

Доклад подготовлен экспертным проектом N. Trans Lab

СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ

ГРУЗОВАЯ БАЗА

2



Существующие риски заставляют более трезво оценивать перспективы формирования грузовой базы СМП по сравнению с официальными планами

N. Trans Lab



2023



В соответствии Планом развития Северного морского пути до 2035 года, утвержденным Правительством России (Распоряжение от 1 августа 2022 года №2115-р <http://government.ru/docs/46171/>), основу грузовой базы транспортной магистрали должны составить углеводороды.

Основными грузами на Северном морском пути, согласно Плану, станет нефть арктических месторождений (35,6 млн тонн в 2024 г.; 103 млн тонн – в 2030 году; 102,9 млн тонн – в 2035 году), сжиженный природный газ с российских арктических проектов (вывоз СПГ по СМП, согласно Плану, должен вырасти до 32,9 млн тонн в 2024 году, 64,1 млн в 2030 и 67,6 млн в 2035 г.), уголь сарыдайского

месторождения (до 12 млн тонн в год).

Таким образом, углеводороды, согласно Плану, должны составить от 3/4 до 4/5 общего объема перевозки по СМП.

Оставшиеся около 20-25 % перевозки грузов должны занять поставки по «северному завозу», оборудование для арктических проектов, цветные металлы (медь и никель) и транзит.

Доля транзита на маршруте к 2035 году будет занимать не более 6 % (объем транзитных грузов за этот же период должен возрасти до 10 млн тонн).

Рассмотрим ниже влияние основных видов грузов – углеводородов - на объем потенциальной грузовой базы СМП и связанные с этим риски.

Таблица 1. Прогнозируемый объем грузопотока по СМП в соответствии с Планом развития СМП до 2035 года, млн. тонн

Проект	Грузоотправитель	Груз	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
Новый Порт	ПАО "Газпром нефть"	Нефть	6,14	5,56	4,71	4,38	4,05	3,73	3,46	3,14	2,09
Восток Ойл	ПАО "Роснефть"	Нефть	0	30	35	40	50	65	80	100	100
Ямал СПГ	ПАО "НОВАТЭК"	СПГ	20	19,7	19,9	19,3	19,4	19,7	20	19,5	19,5
Арктик СПГ-1	ПАО "НОВАТЭК"	СПГ	0	0	0	0	2,3	7	13,1	17,9	21,5
Арктик СПГ-2	ПАО "НОВАТЭК"	СПГ	3,6	12,6	14,4	21,2	21,6	21,6	21,5	21,4	21,4
Обский ГХК	ПАО "НОВАТЭК"	Амиак, водород	0	0,6	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Норильский никель	ПАО "ГМК "Норильский никель"	Цветные металлы	0,96	0,96	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Сарыдасайское месторождение	ООО "Северная звезда"	Кокс. уголь	1,8	3,5	5,3	7	7	7	12	12	12
Баимское месторождение	ООО "Горнодобывающая компания Баимская"	Цветные металлы	0	0	0	0	0,34	1,13	1,35	1,38	1,01
Прочие проекты			0,3	0,31	0,31	0,31	0,44	0,78	0,78	0,77	0,75
Прочее (грузы обеспечения, "северный завоз", транзит)			14,02	16,78	24,41	25,92	28,4	32,37	34,07	34,08	53,58
ИТОГО			46,82	90,01	110,21	124,39	139,81	164,59	192,54	216,45	238,11

Источник: ПРИЛОЖЕНИЕ к плану развития Северного морского пути на период до 2035 года

Нефть

С 2023 до 2035 года объем нефти, перевозимой по СМП, должен вырасти с 6 млн. тонн в 2023 году до 103 млн. тонн к 2030 году, а доля этого груза в общем объеме перевозки за указанный период должна вырасти с 13 до 48%.

Если в 2023 году по СМП предполагается перевозить исключительно нефть, добытую в рамках проекта Газпромнефти «Новый порт» то, начиная с 2024 года, базу грузопотока по СМП должна обеспечить нефть проекта Роснефти «Восток Ойл».

Таблица 2. Прогнозируемая динамика перевозки нефти по СМП, млн. тонн

Проект	Грузоотправитель	Груз	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
Новый Порт	ПАО "Газпром нефть"	Нефть	6,14	5,56	4,71	4,38	4,05	3,73	3,46	3,14	2,09
Восток Ойл	ПАО "Роснефть"	Нефть	0	30	35	40	50	65	80	100	100
ИТОГО			6,14	35,56	39,71	44,38	54,05	68,73	83,46	103,14	102,09

Источник: ПРИЛОЖЕНИЕ к плану развития Северного морского пути на период до 2035 года

Риски грузовой базы проекта «Восток Ойл»

Риск 1: Низкая реальная геологическая изученность месторождений проекта «Восток Ойл»

По утверждению «Роснефти», «Восток Ойл» обладает уникальным потенциалом, который выводит его на первое место по привлекательности среди нефтегазовых проектов, которые сейчас реализуются в мире. «Извлекаемые подтвержденные запасы» проекта компания оценивает в 6,5 млрд т нефти.

«Восток Ойл» объединяет ресурсную базу крупнейших месторождений Ванкорского, Пайяхского кластера, Западно-Иркинского участка и ряда других.

При этом, серьезную озабоченность экспертов вызывает несоответствие: уверенность, с которой «Роснефть» говорит о гигантских запасах «Восток Ойл», и его реальная геологическая изученностью.

Так, по состоянию на 2022 год, разведанные запасы Пайяхского месторождения составляли лишь около 48 млн. тонн (разведанность около 7%), Западно-Иркинского месторождения – всего 9 млн. тонн (разведанность – 2%). В целом по состоянию на начало 2021 года, по данным Федерального

агентства по недропользованию, разведанные запасы месторождений проекта составляли лишь около 600 млн. тонн (которых при планируемом максимальном объеме добычи в 115 млн. тонн хватит на 5-6 лет), остальные же запасы являются чисто гипотетическими.

Рис. 1. Месторождения и планируемая инфраструктура проекта «Восток Ойл»



В связи с этим большие сомнения у экспертов вызывают обязательства «Роснефти» уже к 2024 году вывести добычу нефти на проекте на уровень 30 млн т. Реальная оценка – не более 20 млн тонн (с учетом добычи на уже эксплуатируемых месторождениях Ванкорского кластера).

Риск 2: Проблемы формирования необходимой инфраструктуры для вывоза нефти по СМП

Разработку Пайяхского или Западно-Иркинского месторождения нельзя начать без готового нефтепровода к порту «Бухта Север». В ноябре 2021 года «Роснефть» заявила о завершении проектных изысканий по проекту и начале строительства этого нефтепровода. Его протяженность составит 770 км, на маршруте планируется построить семь нефтеперекачивающих станций. С учетом того, что работы ведутся в условиях вечной мерзлоты и арктического климата, задача с нуля построить такой объект за два года представляется сложнореализуемой.

Еще более сложной является задача транспортировки нефти проекта «Восток Ойл» потребителям по СМП. Так, в соответствии с Планом развития СМП до 2035 года, уже в 2024 году «Восток Ойл» должен отгрузить для перевозки по этой морской магистрали 30 млн. тонн нефти.

По расчетам, при вывозе нефти на терминалы морского порта Мурманск, один танкер дедвейта 120 тыс. тонн арктического ледового класса Arc7 при круглогодичной работе может обеспечить вывоз в год 3 млн. тонн нефти.

Таким образом, чтобы обеспечить уровень поставок в 30 млн тонн в год, понадобится 10 танкеров,

Длина 293 м
Ширина 49 м
Осадка 14,5 м
Дедвейт 120 100 т
Скорость 18 уз
Ледовый класс Arc7

Танкер-челнок проекта 120K



Судостроительная верфь	Контракт, ед.	В постройке, ед.	Планируемый ввод в эксплуатацию	Расчетная потребность проекта, ед.
ООО «ССК «Звезда»	10	0	Вся серия до 2027 г.	25 (70% объема на запад, 30% - на восток)
Итого	10	0	-	

Рис. 2. Танкеры для проекта «Восток Ойл»

а с учетом проведения регламентного ремонта судов – 11 танкеров.

При экспорте нефти в восточном направлении (например, в порт Шанхай), учитывая большую дальность перевозки, для вывоза прогнозируемого объема нефти понадобится как минимум вдвое больше судов ледового класса.

По состоянию на июль 2023 года АО "Роснефтефлот" заключило контракт с судостроительной компанией «Звезда» (Приморский край) на строительство 10 танкеров из порта «Бухта Север» по трассам СМП.

На текущий момент работы по контракту не начаты и в стадии строительства не находится ни одно из судов для проекта «Восток Ойл», планируемый ввод с эксплуатацию всей серии из 10 танкеров – 2027 год (верфи «Звезды» заняты строительством газозовов для проекта Арктик СПГ-2).

Кроме того, уже в 2024 году из-за относительного дефицита ледоколов проблемой может стать

обеспечение ледокольного сопровождения танкеров при транспортировке на восток – без него скорость суден будет слишком низкой. Таким образом, очевидна несбалансированность Проекта развития СМП в части сроков обеспечения проекта «Восток Ойл» судами ледового класса для вывоза добытой нефти как минимум на период 2024-2027 годов.

Риск 3: Высокая себестоимость добычи и транспортировки потребителям российской арктической нефти

Добыча нефти на новых (в первую очередь арктических) месторождениях России является самой дорогой среди ведущих нефтедобывающих стран мира. Ее себестоимость выше не только нефти Саудовской Аравии и Кувейта, но и той, что добывается США в Мексиканском заливе.

Согласно подсчетам IHS Markit Ltd., добыча российской нефти на суше в среднем обходится чуть дороже \$40 за баррель, а средняя

себестоимость нефти, добытой на российском шельфе, на \$2-3 выше. При этом себестоимость добычи российской арктической нефти на суше (проект «Восток Ойл»)

в 2019-2020 гг. оценивалась российскими же экспертами в \$50-55 за баррель с учетом действующих льгот.

Цену, при которой оправдана добыча нефти на российском арктическом шельфе, А. Новак оценил в \$70-100 за баррель.

Для сравнения, себестоимость добычи нефти в Саудовской Аравии и Кувейте — ниже \$20 за баррель.

В Ираке добыча одного барреля стоит около \$20, чуть выше — в ОАЭ и Иране (сухопутные месторождения). От \$25 до \$30 за баррель — в Габоне, Эквадоре, Нигерии и Иране (морские месторождения). Ниже \$40 за баррель обходится добыча нефти на сухопутных месторождениях в Венесуэле и на шельфе Великобритании. На шельфе США (Мексиканский залив) себестоимость одного барреля около \$40, на шельфе Норвегии — чуть выше \$40.

Себестоимость добычи нефти в Казахстане более \$45, в нефтедобывающих проектах на суше США около \$50, в Азербайджане чуть ниже \$50 — на суше и выше \$65 — на морских месторождениях.

Таким образом, себестоимость нефти «Восток Ойл» одна из самых высоких.

Это при том, что с 2020 года проект пользуется уникальными налоговыми льготами, оцениваемыми приблизительно в 600 млрд руб. (9,4 млрд долл.): возможностью получения налогового вычета по уплате НДС в течение 120 налоговых периодов (10 лет).

В течение 2022-2023 годов произошел ряд событий, существенно повлиявших в худшую сторону на экономику проекта:

▲ введены антироссийские экономические санкции, существенно ограничившие для Роснефти возможности доступа к дешевым финансовым источникам, а также современным технологиям нефтедобычи, что ведет к значительному росту цены безубыточности проекта, вплотную приблизившейся или даже превышающей (по нашей оценке) уровень в \$60 долларов за баррель;

▲ с 5 декабря 2022 года вступило в силу эмбарго Евросоюза на российскую нефть, перевозимую танкерами, что существенно удлинит «транспортное плечо» и, соответственно, увеличит издержки российского нефтяного экспорта;

▲ с 5 декабря 2022 года также начал действовать ценовой потолок в \$60 за баррель на морские поставки этого энергоносителя (которого в той или иной степени придерживается большинство импортеров российской нефти).

Риск 4: Высокая стоимость транспортировки нефти проекта «Восток Ойл» на рынки АТР по СМП в сравнении с транспортировкой по системе действующих трубопроводов Транснефти (Заполярье/Ванкор-Пурпе-Самотлор-ВСТО)

Институт развития технологий ТЭК в октябре 2022 года осуществил сравнительный расчет ожидаемой стоимости транспортировки сырой нефти с Пайяхского месторождения проекта «Восток Ойл» в Китай по маршруту Северного морского пути и по действующей системе трубопроводов Транснефти, конкретно трубопроводу Заполярье/Ванкор-Пурпе-Самотлор-Восточная Сибирь-Тихий Океан (ВСТО).

Расчет показал, что маршрут с использованием системы

трубопроводов существенно экономичнее транспортировки по СМП.

Так, в ценовых условиях 2022 года транспортировка 1 тонны сырой нефти по трубопроводам до порта Козьмино и далее танкером до Шанхая обошлась бы в \$81,33/т, в то время как перевозка Северным морским путем – от \$102,66/т до \$105,1/т в зависимости от наличия или отсутствия ледового класса судна.

Соответственно, существует риск, что под давлением растущих издержек в условиях вероятного долгосрочного снижения спроса на сырую нефть и при сохраняющихся санкционных ограничениях на географию и цену экспорта, произойдет переориентация грузопотока на более дешевый трубопроводный транспорт.





Рис. 3. Карта нефтепроводов Транснефти

Риск 5: Долгосрочное снижение спроса на нефть вследствие энергетического перехода, борьбы за углеродную нейтральность

Необходимость значительного снижения в средне- и долгосрочной перспективе мирового спроса на углеводороды (и сырую нефть в частности) как условие предотвращения негативных последствий глобального потепления является консенсусным мнением экспертов в области энергетики.

Различаются лишь оценки скорости и масштабов этого снижения.

В своем ежегодном отчете World Energy Outlook 2022 (Перспективы мировой энергетики 2022) Международное энергетическое агентство (МЭА) сформировало три сценария развития ситуации в этой сфере на среднесрочный до 2030 года и долгосрочный до 2050 года периоды.

Сценарии отличаются различной оценкой степени и последовательности выполнения странами своих обязательств по снижению объемов углеродных выбросов, принятых в соответствии с заключенными международными соглашениями и заявленными целями ООН в этой области:

- Сценарий Net Zero Emissions by 2050 (NZE) (Чистые нулевые выбросы к 2050 г.) основывается на допущении, что будут предприниматься все необходимые меры для достижения данного целевого показателя, соответствующего заявленным Целям ООН в области устойчивого развития.
- Сценарий Announced Pledges Scenario (APS) (Сценарий заявленных обязательств) учитывает все климатические обязательства, сделанные правительствами по всему миру, и предполагает, что они будут достигнуты полностью и вовремя.
- Сценарий Stated Policies Scenario (STEPS) (Сценарий заявленной

политики) не предполагает, что правительства достигнут всех заявленных целей, но основывается на анализе уже предпринятых ими и планируемых в ближайшем будущем реальных мер.



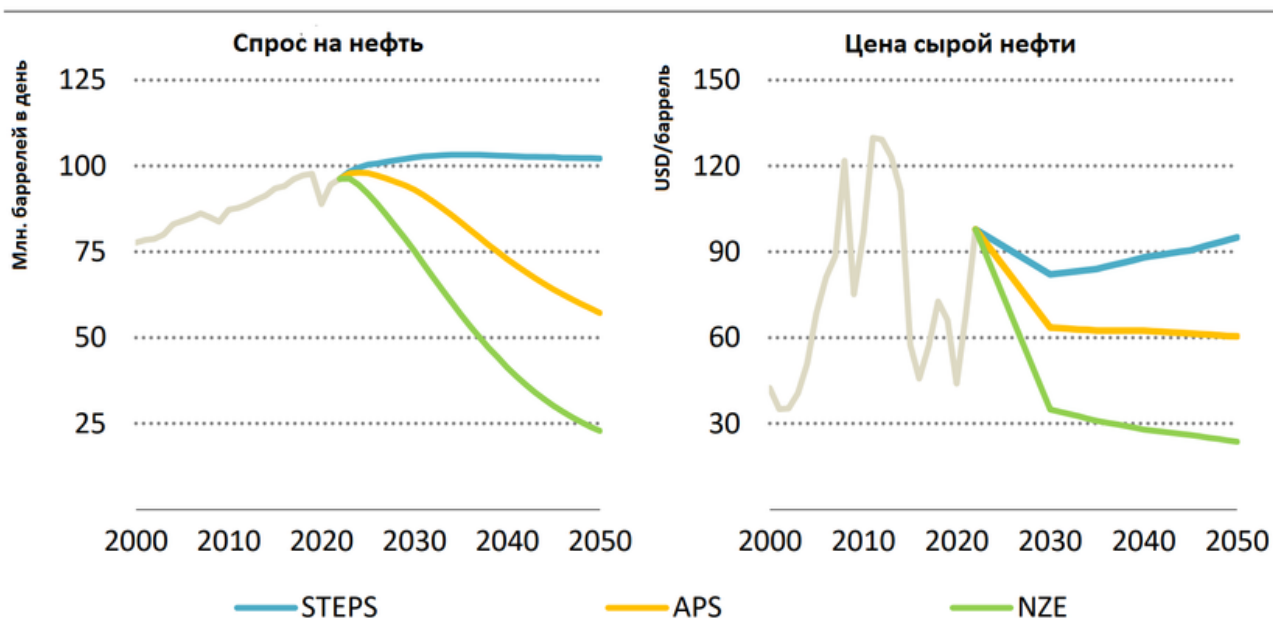


Рис. 4. Прогнозы мирового спроса и цены на сырую нефть

Прогнозы мирового спроса и динамики цен на сырую нефть, основывающиеся на каждом из рассмотренных выше сценариев, приведены на рисунке выше.

Как видим, только в сценарии STEPS в среднесрочной перспективе и на период до 2050 года сохраняется достаточно высокий уровень мирового спроса на нефть (на уровне около 100 млн. баррелей в день с пиком потребления в середине 30-х годов), что способно обеспечить вполне комфортную для проекта «Восток Ойл» рыночную цену около \$90 за баррель.

Таким образом, высоки риски, что в силу перечисленных выше обстоятельств нефть проекта «Восток Ойл» не сможет обеспечить требуемый уровень загрузки Северного морского пути как в среднесрочной, так и в долгосрочной перспективе, либо же этот проект для поддержания жизнеспособности потребует растущих бюджетных и иных внешних дотаций.

Сжиженный природный газ (СПГ)

В соответствии с Планом развития Северного морского пути до 2035 года, значительную долю грузов, перевозимых по СМП (от 25 до 30 процентов), должен составить сжиженный природный газ проектов ПАО «НОВАТЭК» (Ямал СПГ, Арктик СПГ-1 и Арктик СПГ-2). Прогнозируемый Планом объем перевозок СПГ по СМП по годам, в соответствии с Планом, приведен в следующей таблице:

Таблица 3. Прогнозируемая динамика перевозки СПГ по СМП, млн. тонн

Проект	Грузоотправитель	Груз	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
Ямал СПГ	ПАО «НОВАТЭК»	СПГ	20	19,7	19,9	19,3	19,4	19,7	20	19,5	19,5
Арктик СПГ-1	ПАО «НОВАТЭК»	СПГ	0	0	0	0	2,3	7	13,1	17,9	21,5
Арктик СПГ-2	ПАО «НОВАТЭК»	СПГ	3,6	12,6	14,4	21,2	21,6	21,6	21,5	21,4	21,4
ИТОГО			23,6	32,3	34,3	40,5	43,3	48,3	54,9	58,8	62,4

Источник: План развития Северного морского пути до 2035 года

Ямал СПГ

«Ямал СПГ» — интегрированный проект по добыче, сжижению и реализации газа. Оператором проекта и владельцем активов является ОАО «Ямал СПГ». Акционерами ОАО «Ямал СПГ» являются Новатэк (50,1%), французская TotalEnergies (20%), и китайские CNPC (20%) и Фонд Шелкового Пути (9,9%).

Ресурсной базой проекта «Ямал СПГ» является флагманское Южно-Тамбейское месторождение, расположенное на северо-востоке полуострова Ямал. По состоянию на 31 декабря 2021 года доказанные запасы на месторождении составили по разным оценкам от 656 млрд куб. м газа до 954 млрд куб. м газа. Запуск трех линий общей проектной мощностью 16,5 млн тонн (5,5 млн тонн каждая) был реализован раньше запланированного срока.

В декабре 2018 года три линии завода «Ямал СПГ» вышли на полную мощность. Во втором квартале 2021 года была запущена четвертая линия проектной мощностью 0,9 млн тонн СПГ в год, построенная с использованием основного оборудования российского производства. В 2021 году «Ямал СПГ» произвел 19,6 млн тонн СПГ и 0,9 млн тонн стабильного газового конденсата (СГК).

Специально для проекта «Ямал СПГ» были спроектированы и построены 15 уникальных СПГ-танкеров ледового класса Arc7, способные осуществлять навигацию без ледокольной проводки по СМП. За год в среднем с завода отгружается 266 танкерных партий СПГ (19,5 млн тонн) и 21 танкерная партия СГК (0,9 млн тонн).

Проект «Ямал СПГ» реализован полностью, это стабильный бизнес, без какой-либо возможности производственного увеличения выпуска готовой продукции на данный момент. СПГ проект «Ямал СПГ» способен обеспечить СМП грузом в объеме 19,3-20 млн. тонн в год.

Арктик СПГ-2

Проект предусматривает строительство трех технологических линий по производству СПГ мощностью 6,6 млн т в год каждая (всего 19,8 млн т). Ресурсной базой проекта «Арктик СПГ 2» является Утреннее месторождение, расположенное на полуострове Гыдан в ЯНАО, примерно в 70 км от проекта «Ямал СПГ» через Обскую губу. По состоянию на 31 декабря 2021 года объемы доказанных запасов месторождения по разным международным стандартам и оценкам составляли от 537 млрд куб. м газа до 1446 млрд куб. м газа.

Капитальные вложения для запуска проекта на полную мощность оцениваются в

эквиваленте \$21,3 млрд, однако к июню 2023 года предварительная стоимость проекта увеличилась на 17%, примерно до \$25 млрд.

На конец 2021 года участниками проекта являются ПАО «НОВАТЭК» (60%), французский TotalEnergies (10%), китайские CNPC (10%) и CNOOC (10%) и японский Japan Arctic LNG (консорциум Mitsui&Co и JOGMEC, 10%).

Ранее планировалось запустить первую линию в 2023 году, вторую — в 2024-м году, третью — в 2025-м году.

Проект запуска третьей линии сейчас заморожен, первая и вторая также будут запущены с некоторым опозданием, в результате чего проект «Арктик СПГ-2» сможет представить свою продукцию для перевозки по СМП со значительной задержкой.

Арктик СПГ-1

По имеющейся информации, «Арктик СПГ-1» к настоящему моменту не сформирован как инвестиционный проект. Предполагается, что в рамках проекта будет построен завод по производству СПГ мощностью около 20 млн. тонн в год. Ресурсной базой проекта станут Солетско-Ханавейское, Трехбугорное и Геофизическое месторождения на п-ве Гыдан. Концепция, стоимость и источники финансирования проекта, применяемые технологии, способы формирования флота для вывоза продукции на данный момент не определены.

Учитывая проблемы, с которыми сталкивается реализация проекта «Арктик СПГ-2», с высокой вероятностью реализация проекта «Арктик СПГ-1» будет заморожена на неопределенный срок.

Риск 1. Задержка реализации проектов Арктик СПГ-2 и Арктик СПГ-1 в результате роста стоимости капитала, отсутствия доступа к современным технологиям

Санкции Запада не введены напрямую в отношении отечественных проектов по производству СПГ, но закрыли их для инвестиций европейских компаний, а также сделали недоступной закупку иностранного оборудования.

В результате этого проект «Арктик СПГ-2», к моменту ввода санкций реализованный почти на 60%, столкнулся со значительными трудностями, которые ведут к переносу срока ввода производственных линий, вплоть до заморозки (что уже было отмечено выше):

- вышла из проекта американская «Baker Hughes», которая изготавливала 20 специальных газовых турбин, которые должны обеспечить электроэнергию для проекта;

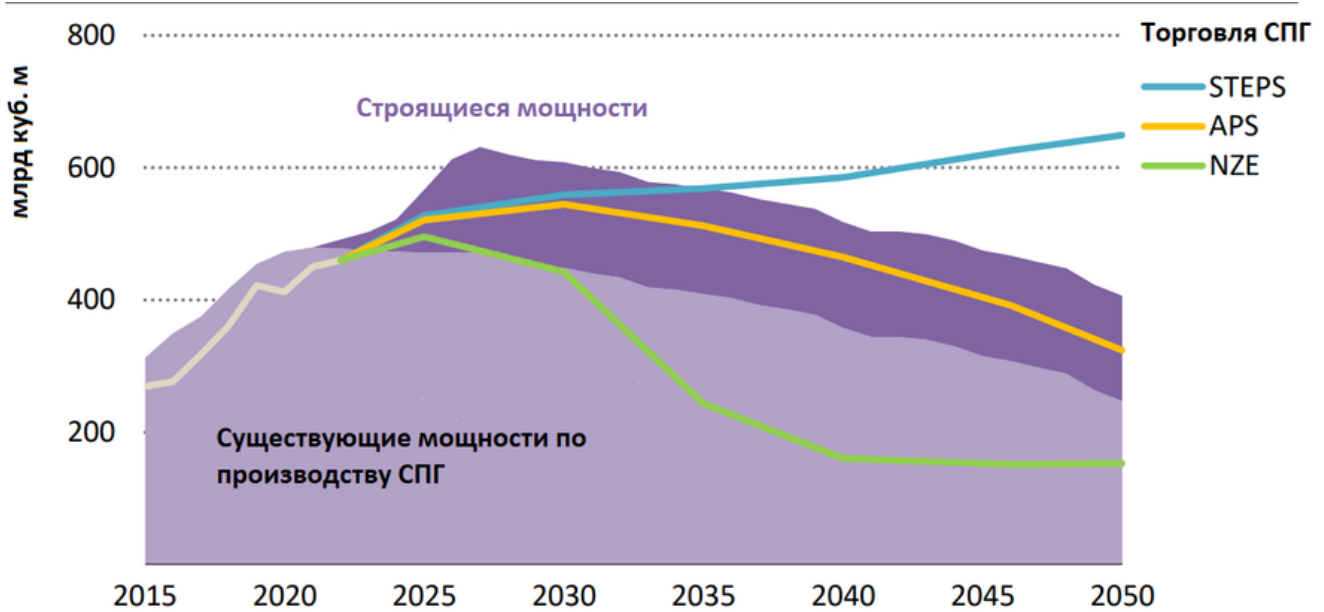
- французский Total и японский консорциум Japan Arctic LNG приостановили участие в финансировании инвестиций без выхода из акционеров проекта;

- возникли сложности с проектным финансированием Арктик-СПГ-2 из-за наложения санкций на ВЭБ, Открытие и Сбербанк. Итальянские банки отказывались переводить контрактный кредитный платеж;

- южнокорейская верфь Daewoo Shipbuilding&Marine Engineering заявила об отмене строительства 3-спг газозовов ледокольного типа, которые предусматривались по проекту;

- задерживается строительство предусмотренных по проекту 15 газозовов на судостроительном заводе «Звезда», т.к. завод, по сути, является сборочным цехом южнокорейских судостроительных компаний, степень локализации незначительна;

- поиск и попытка применения альтернативных технологий уже привела к росту стоимости проекта на 20% с \$21,3 млрд до \$25 млрд.



Источник: World Energy Outlook 2022

Рис 5. Существующие и строящиеся мощности по производству СПГ и объем мировой торговли СПГ в зависимости от сценария, 2015-2050 годы

Риск 2. Долгосрочное снижение спроса на природный газ (включая СПГ) вследствие энергетического перехода, борьбы за углеродную нейтральность

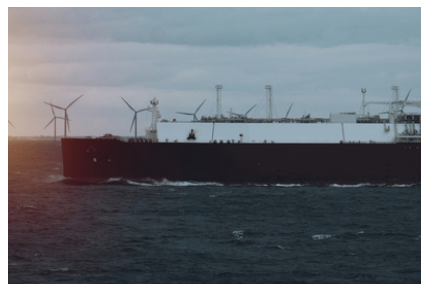
Прогнозы Международного энергетического агентства по поводу динамики международной торговли СПГ и обеспеченности этой динамики мощностями по производству СПГ в зависимости от сценария представлены на Рисунке 5.

Как видим, вплоть до 2030 года независимо от выбранного сценария прогнозируемые объемы мировой торговли с некоторым профицитом будут обеспечены существующими или строящимися (запланированными к строительству) мощностями по производству СПГ.

В сценарии STEPS к 2050 г. потребуется дополнительно 240 млрд куб. м в год экспортных мощностей СПГ к существующим в настоящее время или

находящимся в стадии строительства. По мнению Международного энергетического агентства, основными источниками роста поставок СПГ в этот период будут Кувейт и Восточная Африка. Широкая востребованность дорогого газа арктических проектов и в этом сценарии не гарантирована.

Профицит мощности по производству СПГ в случае реализации сценариев APS или NZE обострит конкуренцию между производителями и приведет к вытеснению с мирового рынка производства с относительно высокой себестоимостью, в числе которых, при определенных условиях (рассматриваемых ниже), могут оказаться проекты Арктик СПГ-2 и Арктик СПГ-1.



Риск 3. Опасность вытеснения российского арктического СПГ с мировых рынков производителями с более низкой себестоимостью производства и доставки

Рост страновых рисков и, как следствие, отсутствие доступа к альтернативным дешевым заимствованиям неизбежно приводит к росту стоимости капитала. Пример и степень такой зависимости приведены в Таблице 4 (стр. 9), где рассчитана полная себестоимость производства и доставки СПГ из российской Арктики и США соответственно при различных уровнях стоимости капитала (внутренней нормы доходности, IRR).

В качестве примера взяты российские арктические проекты: реализованный «Ямал СПГ» и находящийся в процессе реализации «Арктик СПГ-2», а также реализованные в США проекты производства СПГ «первой волны» и реализуемые проекты «второй волны», отличающиеся уровнем удельных капитальных затрат (соответственно \$861/т и \$500/т).

Таблица 4. Расчет полной себестоимости СПГ в АТР при различной стоимости капитала (IRR=5%, 10%, 15%), \$/Млн. БТЕ

Проекты	Капитальные затраты	Стоимость газа	Транспорт в АТР	Полная себестоимость
IRR=5%				
Ямал СПГ (\$1636/т)	2,91	0	2,2	5,1
Арктик СПГ-2 (\$1262/т)	2,25	0	2,2	4,5
США "первая волна" (\$816/т)	1,46	3,3	2	6,8
США "Вторая волна" (\$500/т)	0,89	3,3	2	6,2
IRR=10%				
Ямал СПГ (\$1636/т)	4,58	0	2,2	6,7
Арктик СПГ-2 (\$1262/т)	3,6	0	2,2	5,8
США "первая волна" (\$816/т)	2,3	3,3	2	7,6
США "Вторая волна" (\$500/т)	1,4	3,3	2	6,7
IRR=15%				
Ямал СПГ (\$1636/т)	6,71	0	2,2	8,9
Арктик СПГ-2 (\$1262/т)	5,17	0	2,2	7,4
США "первая волна" (\$816/т)	3,34	3,3	2	8,6
США "Вторая волна" (\$500/т)	2,05	3,3	2	7,3

Таблица составлена на основе расчета, приведенного в статье.

Таким образом, при IRR равном или превышающем 15% СПГ арктических проектов проигрывает в конкурентоспособности не только кувейтскому и нигерийскому, но даже американскому.

Риск 4. Введение странами G7 (в первую очередь Евросоюзом) эмбарго на импорт российского СПГ

В настоящее время действует эмбарго Евросоюза на импорт российского трубопроводного газа, на СПГ эмбарго не

В распространяется, однако сохраняется риск его введения по мере дальнейшего обострения взаимоотношений с ЕС и НАТО.

Введение такого ограничения приведет к необходимости переориентации сбыта на другие рынки (преимущественно на страны АТР и Южной Азии, пока действовала пропорция вывоза: 70% - Запад, 30% - Восток), удлинению транспортного плеча, необходимости содержать большой по размеру флот ледового класса и, соответственно, увеличению транспортных издержек, что еще больше ухудшит финансовые показатели проектов.

Риск 5. Проблемы с вывозом арктического СПГ в связи с дефицитом газозовов ледового класса

Расчетная потребность проекта "Арктик СПГ-2" оценивается в 20 газозовов (при условии вывоза 70% объема в западном направлении, 30% – в восточном направлении) и 2 танкера-продуктовоза для вывоза газового конденсата. Законтрактованное к строительству количество судов для проекта «Арктик СПГ-2» и запланированные первоначально сроки их строительства представлены на рисунке на стр. 10.

Длина **300 м**
 Ширина **47-48,8 м**
 Осадка **11,7 м**
 Дедвейт **81 000 т**
 Вместимость **172 тыс. м³**
 Скорость **19,5 уз**
 Ледовый класс **Arc7**



Судостроительная верфь	Контракт, ед.	В постройке, ед.	Планируемый ввод в эксплуатацию	Расчетная потребность проекта, ед.
ООО «ССК «Звезда»	15	3	Головное – март 2023 г. Вся серия до 2025 г.	22 <i>(70% объема на запад, 30% - на восток)</i>
Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (Корея)	3	3	К 2023 г.	
Guangzhou Shipyard International (Китай)	1*	1	К 2024 г.	
Итого	19	7	-	

*Танкер-продуктовоз (газовый конденсат): длина – 214 м, ширина – 34 м, вместимость 54,8 тыс. м³

Источник: Статья korabel.ru

Рис 6. План строительства судов для проекта «Арктик СПГ-2»

Из расчетной потребности 22 корабля (20 газовозов и 2 танкера-продуктовоза) законтрактовано к строительству 19 (18 газовозов и 1 танкер-продуктовоз). Еще 3 газовоза было законтрактовано к строительству на южнокорейской верфи Daewoo Shipbuilding&Marine Engineering, однако, как уже было отмечено выше, верфь заморозила исполнение контракта в связи с введенными санкционными ограничениями.

На ССК «Звезда» законтрактовано строительство 15 газовозов, однако, к лету 2023 года начато строительство только трех: заложены кили судов "Алексей Косыгин", "Пётр Столыпин" и "Сергей Витте", из них одно («Алексей Косыгин») спущено на воду весной 2022 года, и ещё для пяти судов произведена резка стали. Предполагалось, что пилотное судно-газовоз "Алексей Косыгин" заказчик получит в марте 2023 года. Очевидно, что срок сдачи этого газовоза, вероятнее всего, будет «сдвинут вправо» как минимум еще на год – т.е. на весну 2024 г. Можно ожидать, что подобная же участь постигнет и все последующие суда серии.

Дополнительные риски вносит отказ французской компании GTT обеспечить трансфер специальных защитных оболочек для газовых танков (Mark III Flex и NO96 L03), специально протестированных для транспортировки СПГ в условиях полярных морей.

Ввиду высокой эффективности (предельная скорость суточного «выкипания» груза не более 0,085% и 0,10% соответственно) и, как следствие, высокой технологоемкости производства этих ключевых конструкционных элементов прекращение их поставок может привести если не к полной, то к весьма продолжительной остановке строительства всех оставшихся СПГ-танкеров.

Таким образом, высока вероятность, что в силу перечисленных выше рисков, СПГ арктических проектов ПАО «НОВАТЭК» не сможет обеспечить предусмотренный Планом развития Северного морского пути уровень загрузки СМП как в среднесрочной, так и в долгосрочной перспективе.

Коксующийся уголь

В соответствии с Планом развития Северного морского пути до 2035 года в 2024-2035 гг. по СМП должно перевозиться от 3,5 до 12 млн. тонн коксующихся углей Сарыдасайского месторождения (Таймыр), что должно составить от 4 до 6 процентов общего грузопотока.

Сарыдасайское угольное месторождение расположено в 105-120 км от пгт Диксон в Таймырском (Долгано-Ненецком) районе Красноярского края.

По предварительным оценкам запасы Сарыдасайского месторождения могут составить около 5,7 млрд. тонн коксующегося угля марки 2Ж, который предполагалось экспортировать в страны Евросоюза (до введения эмбарго) и АТР, в частности в Китай. Здесь возможна рентабельная добыча угля только открытым способом.

Сарыдасайская перспективная площадь по масштабу и качеству сырья может рассматриваться в ряду крупнейших в России – Эльгинского и Элегестского месторождений.

С учетом состояния железнодорожной сети в арктических районах России и дороговизны этого вида транспорта (из-за удаленности месторождений от основных экспортных потребителей) альтернативы Северному морскому пути для доставки угля потребителям нет.

Недропользователем является общество с ограниченной ответственностью "Северная Звезда" – дочернее предприятие "Норильского никеля", которая вошла в состав холдинга корпорации АЕОН.

Компания планирует построить открытый карьер с уровнем добычи 12 млн. тонн угля.

Таблица 5. Прогнозируемая динамика перевозки угля по СМП, млн. тонн

Проект	Грузоотправитель	Груз	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
Сарыдасайское месторождение	ООО "Северная звезда"	Кокс. уголь	1,8	3,5	5,3	7	7	7	12	12	12

Источник: ПРИЛОЖЕНИЕ к плану развития Северного морского пути на период до 2035 года

Помимо этого, предусматривается строительство ТЭЦ на энергетическом угле, 120-километровой железнодорожной ветки до пос. Диксон и перевалочных морских терминалов (Чайка и Север в порту Диксон) мощностью по 10–15 млн. т.

С углями Сарыдасайского месторождения как груза для перевозки по СМП связан следующий риск:

Сравнительно высокие издержки на добычу и транспортировку угля Сарыдасайского месторождения



Рис. 7. Сарыдасайское угольное месторождение и порт Диксон

В 2021 году в Институте экономики и организации промышленного производства СО РАН (Новосибирск) был проведен сравнительный анализ затрат на добычу и транспортировку угля в порты Китая (наиболее вероятного потребителя российских углей в условиях европейского эмбарго), Таймырских, Кемеровских и Якутских месторождений.

Результаты сравнения приведены в таблице ниже.

Таблица 6. Сравнение затрат на добычу и транспортировку угля в Китай, \$/тн

Показатели	Таймырские месторождения*	Предприятия Кемеровской области	Предприятия Якутии
Себестоимость добычи	17-20	15-20	18
Ж/д транспорт	-	10-15	8-10
Погрузка в порту	5	5	5
Ледокольная проводка	10	-	-
Фрахт	20-40	6	6
ИТОГО	55-75	41-46	37-39

*- оценка инвесторов

Как следует из расчета, издержки по добыче и транспортировке углей Таймырских месторождений, в т.ч. и Сарыдасайского, существенно (в отдельных случаях в разы) **превышают издержки кемеровских и якутских месторождений коксующихся углей.**

И это даже без учета капитальных затрат на строительство инфраструктуры, необходимой для освоения Сарыдасайского месторождения: ТЭЦ, железной

дороги до Диксона, перевалочных морских терминалов и прочее, а также значительного роста с 2021 года стоимости капитала вследствие экономических санкций. В средне- и долгосрочной перспективе очевиден риск не востребоваемости мировым рынком углей Сарыдасайского месторождения вследствие их замещения более дешевыми кемеровскими и якутскими углями (с соответствующим негативным влиянием на грузовую базу Северного морского пути).

Кроме того, в ответ на начало спецоперации на Украине президент США Джо Байден в начале марта 2022 года подписал указ, запрещающий импорт российских энергоносителей, включая уголь. В апреле 2022 года об эмбарго объявили Япония и Швейцария. В июле 2022 года аналогичный запрет анонсировала Великобритания. Евросоюз еще в апреле 2022 года анонсировал запрет на покупку, импорт или транзитные перевозки

российского угля и других твердых ископаемых видов топлива в рамках пятого санкционного пакета. С 10 августа запрет вступил в силу, до этого было разрешено выполнять контракты, заключенные до 9 апреля.

Таким образом, европейские рынки для сарыдасайского угля закрыты, поставки вынужденно переориентируются на Китай, Индию и Турцию. Если средний срок кругового рейса угольного балкера (с учетом времени на погрузку/разгрузку) и средней скорости 18 узлов из порта Диксон в Европу составляет в среднем 15-18 суток, то в страны АТР – 28-30 суток. В результате и средние затраты на фрахт, составляющие от четверти до половины общей себестоимости экспортного угля, растут в соответствующей пропорции, **резко снижая окупаемость проекта и увеличивая риски не востребоваемости его продукции мировыми рынками.**

Продукция газохимии

В соответствии с Планом развития Северного морского пути до 2035 года в 2024-2035 гг. по СМП должно перевозиться от 0,6 до 5,2 млн. тонн амиака и водорода, произведенного в рамках проекта ПАО «НОВАТЭК» «Обский Газохимический комплекс», что должно было составить от 0,6 до 4 процентов общей грузовой базы СМП. Динамика прогнозируемых в соответствии с Планом грузов Обского ГЧК по годам приведена в Таблице 7.

«Обский ГЧК» – проект «Новатэка» по производству из природного газа амиака и водорода. В проект вошли Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения на Ямале, затем к ним добавились Нейтинское и Арктическое месторождения. Запуск первой линии завода был запланирован на 2026 г., второй линии – на 2027 г. Как заявил в сентябре 2022 года

председатель правления, совладелец компании Леонид Михельсон на ВЭФ-2022, «Новатэк» **приостановил рассмотрение проекта Обского газохимического комплекса («Обского ГЧК»).** Сроков принятия инвестиционного решения он не назвал. В нынешних условиях проект «Обского ГЧК» **технически сложно реализовать, так как поставки оборудования для него из-за границы попали под санкции.**

Таблица 7. Прогнозируемая динамика перевозки амиака и водорода по СМП, млн. т

Проект	Грузоотправитель	Груз	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035
Обский ГЧК	ПАО "НОВАТЭК"	Амиак, водород	0	0,6	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2

Источник: ПРИЛОЖЕНИЕ к плану развития Северного морского пути на период до 2035 года



Ключевые выводы

Планируемое формирование подавляющей доли грузовой базы Северного морского потока за счет углеводородов: сырой нефти, сжиженного природного газа (СПГ) и коксующегося угля, - чревато серьезными рисками:

Следует отметить, что трезвая оценка возникших рисков заставила Госкорпорацию «Росатом», оператора и координатора проекта развития СМП, предпринять осторожные попытки пересмотра прогнозов формирования грузовой базы проекта.

Так, в июне 2022 года «Росатом» представил в качестве наиболее вероятного так называемый «рисковый сценарий» динамики грузопотока СМП, существенно более «скромный» по сравнению с показателями, зафиксированными в стратегических документах правительства, а также в майском указе президента Владимира Путина от 2019 г.

Сравнение прогнозируемых совокупных объемов перевозки по СМП в «рисковом сценарии» ГК «Росатом», правительственном Плане развития СМП до 2023 года и Указе Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 "О национальных целях и задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года" приведено в следующей таблице на стр. 14.

Таблица 8. Риски обеспечения Северного морского пути достаточной грузовой базой

№	Риск	Описание риска	Наиболее подверженные риску проекты
1.	Технологические риски: «подвижка вправо» сроков реализации проектов, обеспечивающих формирование основных составляющих грузовой базы СМП, и программы строительства флота для вывоза арктических грузов.	Задержка или полная остановка реализации инвестиционных проектов, формирующих грузовую базу СМП, в связи с введенными антироссийскими экономическими санкциями, срывом поставок законтрактованного в рамках этих проектов оборудования, прекращением доступа к современным технологиям и возможностям техобслуживания уже поставленного оборудования.	ПАО «НОВАТЭК»: «Арктик СПГ-2», «Арктик СПГ-1», «Обский ГХК»
		Задержка или полная остановка реализации программы строительства морского флота ледового класса для вывоза продукции российских арктических проектов на рынки сбыта вследствие введенных против России экономических санкций.	Все проекты
2.	«Стоимостной риск»: удорожание стоимости реализации арктических проектов, рост издержек по производству и доставке произведенной продукции.	Значительный рост стоимости капитала для реализации инвестиционных проектов, вызванный резким ростом страновых и иных рисков, а также отсутствием доступа к дешевым внешним заимствованиям, ведущий к повышению себестоимости добычи, переработки и транспортировки арктических углеводородов, снижению их конкурентоспособности на мировых рынках, опасности вытеснения продукции арктических проектов с целевых рынков.	ПАО «Роснефть»: Проект «Восток Ойл» ООО «Северная звезда»: Сарыдасайское угольное месторождение
		Рост стоимости перевозки грузов по СМП вследствие снижения объемов грузоперевозок ниже прогнозируемых при высоких капитальных затратах на строительство морской инфраструктуры (необходимости возмещения посредством тарифов на перевозку высоких постоянных издержек)	Все проекты
3.	«Риск востребованности»: Долгосрочное снижение спроса и цены на углеводороды, невостребованность продукции дорогостоящих арктических проектов на мировых рынках	Прогнозируемое долгосрочное снижение спроса на углеводороды вследствие энергетического перехода, борьбы за углеродную нейтральность, скорость которого находится в прямой зависимости от степени и последовательности выполнения странами мира своих обязательств по снижению объемов углеродных выбросов, принятых в соответствии с заключенными международными соглашениями и заявленными целями ООН в этой области.	ПАО «Роснефть»: Проект «Восток Ойл»

Таблица 9. Сравнение показателей динамики грузоперевозок по СМП, млн. т

	2024	2030	2035
«Рисковый сценарий» ГК «Росатом»	57	80	94
Правительственный План развития СМП до 2035 г.	90	216	238
Указ Президента РФ от 07.05.2018 №204	80	150	220

Как видим, объемы грузоперевозок «рискового сценария» в 2024 году на треть ниже объемов, предусмотренных Планом развития СМП до 2035 года, а в 2030 и 2035– ниже почти на 2/3.

«Подвижка вправо» ожидается по объемам перевозки СПГ, угля, учитывается также обрушение транзита с 2 млн. т в 2021 году до 0,2 млн. т в 2022 году. При этом ряд независимых экспертов считает цифры «рискового сценария»

слишком оптимистичными и прогнозирует объем перевозок в 2024 году не выше 50 млн. т.

Очевидно, что происходящая постепенная масштабная переоценка объемов грузопотоков по СМП на средне- и долгосрочную перспективу должна, рано или поздно, привести и к корректировке мероприятий самой программы развития Северного морского пути.