реализуемых, так и потенциальных проектов СПГ ПАО НОВАТЭК, находящихся в районе высокой степени труднодоступности — северо-восточное и восточное побережье Ямальского полу-

острова и север полуострова Гыдан, включая акваторию. Оптимальными при проектировании СПГ-проектов в АЗРФ будут являться проверенные технологии производства сжиженного газа: «Арктический каскад», в основе которой заложено использование особенностей арктического климата, отечественные технологии и оборудование (Ямал СПГ), а также производство линий сжижения на основаниях гравитационного типа (Арктик СПГ 2) при условии синхронизации со строительством танкеров ледового класса Arc7.

### Список источников

1. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E. Geological structure and petroleum potential of the Kara Sea shelf // *Doklady Earth Sciences*. 2019. Vol. 489. No. 1. Pp. 1289–1293. DOI: <https://doi.org/10.1134/S1028334X19110229>
2. Ананенков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. Москва: Газоил пресс, 2010. 303 с.
3. Лаверов Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // *Арктика: экология и экономика*. 2016. № 2 (22). С. 4–13.
4. Скоробогатов В.А., Кабалин М.Ю. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. // *Neftegaz.RU*. 2019. № 11 (95). С. 36–51.
5. Лохов А.С., Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б., Тутыгин А.Г. Географо-экологическое районирование трассы нефтепровода по степени опасности воздействия на окружающую среду при аварийных разливах нефти в Арктике // *Теоретическая и прикладная экология*. 2020. № 4. С. 43–48. DOI: <https://doi.org/10.25750/1995-4301-2020-4-043-048>
6. Рахмангулов Р.Р., Юсупов Р.Р., Рассказов А.А. В поисках юрского периода: бурение глубоких горизонтальных скважин в зонах АВПД // *Бурение и нефть*. 2019. № 12. С. 42–45.
7. Kozmenko S., Teslya A., Fedoseev S. Maritime economics of the Arctic: Legal regulation of environmental monitoring // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2018. Vol. 180 (1). Art. 012009. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/180/1/012009>
8. Фадеев А.М., Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике. Апатиты: Кольский научный центр Российской академии наук, 2019. 289 с. DOI: <https://doi.org/10.25702/KSC.978.5.91137.407.5>
9. Конторович В.А. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских (берриас-нежнеапских) отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря // *Геология и геофизика*. 2020. Т. 61. № 12. С. 1735–1755. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG2020154>
10. Люгай Д.В., Соин Д.А., Скоробогатько А.Н. Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря // *Научно-технический сборник. Вести газовой науки*. 2017. № 3 (31). С. 29–35.
11. Щеголькова А.А. Пространственная организация освоения газовых ресурсов Ямальской нефтегазоносной области // *Арктика и Север*. 2021. № 45. С. 61–74. DOI: <https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2021.45.61>
12. Kontorovich A.E. Ways of developing oil and gas resources in the Russian sector of the Arctic // *Herald of the Russian Academy of Sciences*. 2015. Vol. 85. No. 3. Pp. 213–222. DOI: <https://doi.org/10.1134/S1019331615030120>
13. Agarkov S.A., Kozmenko S.Y., Saveliev A.N., Ulchenko M.V., Shchegolkova A.A. Spatial organization of economic development of energy resources in the Arctic region of the Russian Federation // *Journal of Environmental Management and Tourism*. 2018. Vol. 9. No. 3 (27). Pp. 605–623. DOI: [https://doi.org/10.14505/jemt.v9.3\(27\).21](https://doi.org/10.14505/jemt.v9.3(27).21)
14. Kokko K.T., Buanes A., Koivurova T. et al. Sustainable mining, local communities and environmental regulation // *Barents Studies: Peoples, Economies and Politics*. 2015. Vol. 2 (4). No. 1. Pp. 51–81.
15. Торопова Т.Н. Конторович В.А. История тектонического развития и нефтегазаносность центральной части полуострова Гыданский (север-восток Западной Сибири) // *Нефтегазовая гео-*

- логия. Теория и практика. 2019. Т. 14. № 3. 25 с. DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/28\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2019)
16. Конторович В.А., Торопова Т.Н., Щербаненко В.М. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Гыданской нефтегазоносной области (Подпимская региональная клиноформа) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2022. Т. 17. № 4. DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/37\\_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/37_2022)
  17. Щеголькова А.А. Пространственная организация Арктической газотранспортной системы // Региональные проблемы преобразования экономики. 2022. № 10 (144). С. 11–18. DOI: <https://doi.org/10.26726/1812-7096-2022-10-11-18>
  18. Козьменко С.Ю., Маслобоев В.А., Матвишин Д.А. Обоснование экономического преимущества морской транспортировки арктического природного газа в виде СПГ // Записки Горного института. 2018. Т. 233. С. 554–560. DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2018.5.554>
  19. Глобальные тенденции освоения энергетических ресурсов Российской Арктики. Часть. I. Тенденции экономического развития Российской Арктики / Под науч. ред. Агаркова С.А., Богоявленского В.И., Козьменко С.Ю. и др. Апатиты: ФИЦ КНЦ РАН, 2019. 170 с.

## References

1. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E. Geological Structure and Petroleum Potential of the Kara Sea Shelf. *Doklady Earth Sciences*, 2019, vol. 489, no. 1, pp. 1289–1293. DOI: <https://doi.org/10.1134/S1028334X19110229>
2. Ananekov A.G., Mastepanov A.M. *Gazovaya promyshlennost' Rossii na rubezhe XX i XXI vekov: nekotorye itogi i perspektivy: monografiya* [Russian Gas Industry at the Turn of the 20th and 21st Centuries: Some Results and Prospects]. Moscow, Gazoil Press Publ., 2010, 303 p.
3. Laverov N.P., Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V. Fundamental Aspects of the Rational Development of Oil and Gas Resources of the Arctic and Russian Shelf: Strategy, Prospects and Challenges. *Arktika: ekologiya i ekonomika* [Arctic: Ecology and Economy], 2016, no. 2 (22), pp. 4–13.
4. Skorobogatov V.A., Kabalin M.Yu. Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg. [West Arctic Shelf of Northern Eurasia: Reserves, Resources and Hydrocarbon Production up to 2040 and 2050]. *Neftegaz.RU*, 2019, no. 11 (95), pp. 36–51.
5. Lokhov A.S., Gubaidullin M.G., Korobov V.B., Tutygin A.G. Geographical and Ecological Land Zoning of Onshore Oil Pipeline Location by Level of Hazard to Environment from Emergency Oil Spills in Arctic Region. *Theoretical and Applied Ecology*, 2020, no. 4, pp. 43–48. DOI: <https://doi.org/10.25750/1995-4301-2020-4-043-048>
6. Rakhmangulov R.R., Yusupov R.R., Rasskazov A.A. Searching for the Jurassic Period: Drilling Deep Horizontal Wells under HPHT Conditions. *Burenie i Neft'* [Drilling and Oil], 2019, no. 12, pp. 42–45.
7. Kozmenko S., Teslya A., Fedoseev S. Maritime Economics of the Arctic: Legal Regulation of Environmental Monitoring. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, vol. 180 (1), art. 012009. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/180/1/012009>
8. Fadeev A.M., Cherepovitsyn A.E., Larichkin F.D. *Strategicheskoe upravlenie neftegazovym kompleksom v Arktike* [Strategic Management of the Oil and Gas Complex in the Arctic]. Apatity, KSC RAS Publ., 2019, 289 p. DOI: <https://doi.org/10.25702/KSC.978.5.91137.407.5>
9. Kontorovich V.A. A Model of the Geologic Structure and the Oil and Gas Prospects of Neocomian (Berriasian-lower Aptian) Sediments of the West Siberian Arctic Regions and the Kara Sea Shelf. *Geologiya i Geofizika* [Russian Geology and Geophysics], 2020, vol. 61, no. 12, pp. 1735–1755. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG2020154>
10. Lyugay D.V., Soin D.A., Skorobogatko A.N. Features of Oil-Gas-Bearing Capacity of Yamal Peninsular in Respect to Estimation of Prospects for a Southern Part of Kara Sea. *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik. Vesti gazovoy nauki* [Scientific and technical collection. News of gas science], 2017, no. 3 (31), pp. 29–35.
11. Shchegolkova A.A. Spatial Organisation of Gas Resources Development in the Yamal Oil and Gas Bearing Region. *Arktika i Sever* [Arctic and North], 2021, no. 45, pp. 61–74. DOI: <https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2021.45.61>

12. Kontorovich A.E. Ways of Developing Oil and Gas Resources in the Russian Sector of the Arctic. *Herald of the Russian Academy of Sciences*, 2015, vol. 85, no. 3, pp. 213–222. DOI: <https://doi.org/10.1134/S1019331615030120>
13. Agarkov S.A., Kozmenko S.Y., Saveliev A.N., Ulchenko M.V., Shchegolkova A.A. Spatial Organization of Economic Development of Energy Resources in the Arctic Region of the Russian Federation. *Journal of Environmental Management and Tourism*, 2018, vol. 9, no. 3 (27), pp. 605–623. DOI: [https://doi.org/10.14505/jemt.v9.3\(27\).21](https://doi.org/10.14505/jemt.v9.3(27).21)
14. Kokko K.T., Buanes A., Koivurova T. et al. Sustainable Mining, Local Communities and Environmental Regulation. *Barents Studies: Peoples, Economies and Politics*, 2015, vol. 2 (4), no. 1, pp. 51–81.
15. Toropova T.N., Kontorovich V.A. Structural History and Petroleum Potential of the Central Part of the Gydan Peninsula (Northeast of Western Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies], 2019, vol. 14, no. 3, 25 p. DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/28\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2019)
16. Kontorovich V.A., Toropova T.N., Shcherbanenko V.M. Model of Geological Structure and Petroleum Perspective of Neocomian Strata Belonging to Gydan Area (Underpim Regional Clinoform). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies], 2022, vol. 17, no. 4. DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/37\\_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/37_2022)
17. Shchegolkova A.A. Spatial Organization of the Arctic Gas Transportation System. *Regional'nye Problemy Preobrazovaniya Ekonomiki* [Regional Problems of Economic Transformation], 2022, no. 10 (144), pp. 11–18. DOI: <https://doi.org/10.26726/1812-7096-2022-10-11-18>
18. Kozmenko S.Yu., Masloboev V.A., Matviishin D.A. Justification of Economic Benefits of Arctic LNG Transportation by Sea. *Zapiski Gornogo Instituta* [Journal of Mining Institute], 2018, vol. 233, pp. 554–560. DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2018.5.554>
19. Agarkov S.A., Bogoyavlensk V.I., Kozmenko S.Yu. et al., eds. *Global'nye tendentsii osvoeniya energeticheskikh resursov Rossiyskoy Arktiki. Chast'. I. Tendentsii ekonomicheskogo razvitiya Rossiyskoy Arktiki* [Global Trends in the Development of Energy Resources in the Russian Arctic. Part. I. Trends in Economic Development of the Russian Arctic]. Apatity, KSC RAS Publ., 2019, 170 p.

*Статья поступила в редакцию 10.04.2023; одобрена после рецензирования 16.05.2023;  
принята к публикации 17.05.2023*

*Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов*