



# СРЕДНЕТОННАЖНЫЙ СПГ В РОССИИ: МЕЖДУ НЕБОМ И ЗЕМЛЕЙ



## ПОД РЕДАКЦИЕЙ



**Александр Климентьев**

*Эксперт WWF по СПГ для Арктической зоны*

*Научный руководитель рабочей группы по мало- и среднетоннажному СПГ Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО*

E-mail: [t\\_diamonds@mail.ru](mailto:t_diamonds@mail.ru)



**Татьяна Митрова**

*Директор,  
Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО*

E-mail: [energy@skolkovo.ru](mailto:energy@skolkovo.ru)



**Александр Собко**

*Аналитик по нефтегазовому сектору,  
Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО*

E-mail: [energy@skolkovo.ru](mailto:energy@skolkovo.ru)

## АВТОРЫ



### Кейс Канады

#### Игорь Родичкин

Генеральный директор ООО «НПП «АСТ»

Участник рабочей группы мало- и среднетоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: [Rodichkinigor@hotmail.com](mailto:Rodichkinigor@hotmail.com)



### Кейс США

#### Амина Талипова

Исследователь-аналитик Института анализа предприятий и рынков

Участник рабочей группы по мало- и среднетоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: [amina.talipova@gmail.com](mailto:amina.talipova@gmail.com)



### Кейс США

#### Джинсок Сун

Аспирант РГУ Нефти и газа им. Губкина

Участник рабочей группы по мало- и среднетоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: [jinsok.sung@gubkin.ru](mailto:jinsok.sung@gubkin.ru)



### Кейс Норвегии

#### Марина Ткаченко

Ведущий эксперт управления технико-экономического моделирования, Ingenix Group

Участник рабочей группы по мало- и среднетоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: [marina.a.tkachenko@gmail.com](mailto:marina.a.tkachenko@gmail.com)



### Развитие внутреннего рынка среднетоннажного СПГ в России

#### Владислав Карасевич

Доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Участник рабочей группы по мало- и среднетоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: [crucian-74@mail.ru](mailto:crucian-74@mail.ru)



**Кейс Индии**

**Инна Кирилкина**

*Аналитик, к. полит. н.*

*Участник рабочей группы по мало- и среднетоннажному СПГ  
Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО*

E-mail: [kirilkina\\_inna@mail.ru](mailto:kirilkina_inna@mail.ru)



**FLNG– территория среднетоннажных производств,  
администратор рабочей группы**

**Минзалья Ишмуратова**

*Руководитель отраслевых и корпоративных проектов,  
Центр энергетики Московской школы управления  
СКОЛКОВО, аспирантка ИНЭИ РАН*

*Участник рабочей группы по мало- и среднетоннажному  
СПГ Центра энергетики Московской школы управления  
СКОЛКОВО*

E-mail: [energy@skolkovo.ru](mailto:energy@skolkovo.ru)

Выражаем признательность за активный вклад и участие в работе над настоящим исследованием Иванову Андрею, Маркову Борису, Руденко Сергею, Самсонову Роману, Сульдину Андрею.

## СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ: СРЕДНЕТОННАЖНЫЙ СПГ – ЗОЛОТАЯ СЕРЕДИНА .....	9
ВВЕДЕНИЕ.....	12
ЧТО ТАКОЕ СРЕДНЕТОННАЖНЫЙ СПГ?.....	14
МИРОВОЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ СРЕДНЕТОННАЖНЫХ ПРОЕКТОВ .....	16
<i>Роль среднетоннажных заводов в отрасли СПГ .....</i>	<i>16</i>
<i>Кейс США .....</i>	<i>18</i>
<i>Кейс Норвегии .....</i>	<i>26</i>
<i>Кейс Канады .....</i>	<i>30</i>
<i>Кейс Индии.....</i>	<i>32</i>
<i>FLNG – территория среднетоннажных производств .....</i>	<i>39</i>
<i>Резюме по анализу мировому опыту .....</i>	<i>42</i>
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СРЕДНЕТОННАЖНОГО СПГ .....	44
<i>Технологии производства СПГ .....</i>	<i>44</i>
<i>Производственная цепочка среднетоннажного СПГ .....</i>	<i>51</i>
<i>Резюме по разделу технологии .....</i>	<i>54</i>
СРЕДНЕТОННАЖНЫЙ СПГ В РОССИИ.....	56
<i>Развитие внутреннего рынка среднетоннажного СПГ в России.....</i>	<i>57</i>
<i>Ямал-СПГ -4 линия.....</i>	<i>68</i>
<i>СПГ Горская.....</i>	<i>69</i>
<i>КС «Портовая» .....</i>	<i>71</i>
<i>Высоцк СПГ.....</i>	<i>74</i>
<i>Владивосток СПГ.....</i>	<i>77</i>
<i>Якутск СПГ .....</i>	<i>78</i>
<i>Архангельск СПГ.....</i>	<i>78</i>
<i>Прочие проекты .....</i>	<i>79</i>
<i>Резюме по разделу среднетоннажный СПГ в России .....</i>	<i>80</i>
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ВОПРОСЫ КАЧЕСТВА СПГ .....	85
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОПИСАНИЕ СРЕДНЕТОННАЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА СПГ .....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. СОСТАВ ГАЗА В ОСНОВНЫХ РЕГИОНАХ РЕАЛИЗАЦИИ СРЕДНЕТОННАЖНЫХ ПРОЕКТОВ В РОССИИ .....	98
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	99

### Список рисунков

Рисунок 1 - Структурные изменения на рынке СПГ .....	12
Рисунок 2 - Количество линий по производству СПГ и средняя производительность единичной линии .....	13
Рисунок 3 - Структура лицензиаров среднетоннажных СПГ заводов в мире .....	16
Рисунок 4 - Структура СПГ заводов на этапе строительства и с FID.....	17
Рисунок 5 - Структура СПГ заводов по предполагаемым проектам.....	17

Рисунок 6 - Операционные затраты производства СПГ Driftwood LNG.....	22
Рисунок 7 - Производственная цепочка компании Skangas .....	29
Рисунок 8 - Прогноз добычи газа в Канаде .....	32
Рисунок 9 - Прогноз производства и спроса газа в Индии .....	34
Рисунок 10 - Схема размещения терминалов СПГ в Индии .....	35
Рисунок 11 - Газотранспортная инфраструктура Индии .....	37
Рисунок 12 - План сети размещения СПГ заправок в Индии .....	38
Рисунок 13 - Сравнение затрат на производство СПГ FLNG в Западной Африке и США.....	41
Рисунок 14 - Полные капитальные затраты на единицу установленной мощности плавучих среднетоннажных СПГ в России и в мире .....	41
Рисунок 15 - Доля проектов FLNG в заявленных проектах производства СПГ в мире .....	42
Рисунок 16 - Общая схема производства СПГ.....	44
Рисунок 17 - Классификация СПГ проектов .....	45
Рисунок 18 - Технологическая схема азотного цикла .....	46
Рисунок 19 - Технологическая схема SMR технологии.....	47
Рисунок 20 - Технологическая схема процесса производства СПГ «Арктический каскад» .....	49
Рисунок 21 - Технологическая схема процесса производства СПГ GMR.....	50
Рисунок 22 - Технологическая схема среднетоннажного СПГ .....	53
Рисунок 23 - Потенциал использования СПГ.....	57
Рисунок 24 - Карта ж/д дорог и структура потребления топлива ПАО «РЖД» .....	59
Рисунок 25 - Характеристики магистрального газотурбовоза GT1h.....	60
Рисунок 26 - Северный широтный ход.....	60
Рисунок 27 - Байкало-Амурская магистраль .....	61
Рисунок 28 - Перспективные для применения СПГ железные дороги ПАО «РЖД» .....	61
Рисунок 29 - Карта-схема моделей энергоснабжения в Российской Федерации.....	63
Рисунок 30 - Схема размещения СПГ заводов в Арктической зоне .....	64
Рисунок 31 - Карта потенциальных СПГ объектов в Арктической зоне Российской Федерации .....	65
Рисунок 32 - Производственная цепочка проекта Ямал СПГ Т4.....	68
Рисунок 33 - Параметры производства СПГ по технологии Арктический каскад ..	69
Рисунок 34 - Технологическая схема производства СПГ-Горская .....	70
Рисунок 35 - Технологическая схема LIMUM 3 .....	71
Рисунок 36 - Фотографии площадки строительства КС Портовая.....	71
Рисунок 37 - Производственная цепочка проекта КС «Портовая» .....	72
Рисунок 38 - График реализации проекта КС Портовая СПГ.....	72
Рисунок 39 - График реализации проекта FSRU в Калининграде .....	73
Рисунок 40 - 3D модель проекта «Высоцк СПГ».....	75
Рисунок 41 - Фотографии площадки строительства «Высоцк СПГ» .....	75
Рисунок 42 - Производственная цепочка проекта «Высоцк СПГ».....	76
Рисунок 43 - График реализации проекта «Высоцк СПГ».....	76
Рисунок 44 - Производственная цепочка проекта «Якутск СПГ» .....	78
Рисунок 45 - Производственная цепочка проекта «Архангельск СПГ» .....	79
Рисунок 46 - Полные капитальные затраты на единицу установленной мощности среднетоннажных СПГ в России и в мире .....	80
Рисунок 47 - Долгосрочные предельные издержки производства СПГ (долл./млн БТЕ).....	81
Рисунок 48 - Краткосрочные предельные издержки производства СПГ (долл./млн БТЕ).....	82
Рисунок 49 - Принципиальная схема технологии PRICO .....	88
Рисунок 50 - Плавучая баржа для сжижения газа Caribbean LNG.....	89
Рисунок 51 - Технологии Linde в области производства СПГ .....	91
Рисунок 52 - Технологии General Electric в области производства СПГ .....	92
Рисунок 53 - Производственные модули технологии OSMR .....	93
Рисунок 54 - Схематический план проекта Magnolia LNG .....	94

Рисунок 55 - Технологии Air Liquide в области производства СПГ .....	94
Рисунок 56 - Принципиальная схема технологии Smartfin .....	95
Рисунок 57 - Принципиальная схема технологии IPSMR .....	96
Рисунок 58 - Плавающий завод концепция LiBro (TOYO) .....	97
Рисунок 59 - Плавающий завод концепция Transborders Energy.....	97

### Список таблиц

Таблица 1 - Сравнение малотоннажных, среднетоннажных и крупнотоннажных проектов в России .....	15
Таблица 2 - Производственные мощности и доля среднетоннажных проектов в мировой отрасли производства СПГ .....	17
Таблица 3 - Среднетоннажные проекты производства СПГ в США .....	19
Таблица 4 - Этапы и структура затрат Driftwood LNG .....	21
Таблица 5 - Сравнение моделей финансирования проекта Tellurian .....	23
Таблица 6 - Заводы по производству СПГ в Норвегии .....	26
Таблица 7 - Состав газа для среднетоннажного завода Skangas в Норвегии .....	27
Таблица 8 - Производственные показатели компании Skangas.....	29
Таблица 9 - Проекты среднетоннажного производства СПГ в Канаде.....	31
Таблица 10 - Структура энергопотребления Индии .....	33
Таблица 11 - Перечень реализуемых проектов FLNG .....	40
Таблица 12 - Перечень FLNG проектов Golar .....	40
Таблица 13 - Перечень предлагаемых к реализации среднетоннажных проектов FLNG .....	42
Таблица 14 - Сравнение GMR с DMR и SMR.....	51
Таблица 15 - Сезонные параметры технологии GMR .....	51
Таблица 16 - Типы бизнес-моделей СПГ.....	52
Таблица 17 - Относительная эффективность технологий сжижения.....	54
Таблица 18 -Сравнение технологий производства СПГ .....	55
Таблица 19 - Сравнение стоимости СПГ и нефтяных топлив в районах реализации среднетоннажных проектов СПГ .....	56
Таблица 20 - Сырьевая база проекта в Норильске, млрд куб. м.....	62
Таблица 21 - Оценка потребления СПГ и вида хранилищ СПГ по основным портам и проектам в Арктике .....	67
Таблица 22 - Основные параметры Ямал СПГ Т4.....	69
Таблица 23 -Основные параметры СПГ Горская .....	70
Таблица 24 -Основные параметры КС «Портовая» и FSRU «Маршал Василевский» .....	74
Таблица 25 - Основные параметры «Высоцк СПГ» .....	76
Таблица 26 - Основные параметры «Владивосток СПГ» .....	77
Таблица 27 - Основные параметры «Якутск СПГ» .....	78
Таблица 28 - Основные параметры «Архангельск СПГ» .....	79
Таблица 29 - Основные модели среднетоннажных проектов в России .....	82
Таблица 30 - Основные параметры среднетоннажных СПГ проектов в России.....	83
Таблица 31 – Оценка стоимости продукции среднетоннажных СПГ проектов в России .....	84
Таблица 32 - Компонентный состав и показатели СПГ различных производителей .....	86
Таблица 33 - Основные параметры СПГ по ГОСТ 56021-2014.....	87
Таблица 34 – Проекты Black&Veatch.....	89
Таблица 35 – Проекты Air Products .....	90
Таблица 36 – Проекты Linde .....	91
Таблица 37 – Проекты GE.....	92
Таблица 38 – Проекты Shell .....	93
Таблица 39 – Проекты LNG Limited .....	94
Таблица 40 – Состав газа в основных регионах реализации среднетоннажных проектов в России .....	98

## СОКРАЩЕНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТЫ ПЕРЕВОДА

### Список сокращений

NO <sub>x</sub>	оксиды азота (NO, NO <sub>2</sub> )
FLNG	floating LNG (плавучий завод СПГ)
FSRU	floating storage and regasification unit (плавучая установка хранения и регазификации СПГ)
FSU	floating storage unit (плавучая установка хранения СПГ)
FPGU	floating power generating unit (плавучая электростанция)
MN	methane number (метановое число)
ИМО / IMO	International Maritime Organization
CWHE / СВТО	coil-wound heat exchanger (спиральный витой теплообменник)
BAHX	brazed aluminum heat exchanger (пластинчатый алюминиевый теплообменник)
SMR	single mixed refrigerant
MR	mixed refrigerant
TPA	third party access (недискриминационный доступ)
ЕСГ	Единая система газоснабжения
СПГ	сжиженный природный газ
СУГ	сжиженные углеводородные газы
СПХР	система приема, хранения и регазификации
ДТ	дизельное топливо
СМП	Северный морской путь
ГМТ	газомоторное топливо

### Таблица энергетических и физических показателей СПГ и метана

Теплота сгорания, СПГ	кВт ч/кг	13,9
	ккал/кг	11 500
	кВт ч/м <sup>3</sup>	5 833
Плотность СПГ, -161°С 1 атм	кг/м <sup>3</sup>	420
СПГ в газ	л→м <sup>3</sup>	0,58
СПГ в газ	кг→м <sup>3</sup>	1,4
Плотность метана, 0°С 1 атм	кг/м <sup>3</sup>	0,72
Плотность метана, 15°С 1 атм	кг/м <sup>3</sup>	0,68

Во всех расчетах использован обменный курс 67 рублей за доллар.

## РЕЗЮМЕ: СРЕДНЕТОННАЖНЫЙ СПГ - ЗОЛОТАЯ СЕРЕДИНА

В результате развития технологий сжижения, хранения, транспортировки и регазификации, растет привлекательность проектов СПГ - в ряде случаев они становятся более конкурентоспособными, чем традиционные трубопроводные решения. Стремительно растет число стран, которые в том или ином роде используют СПГ для поддержания экономического роста и обеспечения энергобезопасности.

Диапазон решений для СПГ-проектов весьма широк. Малотоннажный СПГ обеспечивает большую гибкость и скорость реализации проектов, но использует простые малоэффективные технологии сжижения. Крупнотоннажный СПГ дает варианты монетизации крупных запасов газа и за счет использования сложных технологий обеспечивает низкие удельные затраты на производство СПГ. А среднетоннажный СПГ занимает промежуточное положение и может дать оператору проекта достаточную гибкость в производстве, позволяя при относительно небольших капитальных затратах реализовать проект в сокращенные сроки.

Данное исследование посвящено анализу зарубежного опыта развития среднетоннажных СПГ-проектов и оценке их потенциала в России, а также оценке потенциала и условий, необходимых для развития внутреннего рынка и экспорта среднетоннажного СПГ в России.

Среднетоннажный завод СПГ может быть построен в условиях, когда газа для крупнотоннажного проекта не хватает и позволяет монетизировать относительно небольшие и удаленные месторождения, в т.ч. на шельфе. Кроме того, за счет тиражирования среднетоннажных линий можно растянуть капитальные затраты на достаточно продолжительное время и в итоге построить проект с большим объемом совокупной мощности. Пониженные капитальные затраты, сокращенные сроки строительства, относительно небольшая потребность в природном газе, возможность строительства нескольких идентичных линий в одном месте, достаточно широкий выбор технологий среднетоннажного СПГ – все это привлекает особое внимание к среднетоннажным технологиям и проектам. Среднетоннажное производство СПГ (как на суше, так и на море FLNG) дает возможность гибко подстраиваться под рыночный спрос, не создавая избыточных мощностей, и в наибольшей мере отвечает современным рыночным реалиям, обеспечивая относительно короткий период возврата инвестиций и высокий IRR.

Для России важное преимущество среднетоннажных технологий заключается в том, что они могут быть разработаны в относительно короткие сроки. ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «Газпром» имеют собственные технологии ожижения газа. ПАО «НОВАТЭК» уже реализует по собственной технологии 4-ю линию сжижения газа на Ямале, технология GMR может быть

использована на проекте во Владивостоке, на Черном море или на Сахалине в качестве третьей линии проекта Сахалин-2.

В силу отсутствия опыта реализации проектов, необходимости импорта ключевого оборудования, низкой конкуренции среди ЕРС при строительстве СПГ заводов, а также высоких ставок привлеченного капитала и, российские среднетоннажные проекты, как правило, требуют больших удельных капитальных затрат на единицу установленной мощности, как на сам цикл ожижения, так и для строительства необходимой инфраструктуры (портовые сооружения, газопроводы, дороги, линии энергоснабжения). Эти повышенные капзатраты приводят к высоким долгосрочным предельным издержкам производства. Тем не менее, за счет низкой стоимости самого природного газа, суммарные краткосрочные предельные издержки среднетоннажного производства СПГ в России все равно одни из самых низких в мире.

Предполагается, что в 2019 г. в России начнут производство сразу три среднетоннажных завода. Два из них расположены на Балтике, используют сетевой газ и нацелены на новые растущие сегменты рынка СПГ, такие как рынок бункеровки, газификация с использованием плавучих регазификационных установок и среднетоннажных терминалов в Европе. Оба проекта реализуются с использованием технологий иностранных лицензиаров. Третий проект представляет собой проект расширения производства на площадке крупнотоннажного проекта на Ямале с использованием российской технологии. Среднетоннажная линия полностью интегрирована в производственную цепочку проекта Ямал СПГ.

Среднетоннажные проекты имеют большой потенциал для развития отрасли СПГ в России. У России, обладающей большими запасами природного газа, позволяющими в короткий срок нарастить добычу, имеющей выгодное географическое положение относительно ЕС и КНР – крупнейших потребителей энергоресурсов, открываются уникальные возможности на рынке СПГ. Среднетоннажные заводы на Севере и в континентальной части страны обеспечат монетизацию удаленных запасов газа и используют резервы газотранспортных систем. Среднетоннажные заводы СПГ, расположенные на Северо-Западе и Дальнем Востоке страны, могли бы наиболее эффективно производить свою продукцию для внутреннего рынка и на экспорт, гибко реагируя на растущий спрос в сопредельных странах. Для того чтобы успеть воспользоваться этими, без преувеличения, уникальными возможностями, необходимо создать прозрачные и предсказуемые условия для бизнеса.

В декабре 2018 г. Правительством РФ был сделан очень важный и давно ожидаемый шаг - дано разрешения на реализацию СПГ и регазифицированного газа для некоторых категорий потребителей по цене, превышающей тарифы, утвержденные ФАС. Расширение списка этих потребителей могло бы стать важным стимулом для развития среднетоннажных проектов на внутреннем рынке. Другой важнейшей мерой государственной

поддержки среднетоннажных производств СПГ, потянувшей бы за собой целые отрасли (в том числе машиностроение), могла бы стать либерализация экспорта продукции таких заводов, которая в абсолютном большинстве случаев не конкурирует с природным газом, поставляемым по магистральным газопроводам и даже с СПГ проектов Сахалина и Ямала.

Для обеспечения успешного развития среднетоннажного производства СПГ в России государственная поддержка необходима в следующих направлениях:

1. Выработка специальных условий нормативного регулирования для среднетоннажных проектов, что обеспечит снижение капитальных затрат и сокращение сроков строительства.
2. Упрощение процедуры подключения к газопроводам.
3. Поддержка недискриминационного доступа к СПГ терминалам и объектам инфраструктуры, в т.ч. мощностям производства СПГ.
4. Отмена монополии на экспорт СПГ, что откроет новые рынки сбыта и доступ к иностранному капиталу.
5. Софинансирование строительства инфраструктуры: газопроводов, портовых сооружений, флота криогенных цистерн.
6. Отмена государственного регулирования цен на СПГ и регазифицированный СПГ в случае использования СПГ для замещения дизельного топлива или СУГ, что позволит СПГ участвовать в межтопливной конкуренции и откроет новые рынки сбыта внутри страны.
7. Стимулирование потребления СПГ в качестве газомоторного топлива и энергоносителя для распределенного и автономного тепло- и энергоснабжения.

Проведенный анализ показывает, что в случае реализации этих мер дополнительные инвестиции в период до 2023 г. составят более 300 млрд руб., и можно рассчитывать на рост производственных мощностей среднетоннажного СПГ на 5 млн т, из которых около 1 млн т может быть поставлено на внутренний рынок и 4 млн т - на экспорт.

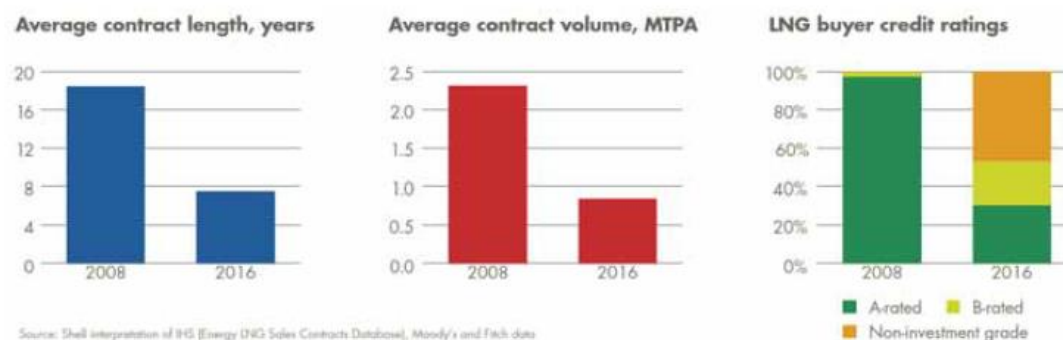
## ВВЕДЕНИЕ

Проекты производства СПГ технически сложные, до недавнего времени они реализовывались исключительно в тесной связке между крупным месторождением газа, крупнотоннажным производством и покупателем, который принимал на себя обязательства гарантированного приобретения СПГ и самостоятельно развивал терминальную, а зачастую и газотранспортную инфраструктуру. Проекты реализовывались при заключении долгосрочных контрактов на поставку СПГ.

Однако рынок СПГ меняется. Высокие цены на СПГ привлекают на рынок новых участников, и все большее количество проектов по производству СПГ выходит на рынок. Высокий спрос на СПГ, расширение перечня производителей СПГ, высокие экологические характеристики и стабильная конкурентоспособность по сравнению с нефтью привели на рынок новых покупателей. В результате рынок СПГ существенно изменился (Рисунок 1):

- средний срок контрактов снизился с 18 до 7 лет;
- средний объем контракта снизился с 2,3 до 0,8 млн т/год;
- на рынке увеличилась доля потребителей из стран с кредитным рейтингом не-инвестиционного уровня (до 50 %).

Рисунок 1 - Структурные изменения на рынке СПГ



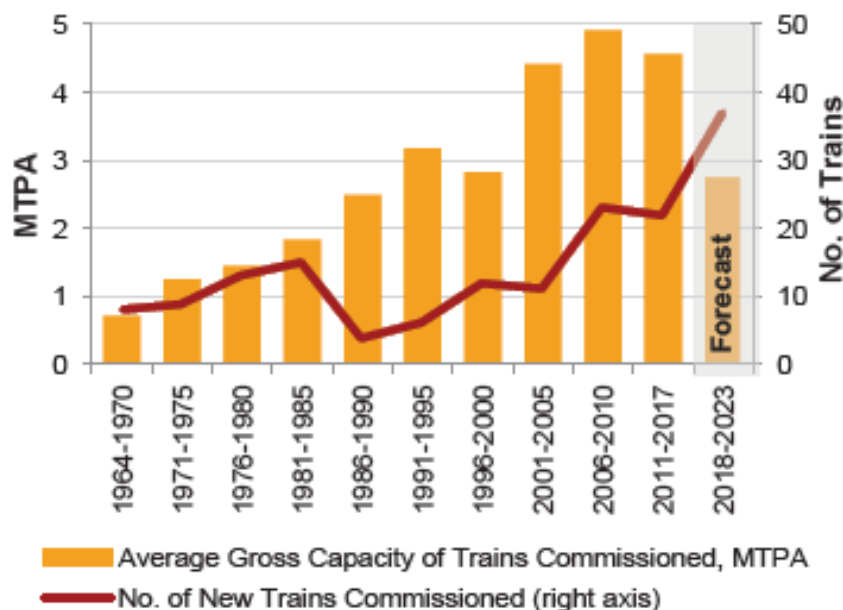
Источники: «Midscale is beautiful», Tom Haylock, Aragon, LNGIndustry May 2018 [12]

Новые проекты производства СПГ должны принимать во внимание снижение продолжительности контрактов, их объемов и низкие кредитные рейтинги новых покупателей – ведь это непосредственно сказывается на возможностях и стоимости привлечения финансирования для реализации проектов.

В последние годы для крупнотоннажных проектов уже привычными стали сдвиг сроков реализации проектов и превышение смет. Причинами этого являются технологические сложности, а также реализация интегрированных проектов, при которых необходимо предварительное проведение обустройства месторождения. Поэтому в современных условиях востребованными становятся новые стратегии реализации СПГ проектов.

Среднетоннажные проекты производства СПГ могут лучше соответствовать новым требованиям рынка, и при этом за счет строительства нескольких линий достигать в итоге объемов производительности крупнотоннажных проектов. В связи с этим после пика средней единичной мощности, достигнутого в период 2006-2017 гг., наблюдается снижение средней производительности линий по сжижению до уровня 2,8 млн т в год. При этом общее количество проектов производства СПГ существенно увеличивается (Рисунок 2).

Рисунок 2 - Количество линий по производству СПГ и средняя производительность единичной линии



Источник: IGU World LNG Report 2018.

Среди основных преимуществ среднетоннажных производств можно выделить следующие<sup>1</sup>:

- **Высокая управляемость и гибкость проектировании, изготовления и строительстве проекта.** В частности, строительство нескольких идентичных линий позволяет снизить степень сложности технологии, использовать общий набор запасных частей и единые алгоритмы технического обслуживания. Капитальные затраты легче контролировать и они могут быть распределены по нескольким производственным линиям и быть оптимизированными во времени. Это позволяет оптимизировать доставку и монтаж модулей завода. Реализация производства в несколько линий позволяет также снизить зависимость от поставки критического оборудования.
- **Стандартизированные решения.** Несколько стандартных производственных линий позволяют использовать единый проект, заранее заказывать оборудование, насосы и компрессоры, достигать оптимальной модуляризации, как для плавучих, так и для наземных СПГ заводов. В случае

<sup>1</sup> «Midscale is beautiful», Tom Haylock, Aragon, LNGIndustry, May 2018.

необходимости наращивания производства просто строится аналогичная дополнительная производственная линия.

- **Надежное оборудование.** Оборудования для СПГ заводов имеет большие габариты, даже в случае среднетоннажных производств. Технические решения среднетоннажных производств позволяют использовать проверенное оборудование и таким образом оптимизировать энергетические затраты на производство. Нет необходимости разрабатывать специальное оборудование.

- **Операционная гибкость и большая производительность.** Несколько производственных линий, безусловно, обеспечивают большую гибкость производства СПГ. Для технического обслуживания производственные линии могут выводиться поочередно, что приводит к меньшим потерям и простою производственных мощностей.

В результате более стабильного производства и эксплуатации повышается финансовая устойчивость проекта, и он может привлечь финансирование на лучших условиях.

Среднетоннажные производства СПГ имеют те же уровни безопасности и устойчивости работы, как и крупнотоннажные производства. При этом за счет меньшего емкостного парка для готовой продукции и хладагентов для среднетоннажного производства СПГ требуются меньшие площадки для строительства. Среднетоннажные заводы могут получать природный газ из национальной газовой сети или располагаться рядом с площадками крупнотоннажных заводов, что позволяет использовать уже подготовленный газ или воспользоваться резервами инфраструктуры по подготовке газа крупного соседнего производства.

Для среднетоннажного СПГ возможно использование электрических компрессоров и приводов с получением энергии из сети. Электрические приводы компрессоров и насосов обеспечивают низкое воздействие на окружающую среду и низкий уровень шума. Также при строительстве среднетоннажного СПГ выбор производителей модульных конструкций существенно выше, а количество персонала на строительстве значительно ниже по сравнению с крупнотоннажными проектами. За счет вышеперечисленных факторов с учетом начала работ от стадий pre-FEED до ввода в эксплуатацию, среднетоннажный завод может быть построен на несколько лет быстрее, чем крупнотоннажный проект.

## ЧТО ТАКОЕ СРЕДНЕТОННАЖНЫЙ СПГ?

Среднетоннажные проекты занимают промежуточное положение между крупнотоннажными и малотоннажными проектами и могут быть интегрированы как в производственные цепочки крупнотоннажного производства, так и выступать в качестве поставщика для малотоннажных потребителей. В

Таблице 1 приведено сравнение малотоннажных, среднетоннажных и крупнотоннажных проектов СПГ в России.

Таблица 1 - Сравнение малотоннажных, среднетоннажных и крупнотоннажных проектов в России

	Малотоннажный	Среднетоннажный	Крупнотоннажный
Источник сырья	газораспределительные сети месторождение биогаз	газораспределительные сети месторождение	интеграция с проектами добычи национальная газовая сеть
Объем производства	< 80 тыс.т	< 2млн т	> 2 млн т
Технологические решения	детандерные дроссельные азотные	смешанные хладагенты	многокомпонентные смешанные хладагенты
Логистика	до 600 км в отдельных случаях до 2000 км	до 2000 км при размещении на площадке крупнотоннажного проекта без ограничений	без ограничений
Технология транспортировки	автоцистерны цистерны-контейнеры	автоцистерны цистерны-контейнеры газовозы до 170 тыс.м <sup>3</sup>	крупные газовозы до 260 тыс.м <sup>3</sup> классов Q-Max, Q-Flex, Yamalmax
Потребители	мелкий опт розница	операторы нишевых рынков агрегаторы	национальные газовые и энергетические компании агрегаторы
Каналы сбыта	криоАЗС автономное тепло и энергоснабжение	национальные и региональные приемные терминалы операторы малотоннажного СПГ	национальные приемные терминалы операторы малотоннажного СПГ
Масштаб операция	локальный	региональный	глобальный
Пример	СПГ заводы Криогаз СПГ Канюсята (Газэнергосеть) СПГ Екатеринбург (Межрегионгаз) СПГ Нижний Бестях (Ассоциация строителей АЯМ)	Высоцкий СПГ КС Портовая Ямал СПГ четвертая линия	Сахалин-2 Ямал СПГ
Меры государственной поддержки	упрощенное регулирование по ГОСТ Р 55892-2013	???	СРП налоговые льготы государственные инвестиции (ФНБ)

Источники: «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России», А.Ю. Климентьева, Т.А. Митрова, А.А. Собко и др., Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва, июль 2018 [2]

В российских нормативных документах понятия крупнотоннажного и среднетоннажного производства нет. Для целей настоящего исследования авторы предполагают, что **среднетоннажное производство имеет производительность одной линии от 100 до 2000 тыс т в год.**

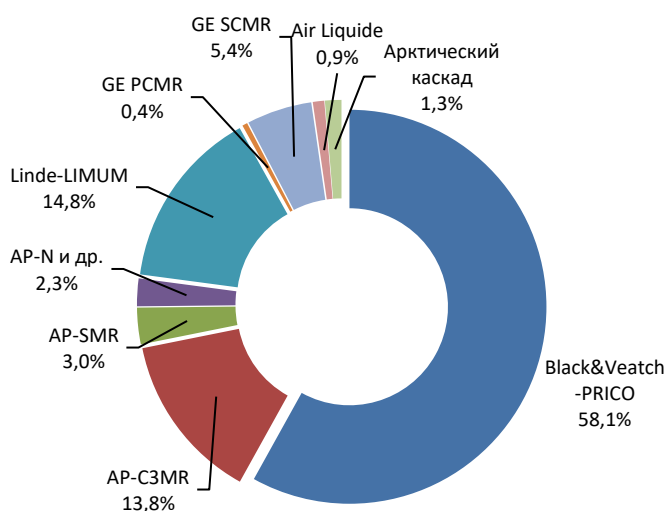
## МИРОВОЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ СРЕДНЕТОННАЖНЫХ ПРОЕКТОВ

### Роль среднетоннажных заводов в отрасли СПГ

Как было указано ранее, понятие среднетоннажного СПГ достаточно размыто. В результате роль и место среднетоннажного СПГ в мировой отрасли сложно определить. Как правило, большинство работ и исследований учитывает только крупнотоннажные проекты. Лишь некоторые среднетоннажные проекты попадают в списки.

Например, по данным IGU 2018 World LNG Report [10], к сегменту среднетоннажных в статусе действующих и на этапе строительства можно отнести только 10 установок общей мощностью 11,3 млн т в год, а по отчету GIINGL-2017 таких производств 7, включающие 23 производственные линии общей мощностью около 30 млн т в год. Однако анализ референс-листов только пяти поставщиков технологий - GE, Black&Veatch, Air Products и Linde - позволяет выявить 101 производственную среднетоннажную линию общей мощностью 70,4 млн т и получить структуру рынка технологий среднетоннажного СПГ (Рисунок 3).

Рисунок 3 - Структура лицензиаров среднетоннажных СПГ заводов в мире



	Установленная мощность, тыс т/год	Количество линий
Black&Veatch-PRICO	40 878	40
AP-C3MR	9 700	26
AP-SMR	2 109	9
AP-N и др.	1 597	4
Linde-LIMUM	10 438	13
GE PCMR	300	2
GE SCMR	3 770	5
Air Liquide	660	2
Арктический каскад	950	1
ИТОГО	70 401	101

Источник: оценки Александра Климентьева на основании данных компаний

Строительство крупнотоннажных производств в мире было

определяющей тенденцией развития отрасли до 2018 г. Тем не менее, отрасль меняется, и все большее значение приобретают среднетоннажные производства (Таблица 2), в т.ч. по причине того, что строительство нескольких среднетоннажных очередей становится распространенной моделью.

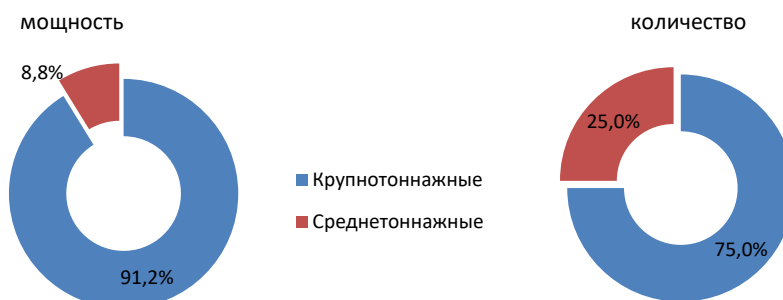
**Таблица 2 - Производственные мощности и доля среднетоннажных проектов в мировой отрасли производства СПГ**

Структура	Мощность, млн т/год	Количество, ед.
на этапе строительства и с FID всего	58,66	16
из них среднетоннажные	5,16	4
доля среднетоннажных	8,8%	25%
предполагаемые проекты всего	954,55	99
из них среднетоннажные	27,63	21
доля среднетоннажных	2,8%	17,5%

Источник: оценки Александра Климентьева на основании [10]

В результате, среди строящихся СПГ-проектов или проектов с FID, доля среднетоннажных заводов по мощности составляет 8,8%, а по количеству - каждый четвертый завод является среднетоннажным (Рисунок 4).

**Рисунок 4 - Структура СПГ заводов на этапе строительства и с FID**



Источник: оценки Александра Климентьева на основании [10]

При анализе предполагаемых новых проектов производства СПГ доля среднетоннажных заводов по мощности составляет всего 2,8 %, но по количеству линий достигает внушительных 17,5 % (Рисунок 5). С учетом того, что вероятность реализации крупнотоннажных проектов ниже, чем для среднетоннажных проектов, можно ожидать повышение доли среднетоннажных производств в средне- и долгосрочной перспективе.

**Рисунок 5 - Структура СПГ заводов по предполагаемым проектам**



Источник: оценки Александра Климентьева на основании [10]

## Кейс США

Конкуренция на мировом рынке СПГ продолжает расти и разработчикам проектов становится все труднее находить долгосрочных покупателей, особенно, если речь идет о крупных объемах поставок. Банки, тем временем, неохотно предоставляют проектное финансирование, если риски не защищены долгосрочными контрактами. Как следствие, принятие окончательного инвестиционного решения становится затруднительным, а покупатели, в свою очередь, ожидают снижения цен, ведь на рынок выходит все больше продавцов и появляется все больше доступного СПГ. В таких условиях разработчики проектов чувствуют давление и вынуждены искать способы для снижения издержек и сохранения ценовой конкурентоспособности.

Рост затрат на ввод в эксплуатацию завода по сжижению, с одной стороны, и доступность большого количества природного газа в связи с успешным развитием сланцевых месторождений, с другой, спровоцировали значительный интерес к среднетоннажному СПГ в США. Вместо того, чтобы строить крупномасштабные технические линии, общая производственная мощность достигается за счет нескольких средних технических линий, мощность каждой из которых колеблется от 0,68 млрд куб. м до 2,72 млрд куб. м в год (0,5 до 2 млн т/год). Спонсоры проектов и поставщики технологий считают, что использование модульной, стандартизированной технологии позволяет снизить затраты и ускорить выход на рынок с тем, чтобы быстрее получать прибыль. Модульные решения также могут сделать конструкцию на месте более компактной, благодаря использованию оборудования заводского изготовления

Таким образом, при замене крупнотоннажных производств на несколько среднетоннажных предполагается достижение следующих эффектов:

1. за счет снижения работ по подготовке площадок и строительства фундаментов ускоряется ввод первых очередей производства;
2. увеличение производительности заводов за короткое время;
3. облегчается заключение контрактов на продажу газа в относительно небольших объемах;
4. сокращаются риски выхода проекта из бюджета и нарушения графика реализации проекта;
5. эффект масштаба поэтапного строительства однотипных мощностей.

На данный момент мы не можем судить, насколько будут успешны бизнес-модели среднетоннажных проектов в США, потому что не только разработчики проектов пытаются

минимизировать риски, покупатели также очень осторожны в принятии решений и сдержанны при заключении контрактов с фиксированной ценой, внимательно наблюдая за колебаниями цен на рынке. Пока ясно одно: компании постоянно пытаются найти способы минимизировать затраты и риски в условиях очень конкурентной рыночной конъюнктуры и среднетоннажный СПГ все чаще рассматривается как эффективный способ достижения этой цели.

На сегодняшний день экспорт СПГ из США осуществляется с трех проектов: Sabine Pass Liquefaction, LLC, Dominion Energy Cove Point LNG, LP, American LNG Marketing, LLC, начинаются поставки с Corpus Christi. Основными направлениями малотоннажных поставок American LNG Marketing в 2018 г. стали Багамы и Барбадос.

Многие рыночные факторы, которые позволили Sabine Pass преуспеть, с тех пор изменились, включая глобальный баланс спроса и предложения СПГ, более низкие цены на СПГ, более жесткие экологические нормы, капитальная стоимость проектов. Поэтому новые экспортные проекты по экспорту СПГ на побережье Мексиканского залива не могут просто скопировать модель СПГ Sabine Pass. Им придется адаптировать и разработать широкий спектр решений, чтобы попытаться максимизировать общую стоимость проекта и немаловажную роль в этом играет также и масштаб новых заводов (Таблица 3).

Таблица 3 - Среднетоннажные проекты производства СПГ в США

Проект	Место расположения	Очередь	Производительность линии ед. x млн т/год	CAPEX	Технология / Примечание
Tellurian <sup>2</sup>	Calcasieu River	в четыре очереди	20 x 1,38	15,2 млрд долл.	Driftwood liquefaction process – integrated precooled SMR
Elba Island	Sanannah Georgia	первая	6 x 0,25	2,2 млрд долл.	Shell Moveable Modular Liquefactions System
		вторая	4 x 0,25		
		третья	до 4 млн тонн		
Corpus Christi		первая/вторая/ третья	3 x 4,5		себестоимость равна первой и второй линии
		четвертая	7 x 1,4		
Eagle LNG	Jacksonville Florida		3 x 0,33		
Magnolia LNG Ltd	Lake Charles Louisiana		4 x 2		OSMR
Calcasieu Pass LNG	Cameron Parish Louisiana		18 x 0,6		SMR, электрический привод
Commonwealth LNG	Cameron Louisiana		6 x 1,4		SMR

Источник: LNG World Shipping. March/April 2018.

<sup>2</sup> <https://www.lngworldnews.com/tellurian-putting-together-driftwood-lng-pieces/>

## **ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ, РАЗРЕШЕНИЕ НА СТРОИТЕЛЬСТВО**

У Министерства энергетики США есть регулирующие обязанности, связанные с проектами СПГ. Компании, которые хотят экспортировать природный газ в виде СПГ, должны получить разрешение на это от Управления энергетики ископаемых энергоресурсов (DOE's Office of Fossil Energy, FE) (далее Управление). Закон о природном газе (Natural Gas Act, NGA) (далее Закон) требует, чтобы Управление делало оценки общественного интереса по заявкам на экспорт СПГ в страны, где у США нет существующих соглашений о свободной торговле (Non-FTA Agreement). Нормативная программа по импорту-экспорту природного газа осуществляется Сектором регулирования природного газа (DOE's Division of Natural Gas Regulation).

Существует два стандарта в рамках Закона для заявок на экспорт СПГ, основанных на странах назначения. Заявки на экспорт СПГ в страны, с которыми США имеют соглашение о свободной торговле (FTA countries), или на импорт СПГ из любой страны, автоматически рассматриваются на предмет соответствия общественным интересам. Закон также наделяет Минэнерго полномочиями для оценки заявок на экспорт СПГ в страны, не являющиеся членами соглашения о свободной торговле (non-FTA countries). Минэнерго действует в отношении долгосрочных экспортных заявок на СПГ в такие (non-FTA countries) страны после проведения обзора общественных интересов, который включает нескольких критериев, в т.ч. экономический и экологический обзор.

Как правило, Федеральная комиссия по регулированию энергетики (Federal Energy Resource Commission, FERC) имеет юрисдикцию в отношении размещения, строительства и эксплуатации объектов экспорта СПГ в США (терминалы и трубопроводы). В этих случаях FERC проводит оценку воздействия на окружающую среду предлагаемых проектов в соответствии с Законом о национальной экологической политике и Минэнерго обычно является сотрудничающим агентством в рамках этих обзоров.

Получение разрешения Министерства энергетики на экспорт СПГ в страны (non-FTA countries) является важным шагом для большинства проектов на их пути к финансированию и строительству. Управление также уполномочено отвечать за прозрачность рынка с опубликованными отчетами по объемам экспорта, направлениям и ценам на СПГ в своих ежемесячных отчетах. Проекты СПГ, которые имеют разрешения Минэнерго, сообщают о своем статусе и ходе строительства в Департамент дважды в год через полугодовые отчеты.

Также среди последних введений, Управление отмечает, что появился новый Федеральный регистр для предоставления публичных комментариев относительно исследований Минэнерго. Так, исследование «Макроэкономические

результаты рыночных определяемых уровней экспортного экспорта СПГ в США в 2018 году»<sup>3</sup>, проведенное NERA Economic Consulting, анализирует вероятность и макроэкономическое влияние различных сценариев экспорта сжиженного природного газа и включает в себя некоторые альтернативные базовые сценарии на основе отчета за 2017 г. Результаты получены вероятностным моделированием из 54 сценариев, возникающих в результате объединения различных вероятностей и предположений относительно международного и внутреннего спроса и предложения на природный газ. В свою очередь, производители СПГ и иные заинтересованные стороны, в свободном доступе могут оставить официальный комментарий.<sup>4</sup>

### TELLURIAN

Одним из примеров среднетоннажного СПГ в США является проект Driftwood СПГ компании Tellurian, созданный Чарифом Суки – президентом Tellurian (СПГ-пионером в США и основателем Cheniere Energy) и вице-президентом, Мартином Хьюстоном, который работал в компании BG. Проект компании Tellurian Driftwood СПГ обладает мощностью 37,5 млрд. куб. м в год (27,6 млн т в год) и, как ожидается, обойдется примерно в \$24 млрд. Проект включает в себя не только строительство мощностей по сжижению и морской терминал, но и строительство трубопроводов, работы по бурению газовых скважин и средства на приобретение газодобывающих активов. В качестве сырья, компания планирует закупать дешевый газ из пермского бассейна Западного Техаса и Нью-Мексико, где широкодоступен попутный газ (побочный продукт добычи нефти). Запуск Driftwood СПГ запланирован на 2023 г.

Таблица 4 - Этапы и структура затрат Driftwood LNG

Сценарии	1-ая фаза		Полная мощность	
Мощность производства, млн т/год (млрд куб. м)	11,0 (14,9)		27,6 (37,5)	
Инвестиции, млрд.\$				
- строительство терминалов	7,6		15,2	
- строительство трубопроводов	1,1		2,2	
- собственная инвестиция владельцев	1,1		2,1	
- покупка месторождений	1,0		2,0	
- апстрим – бурение	1,2		2,5	
<b>ИТОГО, млрд.\$</b>	<b>12</b>		<b>24</b>	
Цена сделок (долл./т)	1500		1500	
Распределение мощности	млн т/год (млрд куб. м)	%%	млн т/год (млрд куб. м)	%%
партнеры	8 (10,8)	72	16 (21,7)	58
Tellurian	3 (4,0)	28	11 (15,7)	42

Источник: Driftwood

<sup>3</sup>

<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/06/f52/Macroeconomic%20LNG%20Export%20Study%202018.pdf>

<sup>4</sup> <https://fossil.energy.gov/app/docketindex/docket/index/10>

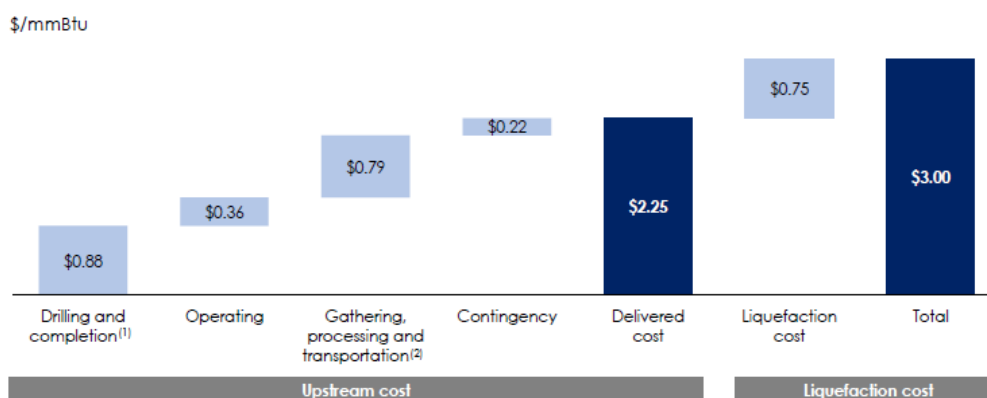
С целью минимизации затрат и рисков модель Tellurian предлагает следующие функции:

1. нет индексации к Henry Hub – цена на Driftwood СПГ не будет индексироваться к Henry Hub, как это сделано у других производителей СПГ в США;
2. в отличие от других американских СПГ-проектов, которые не участвуют в апстриме, Driftwood СПГ является классическим интегрированным проектом и имеет собственную добычную и транспортную составляющую с тем, чтобы снизить издержки. В других американских СПГ проектах, либо покупатели приобретают газ на рынке или у оператора терминала, либо сами участвуют в добыче газа;
3. контрактная модель компании Tellurian не предполагает долгосрочных контрактов;
4. участники проекта имеют право на реализацию СПГ в доле пропорциональной участию в акционерном капитале. Tellurian планирует продать 60% акции проекта, таким образом 60% произведенного СПГ будет принадлежат покупателям данных акций.

В 2017 г., в ходе Сингапурской международной недели энергетики, президент Tellurian Чариф Суки сделал интересное заявление, предложив фиксированную стоимость СПГ в портах Японии в 8 долл./млн БТЕ. Однако такое заявление получило скептические оценки японских экспертов, принимавших участие в форуме, поскольку для Японии предложение о фиксированной цене может быть интересно только в том случае, если оно составит около 6 долл./млн БТЕ. Как и предсказывали японцы, Tellurian не смог найти покупателей на таких условиях.

Первоначальная модель финансирования Tellurian не предполагала масштабного использования заемного капитала. При этом акции компании продавались исходя из оценки 1500 долл./т СПГ. Отсутствие издержек на обслуживание долга позволяло достичь, по заявлениям компании, краткосрочных предельных издержек в 3 долл./млн БТЕ.<sup>5</sup>

**Рисунок 6 - Операционные затраты производства СПГ Driftwood LNG**



Источник: Driftwood

<sup>5</sup> <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/102317-ny-listed-tellurian-claims-new-model-can-deliver-us-lng-to-japan-at-6mmbtu>

Таблица 5 - Сравнение моделей финансирования проекта Tellurian

Полная мощность (5 технических линий)	Бизнес-модель 1	Бизнес-модель 2
Мощность производства, млн т/год (млрд куб. м)	27,6 (37,5)	27,6 (37,5)
Доля акций партнеров, млрд долл.	24	8
Инвестиции, долл./т	1500	500
Задолженность проекта, млрд долл.	~3,5	~20
Операционные затраты, долл./млн БТЕ	3,0	3,0
Обслуживания задолженности, долл./млн БТЕ	0	1,5
Себестоимость СПГ – FOB, долл./млн БТЕ	3,0	4,5
Доля Tellurian,		
млн т/год (млрд куб. м)	~12 (16,3)	~12 (16,3)
%	~40%	~40%
Ожидаемый денежный поток Tellurian, млрд. долл./год	2,0	2,0

Источник: Корпоративная презентация компании Tellurian, октябрь 2018.

В октябре 2018 г. в поисках новых покупателей Tellurian изменил модель и включил в проект заемное финансирование. Это привело к снижению затрат для акционеров до уровня 500 долл./т, но задолженность вырастает до 20 млрд долл. вместо прежних 3,5 млрд долл. Это увеличивает предельные издержки на 1,5 долл./млн БТЕ до 4,50 долл./млн БТЕ.

Таким образом, бизнес-модели Tellurian открывает возможность покупателю купить мощности в проекте, переключая стоимость финансирования на таких покупателей, как крупные коммунальные предприятия в Японии или портфельные компании, которые могут получить доступ к финансированию по ставкам намного ниже, чем Tellurian<sup>6</sup>.

### **ELBA ISLAND**

Elba Island, один из новых экспортных терминалов для СПГ в США, выделяется своим выбором технологий газопереработки. Вместо масштабных мощностей по сжижению, которые обычно выбираются для экспортных проектов, операторы терминалов выбрали серию модульных блоков, каждый из которых способен производить 0,25 млн т в год.

Завод и терминал расположены в штате Джорджия. Терминал Elba Island вступил в эксплуатацию почти 40 лет назад, в сентябре 1978 г., в качестве импортного терминала СПГ для получения больших объемов газа, которые, как ожидалось, придут из Алжира по долгосрочным контрактам. Проект не был реализован из-за спора о ценообразовании, и был законсервирован в 1982 г.

Терминал был вновь открыт в качестве приемного терминала в октябре 2001 г., поскольку сокращение добычи газа в США привело к возобновлению импорта СПГ. В настоящее время терминал управляется совместным предприятием Kinder Morgan и EIG Global Energy Partners. Наличие резервуаров для хранения

<sup>6</sup> <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/102518-tellurian-offers-potential-partners-cheaper-buy-in-to-lng-export-project>

СПГ и морских причалов заставило задуматься о строительстве установок сжижения газа.

Технология переработки газа, выбранная для Elba Island, представляет собой мобильную модульную систему сжижения Shell (MMLS). В генеральном плане предусматривается установка шести модулей MMLS на первом этапе проекта, за которыми следуют еще четыре модуля на втором этапе. В результате общая мощность проекта составит 2,5 млн т/год с возможностью увеличения производства до 4 млн т/год. Ожидается, что на полную мощность проект выйдет к середине 2019 г.

Модули MMLS производятся на специализированном заводе-изготовителе и перемещаются на остров Эльба для установки. Различные блоки могут быть разобраны и перемещены, если это необходимо. Shell отмечает, что эта технология позволяет начать производство СПГ намного быстрее, чем это возможно при обычной крупнотоннажной схеме сжижения. Стоимость реализации проекта достигает 2,2 млрд долл., т.е. удельные издержки производства примерно сопоставимы с расходами крупнотоннажной очереди.

Elba Island имеет разрешения от Министерства энергетики США на продажи СПГ по всему миру, но в дополнение к экспорту этот объект имеет хорошие возможности для доставки СПГ внутри страны. Особой целью проекта являются порты Флориды для больших круизных лайнеров, обслуживающих Карибский регион.

### ***CORPUS CHRISTI***

Cheniere Energy помимо реализации крупнотоннажных проектов видит перспективу в развитии среднетоннажных производств. Все пять очередей по сжижению на заводе Sabine Pass и первые две очереди на Corpus Christi - это установки с мощностью сжижения 4,5 млн т/год. Однако для фазы расширения Stage 3 в Corpus Christi будут применены семь линий модульной конструкции мощностью 1,4 млн т/год каждая.

Cheniere Energy полагает, что более рационально строить среднетоннажные очереди на данном проекте, поскольку это устранил необходимость дорогостоящих работ по созданию инфраструктуры и быстрее обеспечит требуемую экспортную мощность. Кроме того, ожидается, что меньшая мощность в расчете на одну очередь упростит доступ потенциальных покупателей СПГ и позволит ускорить строительство.

Согласно первоначальным оценкам Cheniere, удельные издержки производства среднетоннажных мощностей СПГ аналогичны стоимости мощности в 4,5 млн т/год. За счет использования модульных конструкций Cheniere Energy рассчитывает избежать временных задержек и перерасхода средств, которые были характерны для мегапроектов.

### ***EAGLE LNG***

Проект СПГ в Джексонвилле предусматривает строительство завода, включающего в себя три очереди мощностью 330 тыс т/год каждая, по производству, хранению и экспорту сжиженного природного газа (СПГ) на реке Сент-Джонс во Флориде.

Природный газ будет поставляться по двум магистральным трубопроводам, являющихся частью газотранспортной системы Флориды.

Проект принадлежит и будет управляться Eagle LNG, консорциумом Clean Energy, GE Ventures, GE Energy Financial Services и Ferus Natural Gas Fuels. Целевой рынок проекта – автомобили на СПГ на внутреннем рынке и экспорт в Карибский бассейн и другие зарубежные страны. Он также будет обеспечивать топливом суда, совершающие круизы по Восточному побережью, что делает его первым терминалом в США по бункеровке грузовых судов.

Планируется, что будет построено морское погрузочное устройство и терминал для бункеровки судов и барж малого и среднего размера. Последний будет расположен у северного берега реки Сент-Джонс рядом с морским терминалом Marathon Petroleum.

### ***MAGNOLIA LNG***

Разработкой двух экспортных проектов СПГ в Северной Америке занимается LNG Limited, австралийская компания, в числе которых проект Magnolia. Проект оценивается примерно в \$4,3 млрд и удельные капитальные затраты проекта составят от \$495 до 544 долл./т. По оценкам LNG Limited, Magnolia LNG имеет хороший экспортный потенциал проектов СПГ следующей волны в США. На сегодняшний день Magnolia - это единственный проект по развитию экспорта сжиженного природного газа в США, который является готовым к строительству, профинансирован и полностью соблюдает все требования Минэнерго и FERC для продолжения, имеет разрешение на экспорт в страны FTA и не FTA, а также договор EPC с подрядчиком.

Проект Magnolia LNG будет включать в себя до четырех очередей сжижения, каждая мощностью до 2 млн т/год, два резервуара для хранения вместимостью 160 000 куб. м, судовые баржи, и вспомогательную инфраструктуру. Строительство первой очереди, по ожиданиям оператора, займет не менее 3 лет. Magnolia находится рядом с портом Лейк-Чарльз, через который можно легко выйти в Мексиканский залив, но в то же время достаточно далеко от берега, чтобы защитить его от сезонных бурь. Сам участок поднят на 30 футов, что выше уровня штормовых нагонов и обеспечен естественной защитой от наводнений и штормов.

Доступ к природному газу будет обеспечиваться согласно предварительному соглашению через существующий

трубопровод Kinder Morgan Louisiana (KMLP), который соединяется с поставками газа из сланцевых месторождений Marcellus и Utica. Кроме того, трубопроводы вверх по течению реки, на которой расположен завод, соединяются с трубопроводами из других районов, устраняя тем самым необходимость строительства любого нового трубопровода.

Calcasieu Pass LNG включает в себя 18 линий по производству СПГ мощностью 0,626 млн т каждая. В состав проекта входит электростанция собственных нужд установленной мощностью 611 МВт, а при производстве СПГ применяются приводы от электрических двигателей.

Проект Commonwealth LNG реализуется около Cameron, Луизиана и включает в себя 6 производственных линий общей мощностью 8,4 млн т/год.<sup>7</sup> Начало производства намечено на 2024 г.

## Кейс Норвегии

Норвегия развивает отрасль СПГ с начала 2000-х годов, и к данному моменту представляет собой интересный кейс для изучения. Взвешенная и продуманная политика Норвегии позволила стимулировать использование СПГ в качестве судового топлива и нарастить прибрежную инфраструктуру бункеровки и использования СПГ на побережье (подробнее рассмотрено исследовании «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России»<sup>8</sup>). Совокупный объем производства СПГ в Норвегии составляет около 4,8 млн т/год, при этом представлены все категории заводов: крупно-, средне- и малотоннажные (Таблица 6).

Таблица 6 - Заводы по производству СПГ в Норвегии

Местоположение	Категория	Мощность, тыс. т/год	Компания	Год ввода	Направления использования
Snøhvit Hammefest	Крупнотоннажный	4 300	Statoil	2007	экспорт, внутренний рынок
Risavika (Stavanger)	Среднетоннажный	300	Skangas (Gasum)	2011	внутренний и региональный рынок, транспорт, бункеровка, газоснабжение
Kollsnes 2	Малотоннажный	84	Gasnor (Shell)	2007	
Kollsnes 1		40	Gasnor (Shell)	2003	
Snurrevarden (Karmøy)		20	Gasnor (Shell)	2003	
Tjeldbergodden		12	AGA (Linde) <sup>9</sup>	2017 (возобновление производства)	внутренний рынок
Oslo		4	Ege biogas <sup>10</sup>	2013	заправка 135 автобусов в Осло

Источник: данные компаний

<sup>7</sup> <https://www.businesswire.com/news/home/20181012005312/en/>

<sup>8</sup> <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/researcho6-ru.pdf>

<sup>9</sup> <http://www.tbu.no/en/ressurser/>

<sup>10</sup> <http://cdn.wartsila.com/docs/default-source/product-files/ogi/lng-solutions/brochure-o-ogi-lng-liquefaction.pdf?sfvrsn=6>

К категории среднетоннажных в Норвегии относится один завод мощностью 300 тыс. т в год, принадлежащий компании Skangas и расположенный недалеко от Ставангера, в Рисавике, в непосредственной близости от порта и главного маршрута вдоль западного побережья Норвегии.

Среднетоннажный СПГ завод был построен по технологии Linde LIMUM 3. В этом проекте использовался витой теплообменник, при производстве которого была использована только нержавеющая сталь, что обеспечивает работу завода в широких диапазонах мощностей и повышенную устойчивость к изменяющимся режимам работы. Завод рассчитан на непрерывную эксплуатацию в течение 330 дней. В состав завода входит хранилище СПГ емкостью 30 000 куб. м, достаточное для хранения продукции, произведенной в течение 12 суток. В состав завода включены отгрузочные системы для грузовиков на 25-100 куб. м/час и для судов 150-1000 куб. м/час. Проектирование, закупки, строительство и надзор при пуске установки выполнены компанией Linde Engineering по заказу Lyse Gass AS. Было обеспечено соответствие норвежско-европейскому стандарту NS EN 1473 (Установки и оборудование для сжиженного природного газа / Installation and equipment for liquefied natural gas - Design of onshore installations)<sup>11</sup>. Из-за расположенного рядом жилого квартала необходимо было соблюсти требование об уровне шума действующего производственного объекта: не более 53 дБ на границе территории завода. В 2016 г. данный актив окончательно перешел к компании Skangas, которой принадлежит по сегодняшний день.

В качестве сырья используется сетевой газ, поставляемый по подводной трубопроводной системе с давлением около 12 МПа с установки комплексной подготовки газа и конденсата Kårstø (мощностью 90 млн стандартных куб. м жирного газа в сутки), к которой подключены около 30 месторождений Норвежского континентального шельфа, и имеющий компонентный состав, показанный в Таблице 7.

Таблица 7 - Состав газа для среднетоннажного завода Skangas в Норвегии

Состав	моль, %
Азот	0,65
Метан	88,22
Этан	8,43
Пропан	0,55
Бутаны	0,05
Пентаны	0,00

Источник: Linde

На основе завода СПГ была построена производственная цепочка, которая позволяет распределять СПГ по побережью Скандинавии с использованием газозовозов малой мощности до 15 тыс куб. м (Coralius и Coral EnergyCE), поставлять СПГ на береговые терминалы, с которых, в свою очередь, СПГ

<sup>11</sup>[https://www.linde-engineering.com/en/images/LNG%20Journal%20article%20about%20Linde%27s%20Mid-Scale%20LNG%20activities\\_tcm19-117848.pdf](https://www.linde-engineering.com/en/images/LNG%20Journal%20article%20about%20Linde%27s%20Mid-Scale%20LNG%20activities_tcm19-117848.pdf)

доставляется грузовиками потребителям. В качестве примеров можно привести следующие терминалы:

- Nynäshamn (Швеция), построенный в 60 км от Стокгольма в 2011 г. Стую АВ, шведской «дочкой» Linde, с резервуарным парком в 20 000 м<sup>3</sup>. В дальнейшем полученный норвежский газ используется для бункеровки судов в порту Стокгольма и в сети автозаправочных станций, а также поступает на станции хранения и регазификации для подачи газа в газораспределительные сети Стокгольма<sup>12</sup>.
- Ога рядом с г. Фредерикстад (Норвегия) - хаб для дистрибуции СПГ в южной Норвегии. Резервуарный парк способен вместить 5900 куб. м СПГ в 9 резервуарах. Поступивший с помощью газозовов СПГ (не только с завода в Рисавике, но и из других источников) через трубопровод поставляется от причала до промышленной зоны, а затем распределяется с помощью локальной сети среди производственных предприятий, либо доставляется грузовиками (15-20 машин ежедневно) более удаленным потребителям<sup>13</sup>.

В производственной цепочке большую роль играет бункеровка, которая осуществляется по схеме PTS (port to ship) и STS (ship to ship). С 2015 г. введена в эксплуатацию новая бункеровочная станция: подземный трубопровод длиной 650 м и загрузочный рукав<sup>14</sup>, специально разработанный Skangas для бункеровки СПГ и позволивший существенно повысить скорость операций и, тем самым, эффективность, по сравнению с заправкой из грузовика TTS (truck to ship). Ежегодный объем бункеровки с помощью полуавтоматического заправочного рукава, по оценкам генерального директора порта Давида Оттесена, – 35 тыс. тонн (с перспективой увеличения в будущем),<sup>15</sup> что составляет около 12% от объема производства СПГ-завода.

О значительном повышении уровня безопасности свидетельствует тот факт, что впервые в Норвегии паромы получили возможность бункеровки без высадки пассажиров. Данную бункеровочную станцию используют круизные паромы компании Fjord Line, курсирующие по маршрутам между портами Норвегии (Ставангер, Берген, Лангесунн) и Дании (Хиртсхальс)<sup>16</sup>. MS Bergensfjord и MS Stavangerfjord являются первыми и самыми крупными в мире круизными паромами, работающими исключительно на СПГ, каждый из которых способен перевозить около 1500 пассажиров и до 600 машин. Рисавика является основным местом бункеровки для паромов Fjord Line, при этом в качестве дополнительного выступает малотоннажный терминал в Хиртсхальсе (запущен в 2015 г.)<sup>17</sup>.

<sup>12</sup> [http://www.mioe.ru/getattachment/business-programme/bp/transportirovka-i-hranenie-nefti/Федорова\\_Роль-малотоннажного-СПГ-в-развитии-регионов-России.pdf.aspx](http://www.mioe.ru/getattachment/business-programme/bp/transportirovka-i-hranenie-nefti/Федорова_Роль-малотоннажного-СПГ-в-развитии-регионов-России.pdf.aspx)

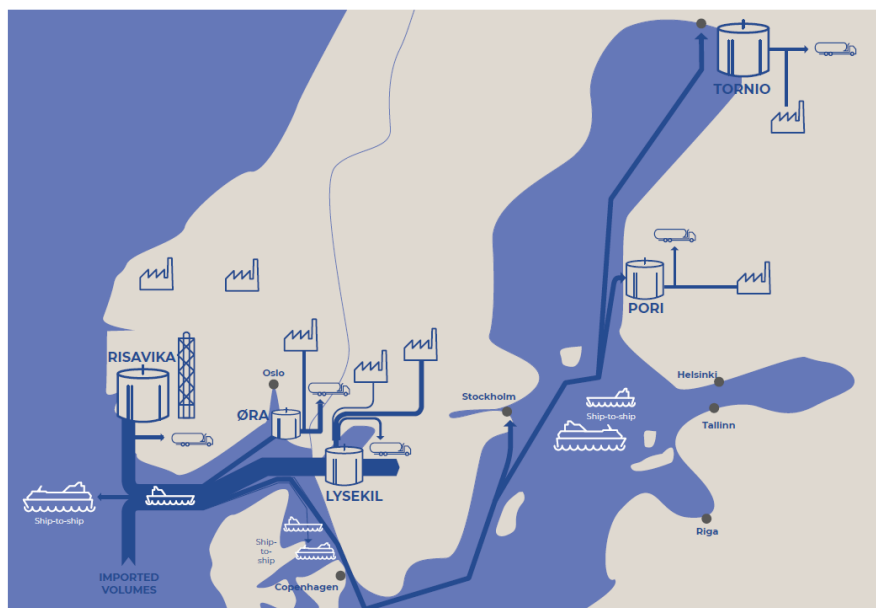
<sup>13</sup> <https://www.skangas.com/supply-chain/terminals--plants/skangas-terminal-ora/>

<sup>14</sup> <https://www.fjordline.com/en/p/about-fjord-line/eco-friendly-natural-gas>

<sup>15</sup> <https://www.vesselfinder.com/news/3556-First-LNG-Bunkering-Station-in-Nordics-starts-operations>

<sup>16</sup> <https://www.fjordline.com/en/p/our-ships/ms-stavangerfjord>

<sup>17</sup> [www.golng.eu/files/Main/20180417/6.%20Morten%20Larsen%20-%20Fjord%20Line.pdf](http://www.golng.eu/files/Main/20180417/6.%20Morten%20Larsen%20-%20Fjord%20Line.pdf)



Источник: Skangas

Таблица 8 - Производственные показатели компании Skangas

	2016	2017
Операции по заправке грузовиков	4300	5226
Продажи СПГ, тыс т	385	412
Операции по бункеровке	601	1000 <sup>18</sup>

Источник: Skangas

При этом Skangas стремятся к диверсификации источников СПГ для обеспечения надежного снабжения газом потребителей. Так, в условиях зимы 2017-18 гг., Skangas подписал соглашение с терминалом Grain LNG в Великобритании. Для поставки СПГ будут использоваться небольшие газовозы из состава флота Skangas и для этого терминал Grain LNG пройдет реконструкцию с целью организации возможности заправки газовозов объемом до 20 тыс куб. м. Рост интенсивности использования газовозов малой вместимости положительно скажется на экономической эффективности и приведет к снижению издержек по распределению малотоннажного СПГ.

Завод в Рисавике показывает комплексный подход к направлениям использования СПГ: погрузка на газовозы, автотранспорт, а также бункеровка судов. Автотранспорт обеспечивает доставку локальным потребителям на внутреннем рынке, в то время как с помощью газовозов СПГ получают более отдаленные потребители, в том числе в соседних государствах. Развитие СПГ-инфраструктуры, таким образом, позволяет стимулировать использование природного газа, в том числе в регионах, не имеющих доступа к трубопроводной системе.

<sup>18</sup> - TTS – 60 %  
 - PTS – 38 %  
 - STS – 2 %.

## Кейс Канады

СПГ заводы в Канаде сосредоточены в районах добычи газа на западе и в центрах потребления на востоке страны. С целью энергоснабжения потребителей по состоянию на конец 2017 г., в Канаде построены мощности производства СПГ в объеме 376 тыс т/год, часть которого регулярно поставляется на экспорт, в Китай (пока в тестовом режиме, мелкими партиями и нерегулярно).

Кроме того, многие компании в этом сегменте взаимосвязаны. В сфере СПГ сильное присутствие капитала из США, Китая и Сингапура. Например, долгожитель и признанный лидер газовой отрасли на восточном побережье Канады Gaz Métro – кроме создания мало- и среднетоннажных производств СПГ, владеет газораспределительной сетью и участвует в строительстве газопровода для проекта Saguenay LNG в одноименном порту для экспорта СПГ в объеме 11 млн т/год.

То же самое можно отметить и про Fortis BC, который кроме строительства среднетоннажного проекта Tilbury Island на 0,223 т/год, задействован в строительстве газопровода протяженностью 47 км для проекта Woodfibre мощностью 2,1 млн т.

Проект Woodfibre стоит отметить особо. Этот проект можно считать одновременно как среднетоннажным, судя по его техническим характеристикам, так и крупнотоннажным, судя по его позиционированию на рынке - standalone liquefaction facility.

Многофакторный анализ инвестиционной привлекательности крупнотоннажных заводов СПГ в Канаде, представленный Canadian Energy Research Institute (CERI) показал, что эти проекты в современных условиях могут быть привлекательными либо при цене субститута (нефти) 80 долл./барр., либо при условии предоставления льгот от региональных и центральных властей страны. Это диктуется как ценами на рынках АТР и Европы, так и сильной конкуренцией со стороны СПГ из США.

Поэтому, совершенно логично что в отличии от крупнотоннажных проектов из которых «взлетел» пока что только один – Canada LNG (что символично), и только после предоставления больших налоговых льгот от штата Британская Колумбия, в Канаде появляются именно среднетоннажные проекты новых заводов СПГ. Например, в штате Онтарио в пару к существующему и продвигаемому проекту Thorold на юге штата на 0,19 тонн/год, планируется постройка примерно такого же проекта Nipigon на севере штата.

Следует отметить, что схема тиражирования линий производства, использованный на проекте Магнолия в США, применяется также на проекте Bear Head в Cape Breton. Кстати, оба эти проекта реализует одна и та же компания: LNG Ltd, признанный лидер производства среднетоннажного оборудования из Австралии.

Для проекта Bear Head требуется постройка газопровода протяженностью 1700 км в продолжении TransCanada или 62,5 км из США. К слову сказать, большие капитальные затраты на строительство подводных газопроводов – проблема большинства крупнотоннажных заводов СПГ в Канаде.

Таблица 9 - Проекты среднетоннажного производства СПГ в Канаде

Местоположение	Мощность млн т/год	Технология	Компания	Год ввода	Примечание
Montreal, QC	0,080	LIMUM (Linde)	Gaz Métro	1969	Внутренний рынок
	0,140			2017	
Tilbury Island, BC	0,033	н/д	Fortis BC	1971	Внутренний рынок и экспорт в Китай
	0,223	н/д		2018	
Elmworth, AB	0,030	н/д	FerusNGF (JV China)	2016	Внутренний рынок: ГМТ и газоснабжение
	0,150	н/д		-	
Fort Nelson, BC	2 x 0,19	н/д	FerusNGF (JV China)	2020, 2022	ГМТ для горной добычи
Thorold, ON	0,19	н/д	Northeast Midstream	2020	
Bécancour, QC	0,5	н/д	Stolt LNGaz	приостановлен	н/д
Bécancour, QC	0,232	н/д	Gaz Métro	прерван	н/д
Woodfibre Squamish, BC	2,1	LIMUM (Linde)	Pacific Oil & Gas (Singapore - based RGE group)	2020	Экспорт
Bear Head Cape Breton, NS	4 x 2,0	(OSMR® liquefaction technology) LNG Technology Pty Ltd	LNG Ltd Австралия	2023	Экспорт
Kitimat, BC	0,55	н/д	Altagass, Golar (Hansa Nation)	приостановлен	Экспорт
Prince Rupert, BC	1,0	н/д	Watson Island LNG Corp.	приостановлен	Экспорт

Источники: NEB, 2015, информация компаний

Планируемые к реализации СПГ проекты планируются в регионах, наиболее благоприятных для поставки СПГ на экспорт, но их развитие сдерживается отсутствием или недостаточно развитой системой магистральных газопроводов. Так, стоимость строительства 750 км газопровода для снабжения проекта SaguenayLNG (стоимостью 7 млрд долл.<sup>19</sup>) оценивается в 4-5 млрд долл. (50% от стоимости проекта), а стоимость 47км газопровода для строительства проекта WoodfibreLNG (стоимостью 1,6 млрд долл.<sup>20</sup>) оценивается в 0,25 млн долл.<sup>21</sup> (16% от стоимости проекта). Это является одним из существенных факторов, тормозящих развитие проектов.

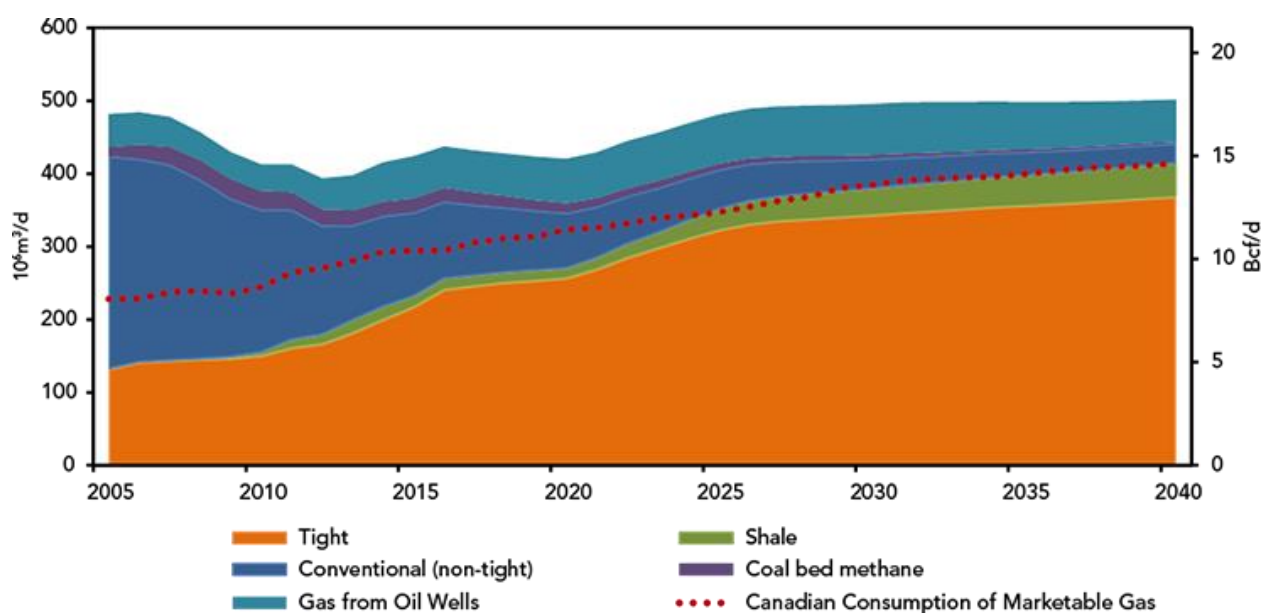
<sup>19</sup> <http://energiesaguenay.com/en/project/project-summary/>

<sup>20</sup> <https://www.woodfibrelng.ca/the-project/about-the-project/project-benefits/>

<sup>21</sup> <http://hedbergassociates.com/projects/eagle-mountain-pipeline-expansion/>

Большие запасы газа, прежде всего нетрадиционного, подталкивают канадский бизнес к планированию производства СПГ с целью расширения географии продаж газа. А планы соседних США удовлетворять внутренние потребности к 2040 г. полностью за счет собственной газодобычи, обнуляя импорт природного газа, в том числе из Канады, ставят канадских газовиков перед неизбежностью создания экспортных мощностей. При этом объем заявленных проектов к 2025 г. настолько большой – 245 млн т в год, что традиционных запасов газа хватит только на несколько лет, и газоснабжение производств СПГ в таких объемах возможно только при росте добычи нетрадиционного газа.

Рисунок 8 - Прогноз добычи газа в Канаде



Источник: NEB, 2015

В таких условиях, государственная политика в отношении экспортных проектов в Канаде либеральная, практически все заявленные заводы получили лицензии на строительство и на экспорт. В результате заявленный объем производства СПГ существенно превышает российский при явно меньшем объеме запасов. Основными препятствиями для канадских СПГ проектов являются недостаточно развитая инфраструктура транспортировки газа в направлении восточного и западного побережья, а также запрет на добычу сланцевого газа методом гидравлического разрыва пласта в восточных штатах Канады<sup>22</sup>.

### Кейс Индии

Последнее десятилетие Индия демонстрирует стабильный экономический рост и входит в десятку крупнейших экономик мира. Для поддержания заявленного роста экономики в 7% стране необходимо решить задачу энергобезопасности, оптимизировать структуру энергобаланса и обеспечить непрерывные экономически выгодные поставки энергоносителей. Сейчас Индия является 5-м по величине потребителем энергоресурсов в мире с долей 4 % от мирового

<sup>22</sup> Canadian Energi Research Institute, Study No. 172 July 2018 Analysis of Canadian LNG

потребления энергоресурсов (и вполне вероятно станет 3-м в 2020 г.). В ближайшие годы прогнозируется существенный рост спроса на газ в производстве электроэнергии, промышленном и химическом (прежде всего производство удобрений) секторах. Для поддержания существующего темпа роста ВВП (6,4%) Индия должна увеличить поставки энергоресурсов в 3-4 раза к 2020 г.<sup>23</sup>

Несмотря на то, что Индия декларирует стремление заместить уголь и нефть газом, ценовые реалии таковы, что уголь сохранит свою долю в ряде наиболее чувствительных к повышению цен секторах. Но доля природного газа к 2020 г. вырастет до 20% (по сравнению с 9% в 2005 г. и 11% в 2010 г.) прежде всего за счет значительного роста спроса на энергоносители в целом. Несмотря на введение мер по защите экологии, производство электричества из угля сохраняется, т.к. себестоимость электрической энергии с использованием угля в 1,5-2 раза дешевле, чем из СПГ.<sup>24</sup>

Таблица 10 - Структура энергопотребления Индии

Энергоноситель	2005	2010	2025
Уголь	51%	53%	50%
Нефть	33%	30%	25%
Газ	9%	11%	20%
Гидро	6%	5%	2%
Атомная	1%	1%	3%
Итого	100%	100%	100%

Источник: *LNG business opportunities and market outlook in India 2018, January 2018 [17]*

Совокупное производство природного газа в Индии возобновило рост после долгих лет снижения и к 2020 г. ожидается повышение добычи газа в стране до 32 млрд куб. м в год - в среднем на 3% ежегодно.<sup>25</sup> С 2018 г. наблюдается рост дефицита газа и к 2030 г. он может достигнуть 265 млн куб. м в сутки.

Крупнейшим потребителем останется газовая генерация – до 49%, доля сектора удобрений снизится до 15%, уступив газохимии и городским потребителям (до 12%). Существенно вырастет транспортный сектор, включая грузовой транспорт и внутренний речной (к 2022 г. для их нужд потребуется 8-9 млн т СПГ в год).

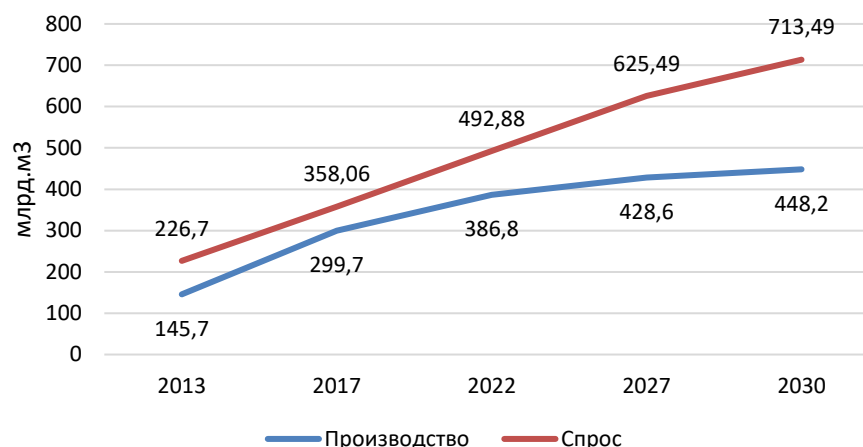
Для производства удобрений (одного из социально значимого сектора) газ поставляется по низким ценам (внутреннего производства). Основная задача – перевести производство удобрений на СПГ, но сохранив доступные цены. Например, при цене импортируемого газа 14 долл./млн БТЕ было выгоднее закупать готовые удобрения, чем производить их внутри страны. Но после значительного снижения цен были вновь открыты ряд производств.

<sup>23</sup> Market demand challenges of an emerging LNG market: India, Dr. A. Balyan, 2018

<sup>24</sup> National energy policy for oil and gas sector, November 16, 2015.

<sup>25</sup> Petronet L NG: Huge scope for small LNG in India: Snowball effect, April, 26, 2018.

Рисунок 9 - Прогноз производства и спроса газа в Индии



Сектор	2012-13	2016-17	2021-22	2026-27	2029-30
Генерация	86.17	157.26	232.26	307.26	352.26
Удобрения	59.86	96.85	107.85	110.05	110.05
Газификация населенных пунктов	15.30	22.32	46.25	67.96	85.61
Промышленность	20.00	27.00	37.00	52.06	63.91
Нефтехимия и нефтепереработка	38.37	46.64	59.52	75.96	87.94
Производство железа и стали	7.00	8.00	10.00	12.19	13.73
Общий спрос	226.70	358.06	492.88	625.49	713.49

Источник: LNG business opportunities and market outlook in India 2018, January 2018 [17]

В Индии разрабатывают метан угольных пластов, сланцевый газ и газогидраты, но в незначительном масштабе. Для стимулирования внутреннего производства газа индийское правительство предприняло ряд законодательных инициатив: National Exploration Licensing Policy (NELP), Open Acreage Licensing Policy regimes. Но, несмотря на ряд успехов в индийском upstream (открытие the East Coast Offshore (KGD6)), большинство газовых месторождений быстро истощаются, их доразведка требует существенных инвестиций, а разработка новых преимущественно офшорных месторождений Oil & Natural Gas Corporation (ONGC), Reliance Industries Limited (RIL) и Gujarat State Petroleum Corporation (GSPC) сопряжена с рядом сложностей и значительно отстает от запланированных сроков. Следовательно, до 2035 г. в случае сохранения текущих темпов экономического роста спрос будет существенно превосходить предложение.

Индия начала закупки СПГ в 2004 г. и сейчас они составляют более 40% всего потребляемого газа.<sup>26</sup> На данный момент в ряде секторов, а именно в генерации и городском газоснабжении (CGD), смешивают газ внутреннего производства и импортный СПГ для уменьшения его стоимости для потребителей.

Наряду с Китаем и Японией, Индия является крупнейшим импортером СПГ с портфелем из долгосрочных, среднесрочных и спотовых контрактов. Основные партнеры Petronet LNG по долгосрочным контрактам RasGas, Катар (7.5 млн т в год), Mobil

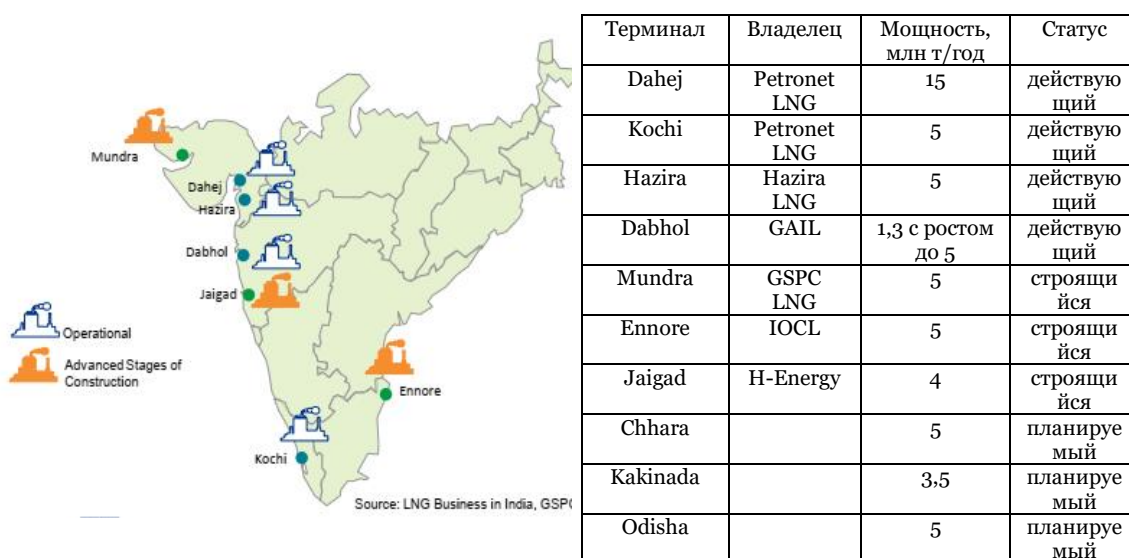
<sup>26</sup> LNG business opportunities and market outlook in India 2018, January 2018.

Australia Resources Limited (1.44 млн т в год); GAIL сотрудничает с Cheniere Energy, США (3.5 млн т в год) и Gazprom, поставляющий газ, производимый ПАО «НОВАТЭК» (2.5 млн т в год).

В Индии государство жестко регулирует производство и внутренние цены природного газа как для населения, так и для промышленных потребителей. Но цены СПГ определяются другими, контрактными механизмами (долгосрочные и спотовые).

Индия активно развивает всю необходимую национальную СПГ инфраструктуру: регазификационные терминалы, FSRU, сеть внутренних газопроводов, мало- и среднетоннажные СПГ заводы, сеть заправочной инфраструктуры, инвестирует в строительство портовой инфраструктуры для отгрузки СПГ в других странах.

Рисунок 10 - Схема размещения терминалов СПГ в Индии



Источник: LNG business opportunities and market outlook in India 2018, January 2018 [17]

На данный момент в Индии работают четыре стационарных СПГ-терминала, рассчитанные в общей сложности на 30 млн т в год. Первым и крупнейшим является Dahej компании Petronet на 15 млн т в год, он был введен в эксплуатацию в 2004 г. Производительность каждого из терминалов Hazira, Kochi и Dabhol - около 5 млн т в год.

FSRU в порту Jaigad в Maharashtra с мощностью 4 млн т в год станет пятым терминалом на западном побережье к концу 2018. Проект стоимостью 250 млн долл. реализует H-Energy Gateway Pvt Ltd. Данный проект включает бункеровку, хранение, регазификацию, погрузку и заправку СПГ автотранспорта. Всего общая прогнозируемая мощность терминалов к 2029-2030 гг. составит 73 млн т в год.<sup>27</sup>

<sup>27</sup> FSRU launch brings India LNG bunkering one step closer, May 2, 2018/shipandbunkering.com

В результате Индия станет не только одним из крупнейших покупателей сжиженного газа на мировом рынке, но и войдет в число лидеров по использованию FSRU.<sup>28</sup>

Другой немаловажной особенностью развития СПГ инфраструктуры в Индии является политика доступа третьих лиц к использованию терминалов и схемы финансирования данных проектов по принципам PPP (частно-государственное партнерство).

На сегодняшний день можно говорить о 6 основных региональных рынках газа в Индии: Северный, Западный, Центральный, Южный, Восточный и Северо-Восточный. Западный и Северный лидируют по газопотреблению, благодаря наиболее развитому трубопроводному транспорту. Но постепенно в результате развития газовой, прежде всего СПГ, инфраструктуры этот географический дисбаланс устраняется.

В Индии действует трубопроводная сеть мощностью 731 млрд куб. м протяженностью 28 тыс км, которая соединяет практически все основные центры газовой генерации. К 2029-30 гг. трубопроводный транспорт достигнет мощности в 763 млрд куб. м, в основном за счет развития газификации внутри наиболее индустриально развитых штатов (Гуджарат)<sup>29</sup>

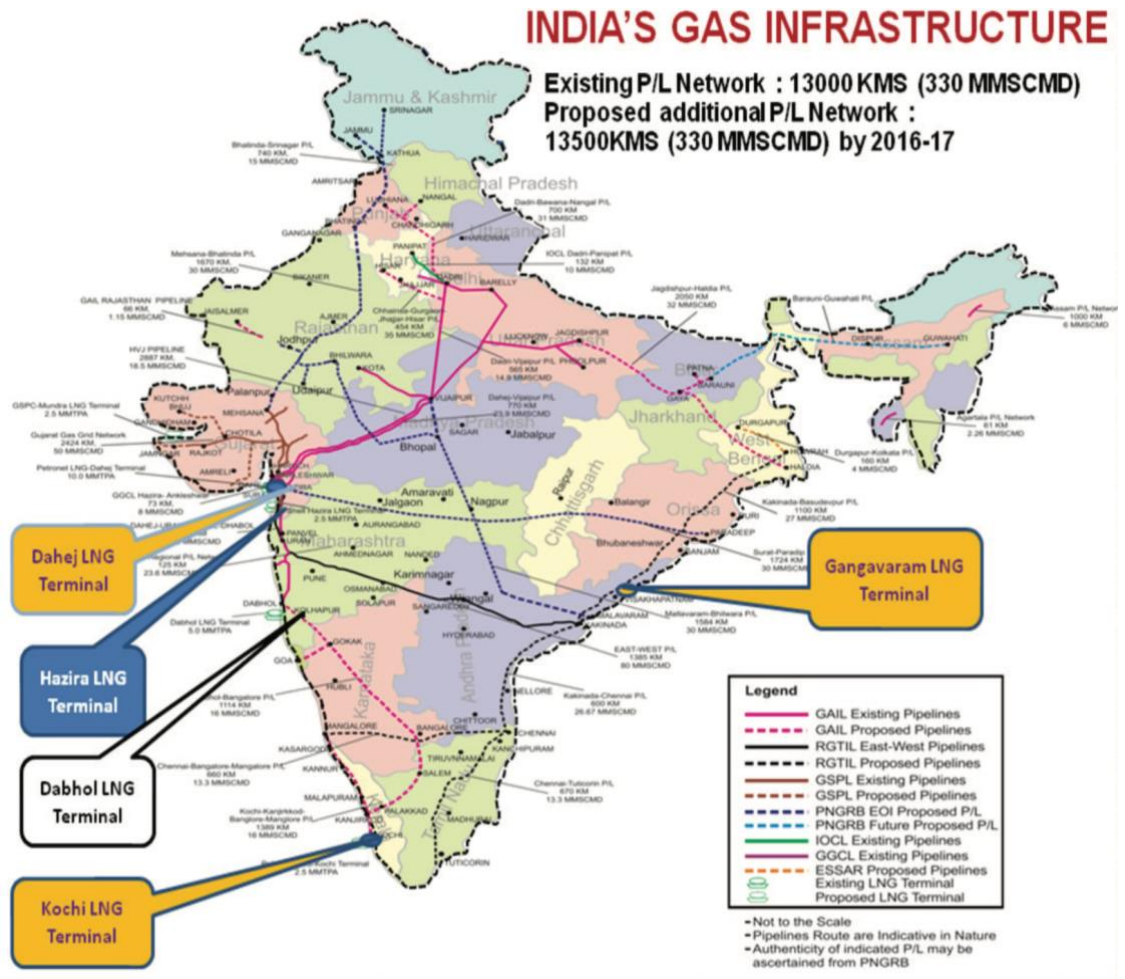
Особенности географии газопроводов позволяет правительствам штатов рассматривать проекты создания «виртуальных газопроводов» (сжижение газа и доставка СПГ метановозами для заправки наземного, речного и железнодорожного транспорта и газификации удаленных промышленных объектов и населенных пунктов).

Например, на севере Индии в Ghazipur Inland Waterways Authority реализуют первый проект создания СПГ бункеровочной инфраструктуры для судоходства по реке Ганг. Первая фаза планируется к вводу к 2020 г. В рамках проекта предполагается строительство первого в Индии малотоннажного СПГ производства.<sup>30</sup>

<sup>28</sup> Investment opportunity in bunkering. Rahim Sahu, KPMG in India, April,4, 2017

<sup>29</sup> Market demand challenges of an emerging LNG market: India, Dr. A. Balyan,2018

<sup>30</sup> India planned inland terminals to have LNG bunkering facilities, January 26,2018/ shipand bunkering.com



Источник: *Market demand challenges of an emerging LNG market: India*, Dr. A. Balyan, 2018.

Перевод транспорта на газ, в том или ином масштабе, осуществляется рядом компаний: IGL, MGL, GGL, CUGL, Indian Oil, Adani, GAIL, GAIL GAS, PNGRB, MoPNG, MNGL, IMC limited, BPCL, HPCL, Gujarat Gas, GSPC, Petronet LNG.

Petronet, в частности, реализует проект строительства 20 СПГ заправочных станций на магистралях вдоль западного побережья, соединяя Дели с Thiruvananthapuram через Бомбей и Бенгалор общей протяженностью в 4500 км. Пробег между заправками составляет 250 км.

Рисунок 12 - План сети размещения СПГ заправок в Индии



Источник: Petronet LNG Limited. LNG as an automotofuel, March 16, 2018.

Говоря о наиболее перспективных направлениях развития СПГ проектов в 2020-2035 гг., можно отметить следующее:

1. в соответствии с принятой стратегией развития транспортного комплекса предполагается полностью ограничить выпуск легковых и грузовых автомобилей на бензине и дизеле. В секторе легкового и общественного транспорта приоритет отдается электромобилям, мототранспорт планируется на КПГ, а грузовые перевозки и водные виды транспорта (речные и морские грузоперевозки) - на СПГ. Строительство транспортных коридоров «Восток-Запад» и «Север-Юг» подразумевает развитие сети СПГ заправок и нескольких мало-/среднетонажных СПГ заводов.
2. для обеспечения транспорта в центральных штатах и в условиях сложной географии предполагается строительство нескольких среднетонажных СПГ заводов, рядом с компрессорными станциями магистральных газопроводов.
3. в силу географических особенностей сейчас наиболее актуальными становятся проекты плавучих СПГ заводов, которые могли бы сжижать газ на офшорных месторождениях.
4. продолжится строительство приемных СПГ терминалов. Total и Adani Group создали СП для строительства нескольких приемных терминалов вдоль восточного побережья.
5. индийские компании активно инвестируют в развитие СПГ инфраструктуры в других странах. Например, около \$20 млрд планируется инвестировать в развитие порта Чабахар и строительство нефтеперерабатывающего завода (НПЗ). Индия заинтересована в строительстве завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) и установки по крекингу газа

в порту Чабахар на юге Ирана. Индия рассчитывает получить поставки конденсатного газа из Ирана по конкурентоспособной цене на долгосрочной основе. В 2015 г подписан меморандумом о взаимопонимании, согласно которому Индия возьмет в лизинг на 10 лет 2 терминала 1й фазы порта Чабахар в Иране.

## FLNG - территория среднетоннажных производств

Концепция производства СПГ на плавучих установках имеет достаточно продолжительную историю. В основе плавучих производств лежит идея переработки газа шельфовых месторождений, снижения капитальных затрат при строительстве и операционных затрат при эксплуатации подводных газопроводов, возможность перемещения завода при истощении месторождения или изменения рыночной ситуации.

Но только в последние годы FLNG вышли на мировой рынок СПГ. Хотя первый плавучий завод был построен на плавучей барже для проекта Carebbian FLNG еще в конце 2016 г., но он достаточно долго простаивал. Только в конце 2018 г. между Exmar и YPF был подписан десятилетний контракт и завод будет перемещен в Аргентину в порт Баия-Бланка для производства СПГ из газа, добываемого в сланцевой провинции Neuquen (Аргентина). В результате завод сменил название с Caribbean FLNG на Tango FLNG, но еще не введен в эксплуатацию<sup>31</sup>. Таким образом, первый построенный плавучий завод продемонстрировал реализацию одного из преимуществ FLNG – возможность оперативного изменения места производства.

В результате первый FLNG был введен в эксплуатацию в 2017 г. в Малайзии.<sup>32</sup> Второй проект FLNG - Kirbi FLNG производительность 2,4 млн т СПГ в год начал производство весной 2018 г. в Камеруне.<sup>33</sup> Kirbi FLNG стал первым плавучим заводом, который реализован путем переоборудования газовева Hilli Episeyo, построенного в 1975 г., емкостью 125 тыс куб. м. В декабре 2018 г. началось производство СПГ на крупнотоннажном плавучем заводе Prelude.

Две компании Petronas и Golar фактически приступили к тиражированию плавучих заводов по производству СПГ. Пока каждая из компаний имеет в активе по одному плавучему заводу СПГ, но планируют увеличить количество плавучих заводов в ближайшее время. При этом Golar активно применяет различные схемы реализации проектов, в т.ч. толлинг отдельных производственных линий, размещенных на одном плавучем заводе СПГ.

Первым проектом Golar было переоборудование старого газовева Hilli Episeyo с Moss емкостями. Плавучий завод размещен у берегов Камеруна и на произвел уже десятки отгрузок СПГ потребителям.

---

<sup>31</sup>

[http://www.exmar.be/sites/default/files/media/document center/reports and downloads/press releases/announcement\\_exmar\\_ypf.pdf](http://www.exmar.be/sites/default/files/media/document%20center/reports%20and%20downloads/press%20releases/announcement_exmar_ypf.pdf)

<sup>32</sup> <https://www.offshore-mag.com/articles/2016/11/world-s-first-flng-facility-starts-up.html>

<sup>33</sup> <https://www.offshoreenergytoday.com/perenco-starts-up-hilli-episeyo-flng-off-cameroon/>

Таблица 11 - Перечень реализуемых проектов FLNG

Проект	Инициатор / Оператор	Мощность млн т/год	Технология / Особенности реализации	Ожидаемый срок начала производства
Tango FLNG (бывший Caribbean FLNG)	Pacific Rubiales/ Exmar	0,5	Black & Veatch Prico™ Поставка газа с береговых месторождений	2019
PFLNG Satu (Kanowit) (Малайзия)	Petronas	1,2	Air Products AP-N™	2017
Prelude FLNG (Австралия)	Shell, INPEX, KOGAS, CPC	3,6	Shell C3MR Производство и экспорт СУГ и конденсата	2018
PFLNG Dua (Rotan) (Малайзия)	Petronas	1,5	Air Products AP-N™	2020
Cameroon FLNG (Камерун)	Perenco/ Golar, Keppel	1 (2,4 по некоторым сообщениям)	Black & Veatch Prico™, Переоборудованный газовоз «Hilli»	2018
Fortuna FLNG	Ophir/ Golar	2,2	Black & Veatch Prico™ Переоборудованный газовоз «Gimi»	2019 2020
Coral South FLNG (Мозамбик)	Eni, ExxonMobil, CNPC, ENH, Galp Energia, KOGAS	3,4		2016 FID

зеленый – действующие

Источники: «FLNG – Still a Nice Niche?», Martin Wilkes, RISC, 2017; IGU 2018 World LNG Report [10]

Капиталовложения в переоборудование газовоза Hilli составили около 1,2 млрд долл. Операционные затраты в сутки составляют 125 тыс долл. Проект сочетает в себе несколько моделей рынка СПГ. Помимо того, что он фактически является проектом плавучего brownfield, на одном плавучем заводе сочетаются модели толлинга производственных мощностей - 50% мощностей передано компании Perenco на 8 лет, а одна производственная линия продана третьему лицу - компании GMLP за 658 млн долл.

Таблица 12 - Перечень FLNG проектов Golar

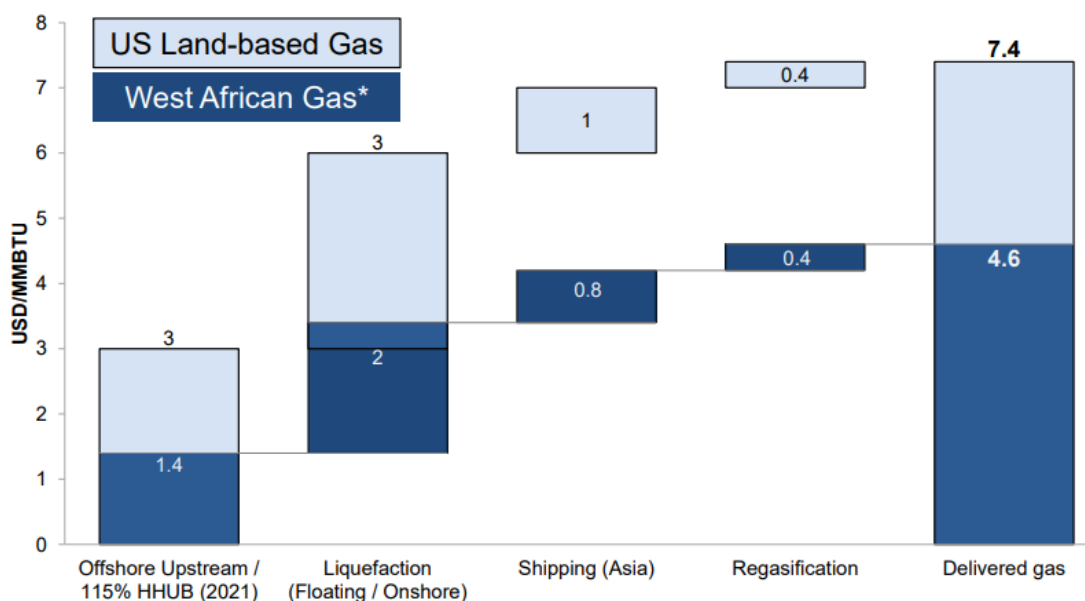
Название судна	Год постройки	Верфь	Мощность, млн т/год	Толлинг, млн т/год	Клиент	Дата завершения контракта	Владелец
Hilli	1975	Keppel, Сингапур	2,2	1,2	Perenco Cameroon	3 кв 2025	Golar LNG Ltd
Gandria	1975	Keppel, Сингапур	2,4	2,2	Для проекта Fortuna FLNG	2 кв 2040 (уточн)	JV OneLNG Ophir Energy plc
Gimi	1978	уточн.	2,4	уточн.	Для проекта Tortue FLNG	уточн	Golar LNG Ltd

Источник: Golar

Концепция среднетоннажных плавучих заводов в условиях Западной Африки обеспечивает значительную конкурентоспособность, которая позволяет проектам оставаться в зоне прибыльности в условиях нестабильности мировых

рынков СПГ, вызванных несколькими волнами новых производств СПГ в США.

Рисунок 13 - Сравнение затрат на производство СПГ FLNG в Западной Африке и США

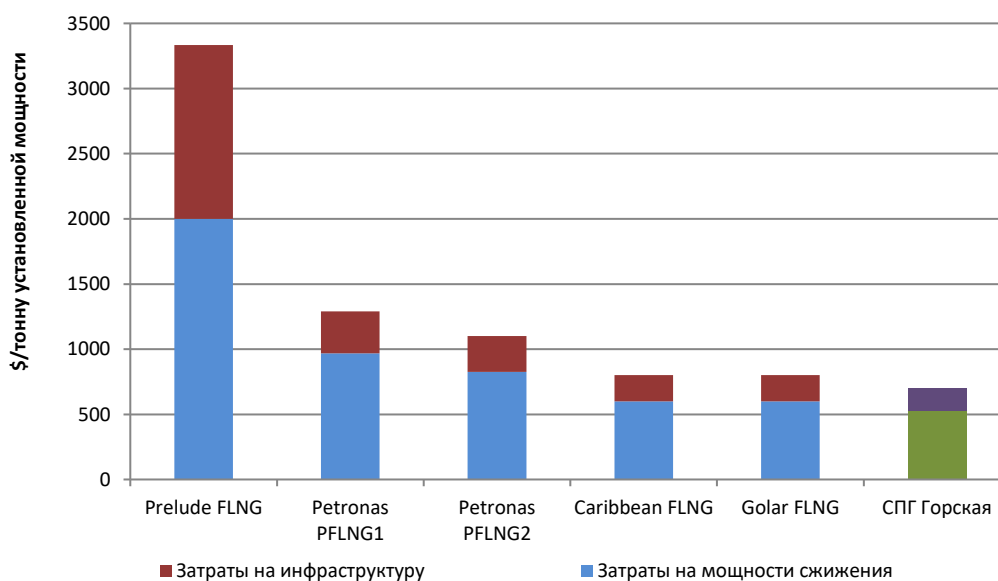


Источник: Golar

Таким образом, Golar демонстрирует реализацию другой идеи концепции плавучих заводов СПГ – экономию на капитальных затратах и доступ к дешевым запасам газа, расположенным на шельфе.

Концепция FLNG после успешной реализации нескольких пионерных проектов, продемонстрировавших приемлемый уровень капитальных затрат и реализацию в рамках бюджета и графика, становится достаточно популярной.

Рисунок 14 - Полные капитальные затраты на единицу установленной мощности плавучих среднетоннажных СПГ в России и в мире

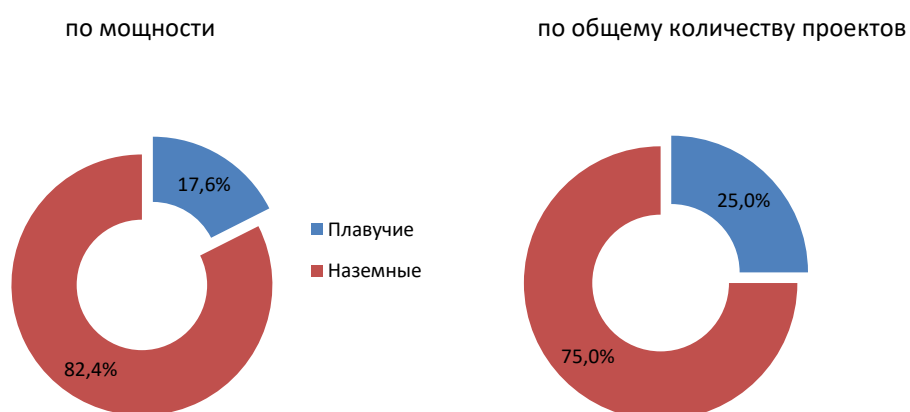


Источники: «LNG Plant Cost Reduction 2014-2018», The Oxford Institute for Energy Studies, October 2018 [16]; по СПГ Горская оценки Александра Климентьева

В России только для двух проектов рассматривались возможности размещения производства СПГ на плавучих основаниях. К этим проектам относятся СПГ-Горская и Печора СПГ, оба проекта, скорее всего, перестали существовать, как проекты производства СПГ.

Всего в мире на стадии обсуждения находятся 29 плавучих проектов производства СПГ общей мощностью более 170 млн т/год. Доля среднетоннажных проектов по производительности составляет всего 6,2 %, но при этом их количество достигает 8 единиц. Каждый четвертый плавучий проект производства СПГ, среди находящихся на обсуждении, является среднетоннажным.

**Рисунок 15 - Доля проектов FLNG в заявленных проектах производства СПГ в мире**



Источник: оценки Александра Климентьева на основании [10]

**Таблица 13 - Перечень предлагаемых к реализации среднетоннажных проектов FLNG**

	Проект	Мощность, млн т/год	Статус	Анонсированная дата начала проекта	Оператор
Западная Канада	Bonaparte FLNG	2	Pre-FID	N/A	ENGIE
Шельф Австралия	Cash Maple FLNG	2	Pre-FID	N/A	PTTEP
	Crux FLNG	2	Pre-FID	N/A	Shell
Иран	Iran FLNG	0,5		2017	Unknown
Россия	Gorskaya FLNG 1-3	1,26		2017-2021	Unknown
Республика Конго	Congo-Brazzaville FLNG	1,2		2020	NewAge
Индонезия	East Dara FLNG	0,83		N/A	Black Platinum Energy
Папуа Новая Гвинея	Pandora FLNG	1		N/A	Cott Oil & Gas

Источник: IGU 2018 World LNG Report [10]

## Резюме по анализу мировому опыту

Проекты среднетоннажного СПГ достаточно долго находились в тени крупнотоннажных проектов, хотя выявленный в рамках настоящей работы объем установленных мощностей среднетоннажного производства в 70 млн т демонстрирует

значительный вклад среднетоннажных проектов в мировое производство СПГ.

В сегменте среднетоннажного СПГ компания Black&Veatch является технологическим лидером. Большая история успеха технологии PRICO на наземных заводах обеспечивает ее популярность и на плавучих заводах.

Для успешной реализации плавучего среднетоннажного проекта необходимо учитывать следующее:

- производительность установки. Не всегда максимизация производства является оптимальным решением для достижения экономической эффективности FLNG. Рост мощности может привести к необходимости использования нестандартного оборудования, что приводит к дополнительным рискам и затратам. Очень важно получить преимущество за счет правильного выбора производительности и размера судна.
- выбор технологии ожижения. Технология должна соответствовать имеющимся возможностям размещения оборудования. Правильный выбор технологии обеспечивает меньшие потери при техническом обслуживании и обеспечивает надежность производства.
- проект производства. Вспомогательные установки должны быть идеально сопряжены с основной технологией сжижения и безопасно размещаться на судне.

При реализации среднетоннажных СПГ применяются разнообразные модели, включающие толлинг, раздел продукции, вертикальную интеграцию, как в сторону добычи, так и в сторону распределения и использования СПГ, переоборудование старых газовозов в плавучие заводы по производству СПГ, что, в своем роде, является аналогом формата brownfield.

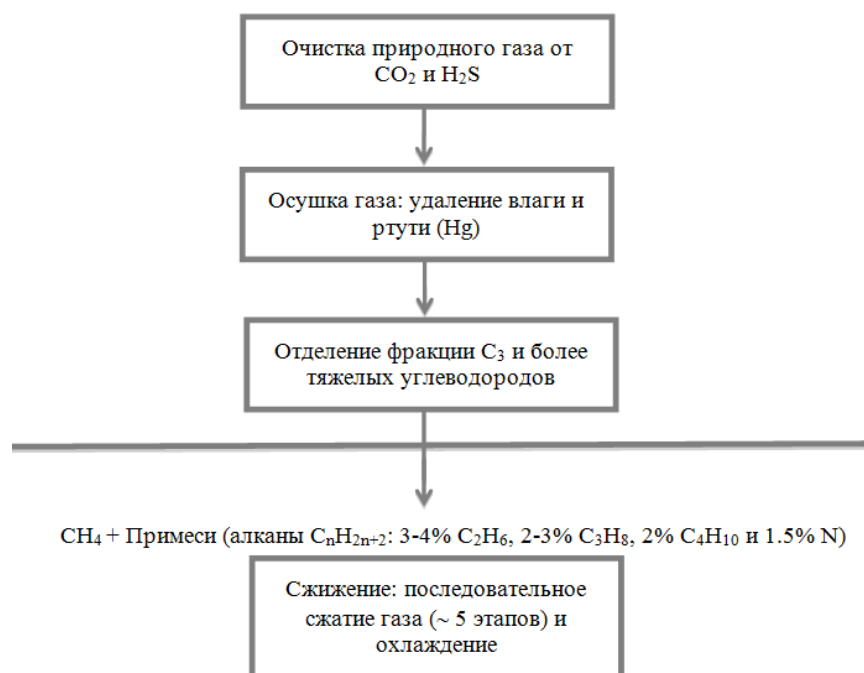
Как и в сегменте малотоннажного СПГ, в среднетоннажном СПГ важную роль играет соответствующая инфраструктура. И пример азиатских стран Индии и Китая показывает важность развития инфраструктуры распределения СПГ.

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СРЕДНЕТОННАЖНОГО СПГ

### Технологии производства СПГ

Технологии ожижения газа разнообразны. Но все они могут быть представлены в виде общей принципиальной схемы, которая включает очистку газа от примесей и последующее охлаждение газа для перевода метана в жидкое агрегатное состояние.

Рисунок 16 - Общая схема производства СПГ



Источник: «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России», Москва 2018 [2]

Таким образом, если полученную смесь CH<sub>4</sub> с примесями начать охлаждать при атмосферном давлении до температуры примерно  $-161$  °С, она будет превращаться в жидкость. Сжижение газа является сердцем процесса и представляет наибольший интерес.

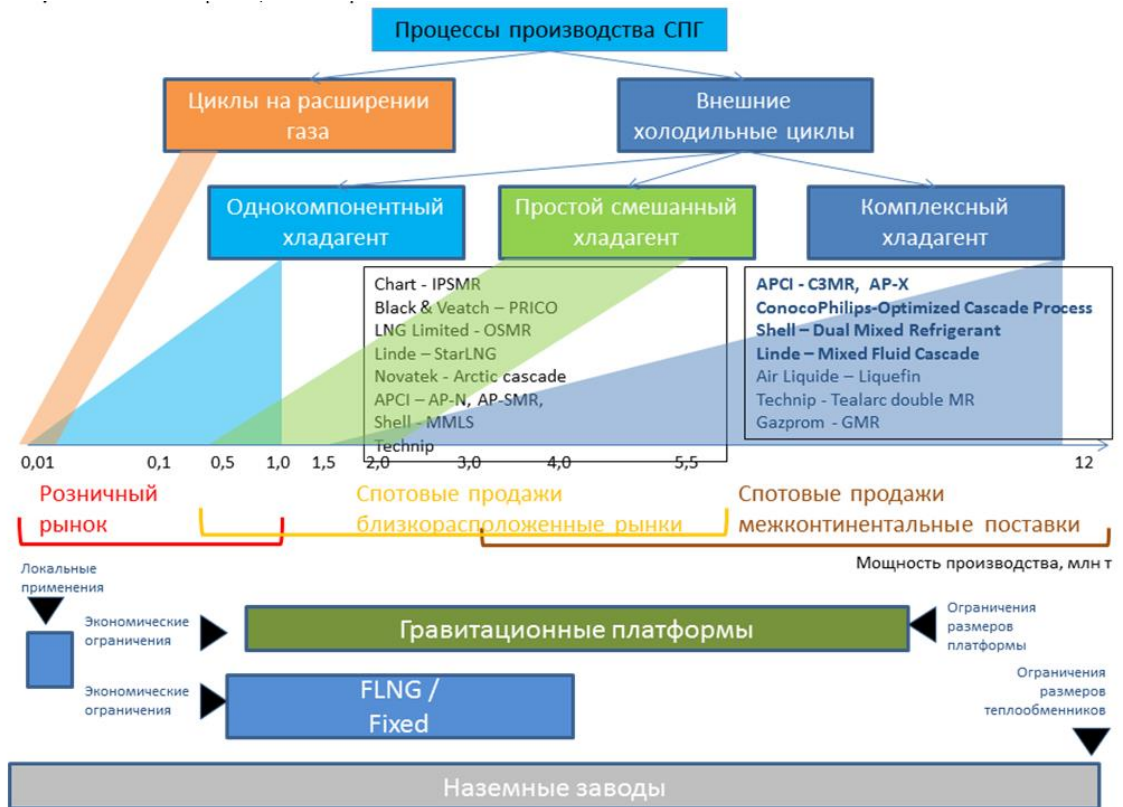
Энергетическая эффективность цикла ожижения зависит от используемой технологии. Снижение операционных затрат на крупнотоннажных заводах достигается путем совершенствования используемого оборудования, снижения потерь и подбором смешанного хладагента. За счет этого снижается работа, требуемая для ожижения природного газа.

Выбор технологии ожижения является одним из важнейших этапов реализации проекта. Он определяет экономику СПГ проекта, требуемую инфраструктуру, в т.ч. на этапе строительства, и последующие операционные затраты. Малотоннажные и среднетоннажные заводы могут быть эффективным путем монетизации изолированных ресурсов газа и соответствовать новым требованиям рыночного спроса.

Среднетоннажные производства не позволяют получить значительную экономию от масштаба по операционным затратам, но позволяют в целом ряде случаев снизить удельные капитальные затраты. В дополнение такие проекты позволяют реализовать стратегию, которая способствует сокращению сроков реализации проектов, что ускоряет начало производства СПГ и позволяет монетизировать удаленные запасы газа.

В зависимости от масштаба производства СПГ используются различные технологии ожижения.

Рисунок 17 - Классификация СПГ проектов



Источник: Андрей Иванов, группа по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

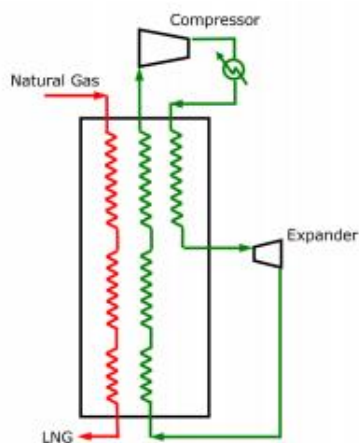
С точки зрения затрат малотоннажные и среднетоннажные заводы имеют более короткий период технического обслуживания, требуют меньше времени на запуск-остановку производства, а значит и меньшие потери в объемах производства СПГ, чем у крупнотоннажных заводов.

### АЗОТНЫЙ ЦИКЛ

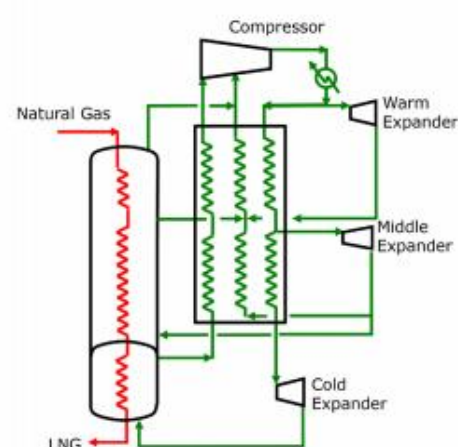
В ситуации, при которой минимальные капитальные затраты являются приоритетными по сравнению с высокой экономической эффективностью, простой азотный цикл является приоритетным. Природный газ просто охлаждается за счет однокомпонентного хладагента, который легко сжимается и за счет расширения достигает температуры, ниже температуры сжижения газа. Это является основой для простейшего процесса ожижения газа.

Рисунок 18 - Технологическая схема азотного цикла

простой азотный цикл



трехступенчатый азотный цикл



Источник: «Bigger is not always better», Warren R. Miller and Fei Chen, Air Products and Chemicals Inc. USA, LNGIndustry January 2017 [11]

Быстрая остановка производства на основе простого азотного цикла возможна без технических сложностей. Азот как хладагент негорючий и экологически нейтральный. Использование азота также сокращает затраты на емкости хранения хладагентов, которые требуются для хладагентов на основе углеводородов, например, смешанного хладагента (MR).

Большинство заводов на основе азотного цикла имеют производительность до 100 тыс.т в год, используются для покрытия пиков потребления или во время технического обслуживания. Обычно на заводе используется один компрессор для газа, один компрессор для холодного цикла расширителя и один холодный бокс с максимум двумя пластинчатыми теплообменниками (ВАНХ). Установки азотного цикла являются модульными и занимают небольшие площади.

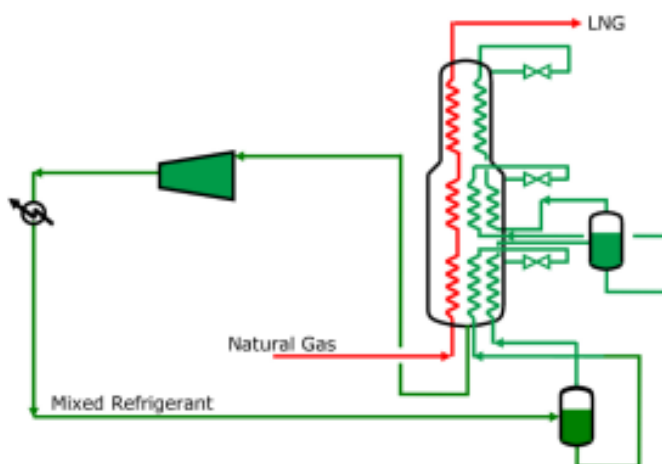
Для компенсации неэффективности азотного цикла и ограниченной мощности проверенного оборудования требуются несколько резервных установок для расширения азота. Однако увеличение количества механического оборудования усложняют производство и снижают его надежность, что может привести к трудностям при обслуживании. Кроме того, пластинчатые теплообменники больше подвержены температурным стрессам при ожигении газов, имеющих сложный состав.

Тем не менее азотный цикл неприхотлив и используется в случаях, когда требования к минимизации капитальных затрат имеют больший приоритет по сравнению с требованием эффективности. В качестве альтернативы может использоваться сложный азотный цикл, имеющий три контура охлаждения и процесс становится сравнимый по эффективности с циклами на простом смешанном хладагенте (SMR). Так первый запущенный в эксплуатацию проект FLNG в Малайзии производительностью 1,2 млн т/год использует технологию трехступенчатого азотного цикла AP-N. Подобная технология коммерчески эффективна при производстве 0,5-1 млн т СПГ.

**SMR**

Для среднетоннажных установок верхнего уровня производительности может быть использован SMR (одноступенчатый смешанный хладагент) процесс ожижения. SMR имеет большую эффективность по сравнению с азотным циклом, требует меньшего количества механического оборудования и имеет достаточное количество примеров практической реализации.

**Рисунок 19 - Технологическая схема SMR технологии**



*Источник: «Bigger is not always better», Warren R. Miller and Fei Chen, Air Products and Chemicals Inc. USA, LNGIndustry January 2017 [11]*

Хладагент состоит из смеси углеводородов и азота, оптимизированной для кривой ожижения газа настолько, насколько это достижимо. SMR менее эффективная технология по сравнению с циклами на смешанных хладагентах с предварительным охлаждением (PCMR – precooled mixed refrigerant), что ограничивает максимальную производительность одной линии. Тем не менее, для среднетоннажного масштаба SMR обеспечивает достаточную эффективность и надежность.

В SMR цикле могут использоваться пластинчатые (BAHX – brazed aluminum heat exchangers) или витые (CWHE – coil-wound heat exchangers). Витые теплообменники имеют определенные преимущества, включая большую устойчивость к температурным нагрузкам, улучшая производительность двухфазных потоков и возможность строительства установок с большей единичной производительностью.

Технология SMR является наиболее распространенной технологией, применяемой в среднетоннажных проектах.

### **PCMR**

Большое количество заводов с производительностью 1-2,5 млн т/год используют проверенную и хорошо себя зарекомендовавшую технологию смешанного хладагента с предварительным пропановым охлаждением (PCMR – propane precooled mixed refrigerant). В технологии смешанный хладагент используется для ожижения и переохлаждения газа в витых теплообменниках (CWHE), а пропан используется для предварительного охлаждения. За последние 30 лет предварительное охлаждение стало стандартом для производств с производительностью более 1 млн т/год, обеспечивая надежность и эффективность производства. Современные заводы проектируются для непрерывной работы, т.к. простой приводит к дополнительным затратам. Среднетоннажные производства должны минимизировать время запуска, остановки и обслуживания для снижения затрат. PCMR установки обеспечивают высокую эффективность и используют одну линию компрессоров. Нет необходимости строить несколько линий компрессоров или линий ожижения для достижения высокой надежности.

### **АРКТИЧЕСКИЙ КАСКАД**

Технология была разработана компанией «НОВАТЭК». Основными задачами при разработке технологии являлись:

1. упрощение технологического процесса при сохранении стабильности работы при изменении параметров процесса производства;
2. использование климатических особенностей Арктики и снижение за счет этого капитальных затрат;
3. получение собственной технологии, на которую минимизировано влияние внешних санкций.

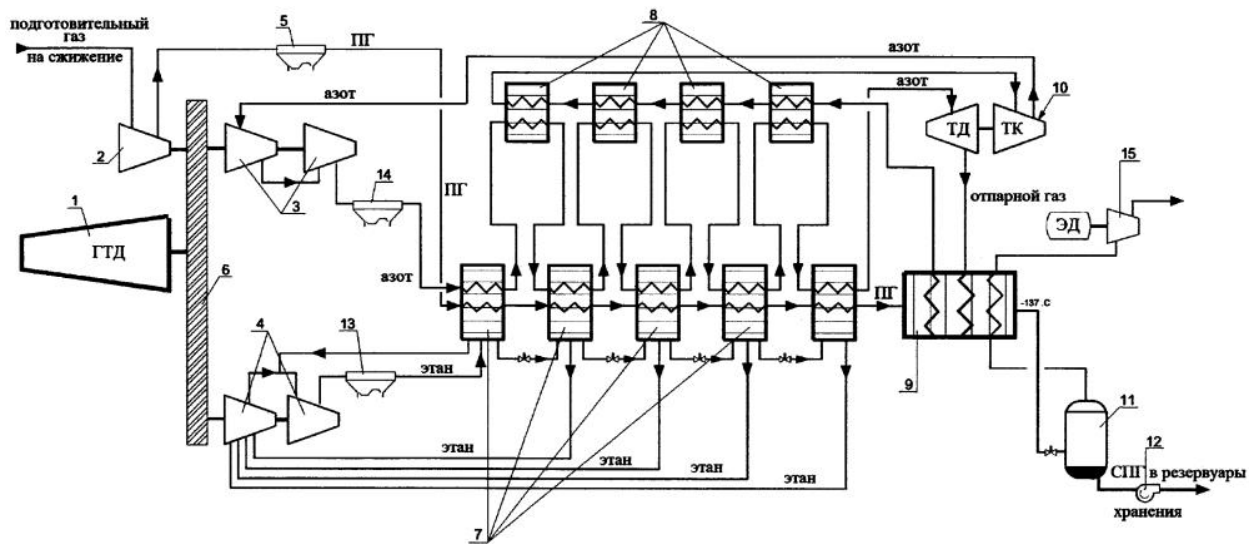
Подготовленный природный газ предварительно охлаждают, отделяют этан, переохлаждают сжижаемый газ с использованием охлажденного азота в качестве хладагента, снижают давление сжижаемого газа, отделяют несжиженный газ и отводят сжиженный природный газ (СПГ). Особенностью технологии является компримирование газа перед предварительным охлаждением, выделение этана, который затем используется в качестве хладагента.

Для предварительного охлаждения сырьевого газа используют окружающий воздух или воду водного бассейна арктического, или антарктического, или близких к ним регионов.

Привод всех компрессоров представляет собой газотурбинный двигатель, соединенный с мультипликатором, который подсоединен к каждому компрессору, что позволяет существенно снизить эксплуатационные расходы и упростить строительство.

По сравнению с технологией GMR ПАО «Газпром» (рассматривается далее) «Арктический каскад» в первом контуре ожижения использует чистый хладагент этан вместо смешанного хладагента (MR). Такое решение значительно упрощает процесс сжижения, позволяет применять простые испарители вместо сложных многопоточных теплообменников для смешанного хладагента, расширяет перечень заводов, способных изготовить необходимое оборудование.

Рисунок 20 - Технологическая схема процесса производства СПГ «Арктический каскад»



- |  |   |
|--|---|
| 1- газотурбинный двигатель                           | 9- конечный многопоточный теплообменник             |
| 2- компрессор природного газа                        | 10- турбодетандер компрессора азотного контура      |
| 3- компрессор азота                                  | 11- сепаратор                                       |
| 4- компрессоры этанового контура                     | 12- криогенный насос                                |
| 5- аппарат воздушного охлаждения для природного газа | 13- аппарат воздушного охлаждения этанового контура |
| 6- мультипликатор газотурбинного двигателя           | 14- аппарат воздушного охлаждения азотного контура  |
| 7- испарители этана                                  | 15- компрессор отпарного газа                       |
| 8- азотные теплообменники                            |   |

Источник: ПАО «НОВАТЭК»

Использование для предварительного охлаждения этана вместо MR приводит к снижению капитальных затрат на установку фракционирования хладагента, снижает размеры складского хранилища, исключает из схемы узел смешения чистых хладагентов для приготовления смешанного.

Энергозатраты на процесс сжижения по технологии «Арктический каскад» для температуры окружающего воздуха +5 оС составляют примерно 240 кВт ч/т СПГ.

### GMR

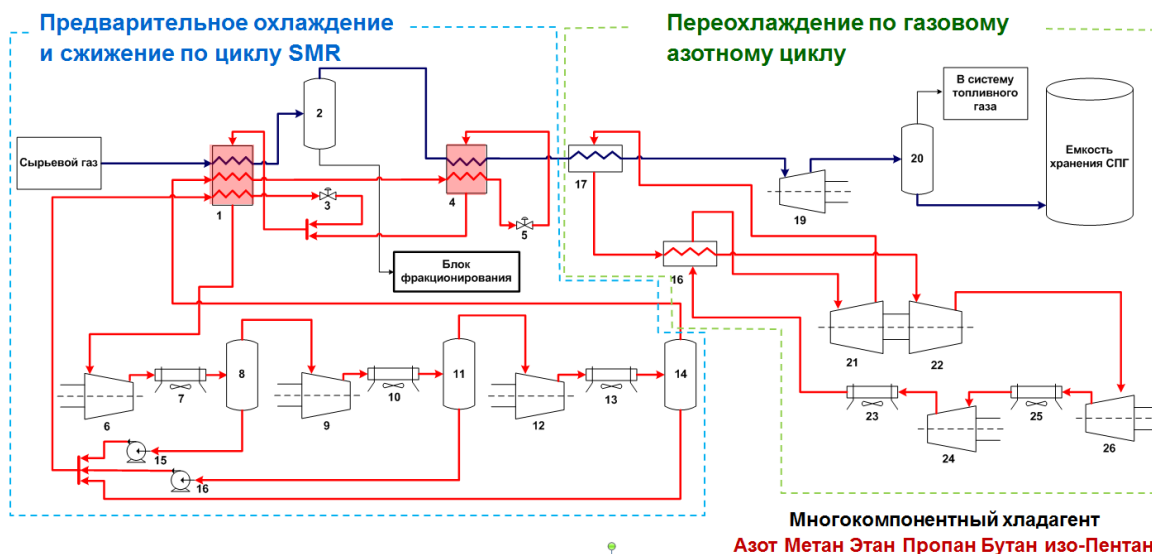
Технология GMR была разработана Газпромом в качестве технологии, на основе которой могут быть реализованы крупные проекты по сжижению газа без привлечения зарубежных производителей оборудования. Технология рассматривалась для реализации Штокмановского проекта производства СПГ.

Предварительно очищенный и осушенный природный газ подают на сжижение и затем охлаждают за счет холода смешанного хладагента в теплообменнике предварительного

охлаждения до температуры минус 52-54°C. Двухфазный поток проходит через первый сепаратор, где происходит отделение этановой фракции. Газовый поток направляют в теплообменник сжижения и охлаждают до температуры минус 120-125°C.

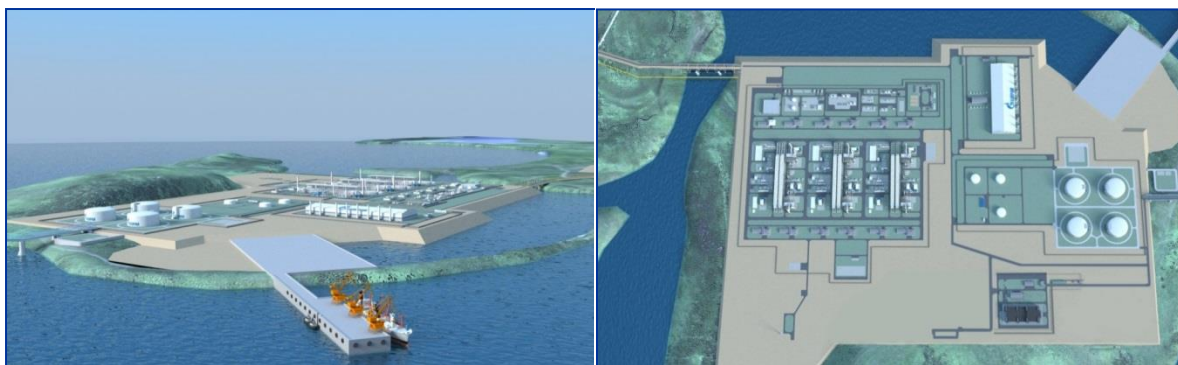
Далее сжиженный природный газ (СПГ) переохлаждают в теплообменнике переохлаждения азотом до температуры минус 150-160°C. Давление переохлажденного СПГ, выходящего из теплообменника переохлаждения, снижают в жидкостном детандере до 0,11-0,13 МПа. СПГ низкого давления поступает в сепаратор, и затем его направляют в емкость хранения СПГ.

Рисунок 21 - Технологическая схема процесса производства СПГ GMR



1- теплообменник предварительного охлаждения  
2,8,11,14,20- сепараторы  
3,5- дроссели  
4- теплообменник сжижения  
6,9,12- компрессоры смешанного хладагента  
7,10,13,23,25- аппараты воздушного охлаждения  
15,16- насосы

17- теплообменник переохлаждения  
18- теплообменник азотного контура  
19- жидкостный детандер  
21- детандер турбодетандерного агрегата  
22- компрессор турбодетандерного агрегата  
24,26- компрессоры азотного цикла



Источник: ПАО «Газпром»

Сжижение осуществляется путем передачи природному газу холода вначале от контура смешанного хладагента, а затем от контура азотного хладагента. Смешанный хладагент состоит из азота, метана, этана, пропана, бутана и пентана.

Снижение энергетических показателей, затрачиваемых на процесс сжижения газа, достигается за счет использования смешанного хладагента на стадии предварительного охлаждения

и сжижения и азотного цикла на стадии переохлаждения. В результате технология GMR а счет высокого КПД, уменьшения количества используемого оборудование и возможности максимизации производства СПГ на единичном витом теплообменнике (CWHE) может быть конкурентоспособна по сравнению с мировыми лидерами.

Таблица 14 - Сравнение GMR с DMR и SMR

Наименование	ед	DMR	SMR	GMR
Удельное энергопотребление	кВтч/т	259	289	297
Относительная производительность <sup>34</sup>	%	89	57	100
Среднегодовая производительность	млн т	<b>2,50</b>	<b>1,60</b>	<b>2,80</b>

Источник: ПАО «Газпром»

Процесс GMR адаптирован для холодного климата и использует все преимущества смесевых циклов на стадии предохлаждения. За счет использования двух независимых циклов достигается удобство в эксплуатации и открывается возможность для использования пластинчатых теплообменников на стадии азотного переохлаждения.

Максимальная производительность линии по процессу GMR составит до 2.8 млн т/год в районе балтийского побережья.

Таблица 15 - Сезонные параметры технологии GMR

Параметр	Зима	Лето	В среднем
Мощность ГТУ, МВт	110,4	91,6	102,6
Производительность, т/ч СПГ	408	271	345
Годовая производительность, млн т	2,80		

Источник: ПАО «Газпром»

## Производственная цепочка среднетоннажного СПГ

Производственные цепочки среднетоннажного СПГ включают в себя поставку газа из газотранспортной сети или с интегрированного среднего или крупного месторождения газа (Рисунок 22).

Среднетоннажное производство позволяет реализовать СПГ проект при разнообразных условиях:

- по месту расположения:
  - береговое;
  - плавучее;
  - внутриконтинентальное.
- по способу реализации:

<sup>34</sup> Для единичного СВТО с суммарной тепловой мощностью всех секций до 170 МВт, с учетом показателей удельного энергопотребления

- одиночное самостоятельное;
- сгруппированные однотипные установки;
- интегрированное с крупнотоннажным производством.
- по источнику сырья:
  - сетевой газ;
  - интегрированный проект добычи и переработки газа.

Таблица 16 - Типы бизнес-моделей СПГ

Модель	Содержание	Пример
Толлинг	конкуренция между проектами за доступ к трубе приводит к скрытым затратам и повышенным затратам для береговых заводов	Cameron LNG Dominion Freeport LNG Cameroon FLNG Tango FLNG
Раздел продукции	разработчик включает в проект трубопроводный транспорт, но все еще для транспортных услуг является потребителем и платит 5 % за транспорт	Cheniere Cameroon FLNG
Вертикальная интеграция	контроль собственности и устойчивость от владения и управления трубопроводной инфраструктуры	Tellurian Ямал СПГ T4

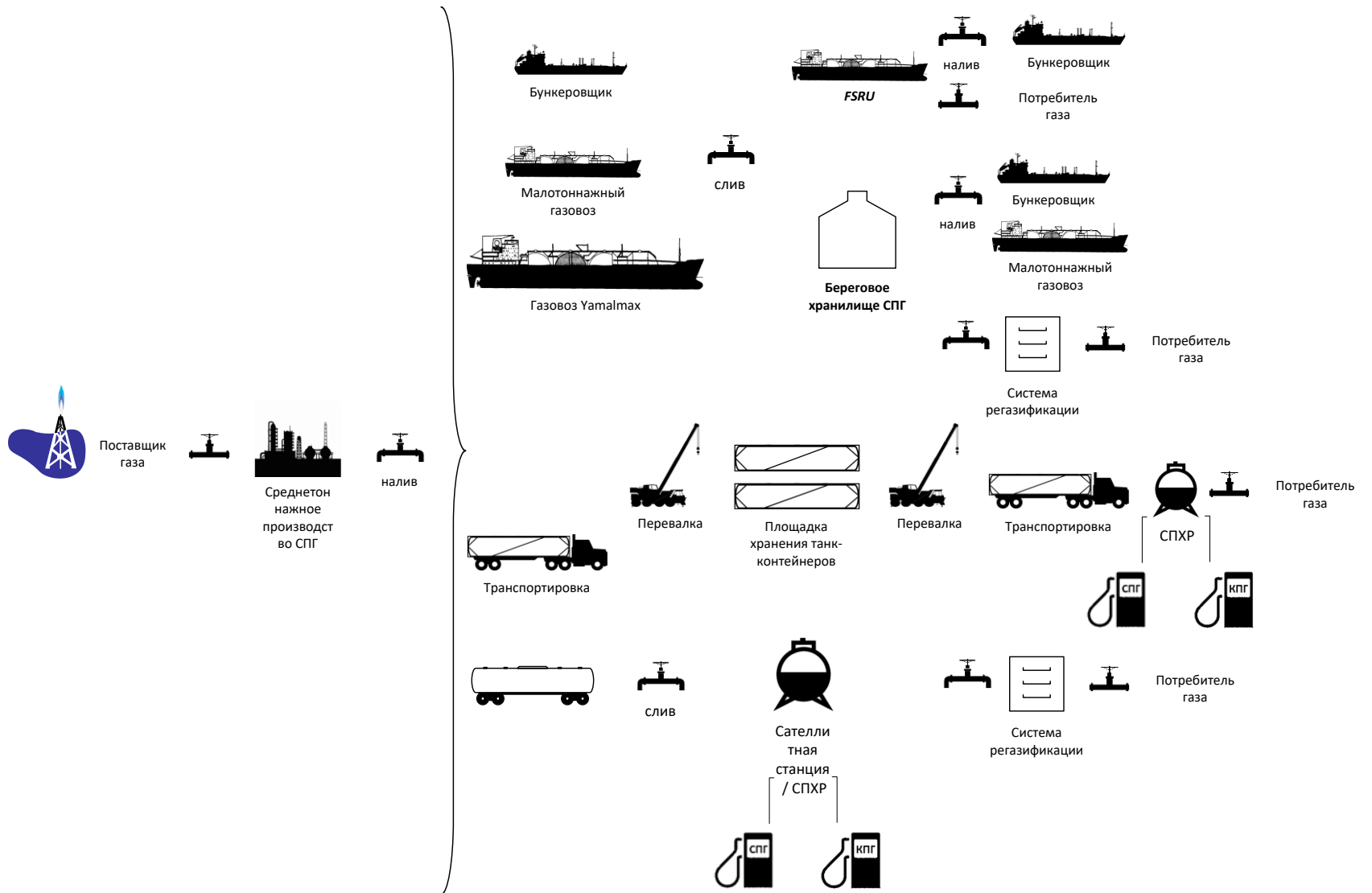
Источники: Tellurian, оценки АлександрА Климентьева

Исходя из объема производства, поставка СПГ потребителю возможна как по цепочки малотоннажного СПГ с транспортировкой малыми газовозами, грузовиками и отгрузкой в железнодорожные цистерны, так и по цепочке крупнотоннажного СПГ с поставкой крупных партий СПГ

Нами был обнаружен любопытный факт использования среднетоннажного завода СПГ для повторного ожижения отпарных газов, насыщенных азотом. Подобная установка была построена в 2014 г. Малайзии на СПГ заводе в Бинтулу. Для проекта была применена технология Linde LIMUM 3. Мощность установки составляет 650 тыс т/год.<sup>35</sup>

<sup>35</sup> «LNG Technology.», Linde, 2013

Рисунок 22 - Технологическая схема среднетоннажного СПГ



Источник информации: оценки Александра Климентьева

## Резюме по разделу технологии

В отличие от рынка технологий для крупнотоннажных проектов, который представлен только несколькими крупными мировыми компаниями, на рынке среднетоннажного производства имеются большее количество поставщиков технологий.

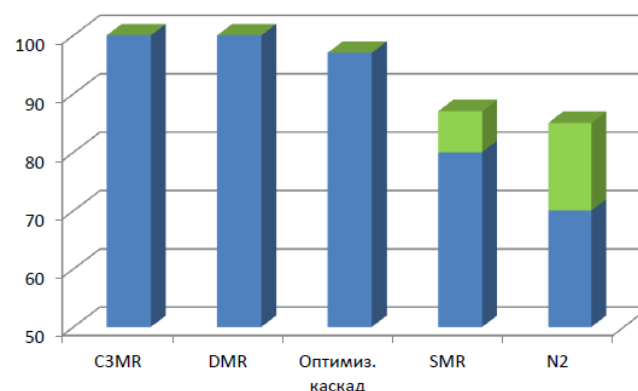
Сегмент среднетоннажного СПГ привлекает не только новых участников, как, например, LNG Limited, которая реализует на собственных проектах Magnolia LNG и Bear Head LNG свою технологию OSMR, но и игроков высшей лиги. Так в сентябре 2018 г. компании KBR и ConocoPhillips подписали документы для совместной разработки технологии для среднетоннажного СПГ.<sup>36</sup> Ожидается, что в результате будет разработана стандартизированная линия по производству СПГ, которая обеспечит низкие затраты и может быть использована как в новых проектах, так и в проектах по расширению производительности действующих заводов. Производительность линии определена в 1,5-3 млн т/год. Планируется, что технология будет использовать опыт Optimized Cascade, будет модульной и адаптированной для различного сырьевого газа и климатических условий.

Услуги по реализации среднетоннажных проектов предлагают крупные инженеринговые компании, включая Chiyoda<sup>37</sup>, которая принимала участие в строительстве наиболее крупных производственных линий СПГ в Катаре.

Использование технологий на основе смешанного хладагента позволяет производить СПГ с высокой энергетической эффективностью, при этом на рынке предлагается достаточно большое количество технологий ожижения.

Таблица 17 - Относительная эффективность технологий сжижения

Технология	Лицензиар
Одинарный смешанный хладагент	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Black&amp; Veatch –Prico</li> <li>•Linde –Limum</li> <li>•APCI</li> <li>•Air Liquide –Smartfin</li> <li>•Chart –IPSMR</li> <li>•GE/SALOF</li> </ul>
Сдвоенный азотный детандер	<ul style="list-style-type: none"> <li>•APCI</li> <li>•Aragon</li> <li>•Open Art</li> </ul>
Другие детандеры	<ul style="list-style-type: none"> <li>•APCI C1</li> <li>•Gasconsult–ZR –LNG</li> </ul>



Источник: KBR

В Российской Федерации ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «Газпром» разработали собственные технологии, которые по энергетической эффективности конкурентоспособны на уровне мировых стандартов.

<sup>36</sup> <https://kbr.com/about/newsroom/press-releases/2018/09/17/kbr-and-conocophillips-to-develop-new-low-cost-mid-scale-lng-solutions>

<sup>37</sup> <https://www.chiyodacorp.com/en/service/lng/mid-small-scale-lng/>

Таблица 18 -Сравнение технологий производства СПГ

Наименование	ед	Крупнотоннажные технологии		Среднетоннажные технологии			
		DMR	MFC (mixed-fluid cascade)	SMR	GMR	Арктический каскад	Азотный цикл
Удельное энергопотребление	кВт ч/т	259	230 <sup>38</sup> (< 250)	289	297	220 <sup>39</sup>	900 (эл. энергия 435)
Среднегодовая производительность	млн т	2,50		1,60	2,80	1,00	0,42

Источник: данные компаний

Среднетоннажные проекты имеют возможности выхода как на рынки крупнотоннажного СПГ, так и в сегмент малотоннажного СПГ, что обеспечивает им пространство для маневра на быстро изменяющемся рынке.

<sup>38</sup> <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snohvit-lng/>

<sup>39</sup> только в части холодильного цикла

## СРЕДНЕТОННАЖНЫЙ СПГ В РОССИИ

Производство СПГ в России является стратегически важным направлением развития газовой промышленности. Однако отрасль увлечена мега-проектами СПГ с производством несколько миллионов и даже десятки миллионов тонн. Для таких проектов требуется специальный нормативный режим, масштабные государственные вложения (Сахалин-2, Ямал-СПГ).

Несколько среднетоннажных проектов в России находятся в стадии реализации, как в области производства СПГ, так и потребления СПГ, хотя имеется значительно меньше информации о параметрах и условиях их реализации. Безусловно, среднетоннажный СПГ имеет большие перспективы в нашей стране.

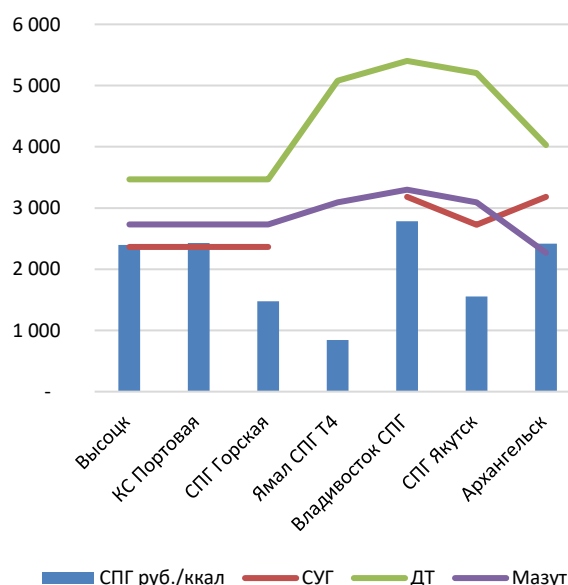
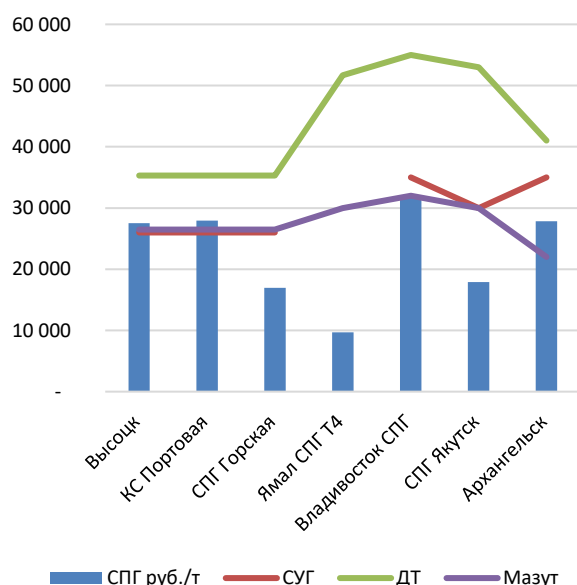
Конкурентоспособность СПГ обеспечивается несколькими факторами:

1. практически полное равенство абсолютных цен СПГ в сравнении с альтернативными топливами;
2. в подавляющем большинстве случаев стоимость единицы энергии СПГ ниже альтернативных топлив.

**Таблица 19 - Сравнение стоимости СПГ и нефтяных топлив в районах реализации среднетоннажных проектов СПГ**

	СПГ (ExW)	СУГ	ДТ	Мазут
	₽/т, с НДС			
Высоцк	27 529	26 000	35 300	26 500
КС Портовая	27 929	26 000	35 300	26 500
СПГ Горская	16 955	26 000	35 300	26 500
Ямал СПГ Т4	9 696		51 700	30 000
Владивосток СПГ	31 996	35 000	55 000	32 000
СПГ Якутск	17 873	30 000	53 000	30 000
Архангельск	27 827	35 000	41 000	22 000

	СПГ (ExW)	СУГ	ДТ	Мазут
	₽/ккал, с НДС			
	2 394	2 364	3 468	2 732
	2 429	2 364	3 468	2 732
	1 474	2 364	3 468	2 732
	843		5 079	3 093
	2 782	3 182	5 403	3 299
	1 554	2 727	5 206	3 093
	2 420	3 182	4 028	2 268



Источник: оценки Александра Климентьева

Экологические преимущества и ценовая конкурентоспособность обеспечивают СПГ хорошие перспективы на внутреннем рынке в новых сегментах рынка и в условиях межтопливной конкуренции.

Сдерживающие факторы масштабного использования СПГ связаны с неразвитостью инфраструктуры хранения и распределения СПГ, высокими капитальными затратами на переход с традиционного топлива на СПГ, нестимулирующей государственной ценовой политики в части ценообразования СПГ.

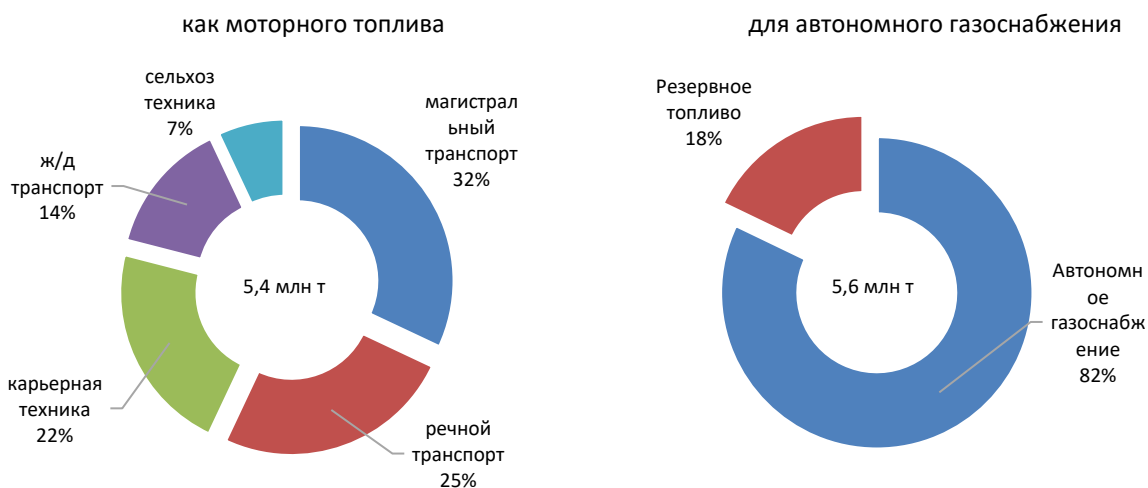
### Развитие внутреннего рынка среднетоннажного СПГ в России

В настоящее время в мире продолжается развитие топливного и энергетического рынка, связанного с использованием СПГ. Российская Федерация с ее обширными территориями, значительным удалением промышленных и населенных пунктов друг от друга, протяженностью транспортных путей также заинтересована в развитии использования СПГ на внутреннем рынке, что в частности неоднократно подчеркивалось руководством страны [1].

По проведенной оценке, потенциал рынка СПГ в Российской Федерации составляет более 11 млн т в год, в том числе:

- для газоснабжения автономных потребителей – 4,6 млн т;
- в качестве резервного и аварийного топлива – 1 млн т;
- в качестве моторного топлива – до 5,4 млн т.

Рисунок 23 - Потенциал использования СПГ



Источник: оценки Владислава Карасевича

На территории Российской Федерации можно выделить ряд регионов, которые могут рассматриваться в качестве якорных центров СПГ-проектов:

- регион Балтийского моря (Ленинградская, Калининградская и Псковская область);
- регион Белого и Баренцева морей (Мурманская и Архангельская области);

- Уральский регион (Свердловская, Курганская и Челябинская области);
- Север Красноярского края (Норильск);
- Западно-Сибирский регион (Кемеровская область, юг Красноярского края);
- Дальневосточный регион (Республика Саха (Якутия), Сахалинская область, Хабаровский и Приморские края).

Наиболее развитым центром из перечисленных является регион Балтийского моря, где уже действуют несколько малотоннажных заводов СПГ и ожидается запуск новых среднетоннажных производств общей мощностью 2160 тыс т в год в городе Высоцк и в районе КС Портовая.

Данный регион является привлекательным с точки зрения использования СПГ на морском и автомобильном транспорте.

Согласно концепции подпрограммы «Развитие рынка газомоторного топлива» государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» наибольший спрос на СПГ прогнозируется вдоль федеральных трасс М-1 «Беларусь», М-4 «Дон», М-5 «Урал», М-7 «Волга», М-8 «Холмогоры», М-10 и М-11 Москва – Санкт-Петербург, А-118 КАД, А-181 «Скандинавия», также важно обеспечить заправочную инфраструктуру основных международных транспортных коридоров Север – Юг, Запад – Восток, Европа – Западный Китай.

Наиболее интересным с точки зрения развития транспортных коридоров на СПГ представляется западное и северо-западное направление. Поставки СПГ для транспортных коридоров Москва-Санкт-Петербург-Финляндия (с отводом на Новгород) и Москва – Смоленск - Беларусь в районе Санкт-Петербурга могут быть обеспечены с заводов в Высоцке или КС Портовая.

При росте оптовой цены на дизель до 55-60 рублей за литр (ожидается до конца 2019 г.) начнет развиваться СПГ инфраструктура на восточном маршруте Москва – Омск – Китай. По оценкам Газпром ГМТ для обслуживания фур на данном направлении потребуются строительство СПГ инфраструктуры мощностью выше 350 тысяч тонн.

На севере России основным якорными центрами для развития рынка СПГ является Мурманская и Архангельская области. Основные направления использования – бункеровка судов, замещение мазута в ЖКХ и промышленности, распределенная генерация. В перспективе целесообразно применение СПГ для крупнотоннажной карьерной техники. В качестве основного источника СПГ могут рассматриваться собственное производство в Архангельске, поставки СПГ из других регионов (в частности, с заводов «Ямал СПГ»). В долгосрочной перспективе возможно возобновление Штокмановского проекта.

Среднетоннажные СПГ заводы могут обеспечивать топливом грузовой железнодорожный транспорт, в какой-то мере, магистральные грузовые автомобили свыше 12 тонн. Потребление СПГ морскими судами в

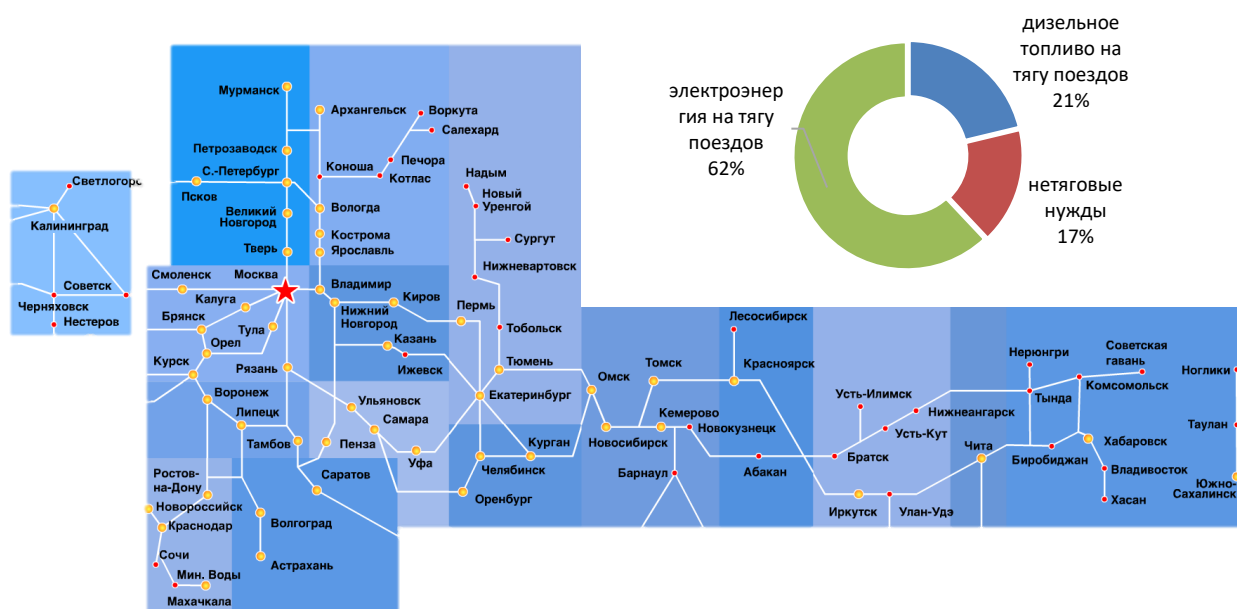
данном разделе не рассматривается<sup>40</sup> (за исключением варианта со строительством СПГ инфраструктуры в Дудинке).

### **ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ НА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОМ ТРАНСПОРТЕ**

Россия является одним из мировых лидеров по протяженности железных дорог (2 место после США) и лидером по протяженности электрифицированных дорог. По данным Росстата, общая протяженность железных дорог в России составляет около 86,4 тыс. км путей общего пользования и свыше 30 тыс. км путей не общего пользования (уровень электрификации составляет 51%).

Одним из крупнейших перевозчиков грузов и потребителей энергии в России является ОАО «РЖД», которая потребляет 4,6% всей электроэнергии и почти 10% всего дизельного топлива в России

Рисунок 24 - Карта ж/д дорог и структура потребления топлива ПАО «РЖД»



Источник: ПАО «РЖД»

В стратегии инновационного развития «РЖД» обозначена задача к 2030 г. заместить 25% потребляемого дизельного топлива (или почти 1200 т/сут в год) на СПГ. Основной упор будет делаться на внедрение газотурбовозов и маневровых тепловозов российского производства.

Кроме разницы в ценах на СПГ и дизелем газотурбовозы имеют ряд преимуществ перед аналогичными дизельными тепловозами (грузоподъемность 6000 – 12000 т). За счет более мощного двигателя и меньшей массы СПГ по сравнению с дизелем они способны перевозить более тяжеловесные составы, используя более чистый чем дизель природный газ, снижаются затраты на обслуживание и ремонт.

<sup>40</sup> подробнее см. [2]

Рисунок 25 - Характеристики магистрального газотурбовоза ГТ1h



Технические характеристики	
Мощность по ГТД, кВт (л.с.)	8300 (11290)
Служебная масса, т	360
Нагрузка на ось, кН (тс)	215 (22,5)
Сила тяги при трогании, кН (тс)	981,0 (100,0)
Сила тяги длительного режима, кН (тс)	775 (79,0)
Скорость длительного режима, км/ч	33
Касательная мощность длительного режима, кВт	7170
Запас топлива (сжиженный природный газ), т	20
Запас хода, км, не менее	1000

Источник: ПАО «РЖД»

Потребление дизельного топлива сцепкой из 2 газотурбовозов составляет примерно 10000 т в год, что делает этот сегмент рынка привлекательным для СПГ. Для снабжения топливом газотурбовозов потребуются строительство сети мало и среднетоннажных СПГ заводов.

Одним из ключевых проектов в направлении развития использования СПГ в качестве моторного топлива для ПАО «РЖД» является совместное с ПАО «Газпром» развитие Северного широтного хода. Проект соединит Северную и Свердловскую железные дороги, позволив организовать доставку и вывоз грузов по ж/д с северных месторождений Западной Сибири.

Рисунок 26 - Северный широтный ход



Источник: Нефтегаз.ру

Еще одна железнодорожная трасса, которую можно посмотреть на предмет использования на ней газотурбовозов и маневровых тепловозов на СПГ – это Байкало-Амурская магистраль. СПГ производства могут быть расположены практически на всей протяженности. Также возможно использовать для производства СПГ газ с Адниканского месторождения (запасы природного газа – 5 млрд куб. м).



## **ПРИМЕР ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ НА ПРИМЕРЕ НОРИЛЬСКОГО НИКЕЛЯ**

Север Красноярского края с городом Норильск является одним из наиболее перспективных центров развития использования СПГ. Предприятия Норильского Никеля характеризуются высоким объемом потребления жидкого топлива – дизеля и бензина. Основным потребителем дизеля являются ж/д локомотивы Норильской железной дороги, которая перевозит более 80% всех грузов в регионе (62 единицы и примерно 300 тыс т дизеля в год) и карьерная техника (68 единиц и 8,2 тыс т дизеля в год). Учитывая отсутствие эффективно работающих технологий по переводу карьерной техники на двухтопливный режим (дизель/газ), этот сегмент обладает отложенным потенциалом.

Расстояние между портом Дудинка и Норильском по ж/д дороге составляет 114 км, следовательно, при строительстве СПГ завода (при ориентации на собственный газ) или приемного терминала (в случае ориентации на СПГ от ПАО «НОВАТЭК») достаточно построить один СПГ объект в Дудинке. В пользу Дудинки по сравнению с Норильском играет тот факт, что в порт заходят доставляющие грузы для ПАО «ГМК «Норильский никель» суда. При грузообороте компании примерно в 900 тыс т в год можно говорить о возможности заправки приходящих в порт судов еще на 100 – 120 тыс т. Общая мощность завода или приемного СПГ терминала может достигать 350 тыс т СПГ в год.

Строительство в г. Дудинка завода по сжижению природного газа и создание соответствующего танкерного флота рассматривалось Норильским никелем в качестве одного из возможных направлений развития газового бизнеса компании. Производство СПГ является предпочтительным вариантом с точки зрения обеспечения ритмичности добычи газа и его реализации внешним потребителям без поставок газа в газопровод Газпрома. Рассматривался вариант привлечения стратегического партнера – профессионального участника рынка углеводородов, владеющего технологией СПГ. В качестве сырьевой базы проекта возможно использовать Пеляткинское ГКМ, разрабатываемое ОАО «Таймыргаз». При этом Пеляткинское ГКМ – одно из крупнейших месторождений по запасам категорий АВС<sub>1</sub> в Красноярском крае.

**Таблица 20 - Сырьевая база проекта в Норильске, млрд куб. м**

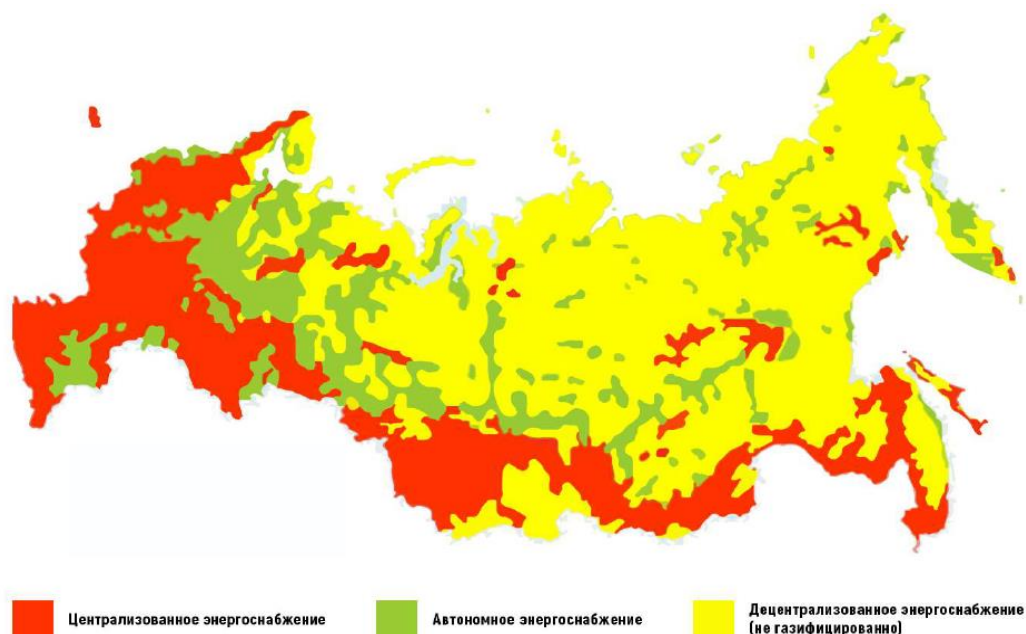
<b>Запасы газа</b>	<b>АВС<sub>1</sub></b>	<b>С<sub>2</sub></b>
ОАО «Таймыргаз»	104,55	12,18
ОАО «Норильскгазпром»	187,77	6,31

Источник: Роснедра

## **РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ**

Большие перспективы использования среднетоннажного СПГ в Европейской части России существуют в Архангельской области и в Мурманской области, которая хоть и обеспечена собственной электроэнергией за счет Кольской АЭС, но потребляет на производство тепла более 1 млн т мазута ежегодно. В настоящий момент ПАО «НОВАТЭК» рассматривает возможность строительства в области комплекса перевалки и хранения СПГ, часть из которого (прежде всего отпарной газ) может пойти на внутренний рынок.

Рисунок 29 - Карта-схема моделей энергоснабжения в Российской Федерации



Источник: оценки В.В. Елистратова

Ресурсная база Восточной Сибири позволяет обеспечить строительство СПГ заводов для поставок газа на объекты тепло и энергоснабжения, в т.ч. за счет замещения угля и нефтепродуктов. Однако на сегодняшний день СПГ сложно выиграть топливную конкуренцию у угля без дополнительных мер государственной поддержки.

Наиболее благоприятная для развития СПГ инфраструктуры ситуация сложилась вдоль озера Байкал, где уголь планируют заменить на другие виды топлива по экологическим соображениям. При замещении угля на сжиженный природный газ в Байкальских регионах общий объем спроса превысит 100 тыс т. При этом имеются только два крупных объекта: котельная Северобайкальска (166 Гкал/ч или 15 т СПГ в час) и Байкальская ТЭЦ (563 Гкал/ч или 50 тонн СПГ в час). Остальные объекты распределенной генерации представлены в виде множества малых объектов потребления, которые могут обеспечиваться СПГ со среднетоннажной спутниковой станцией.

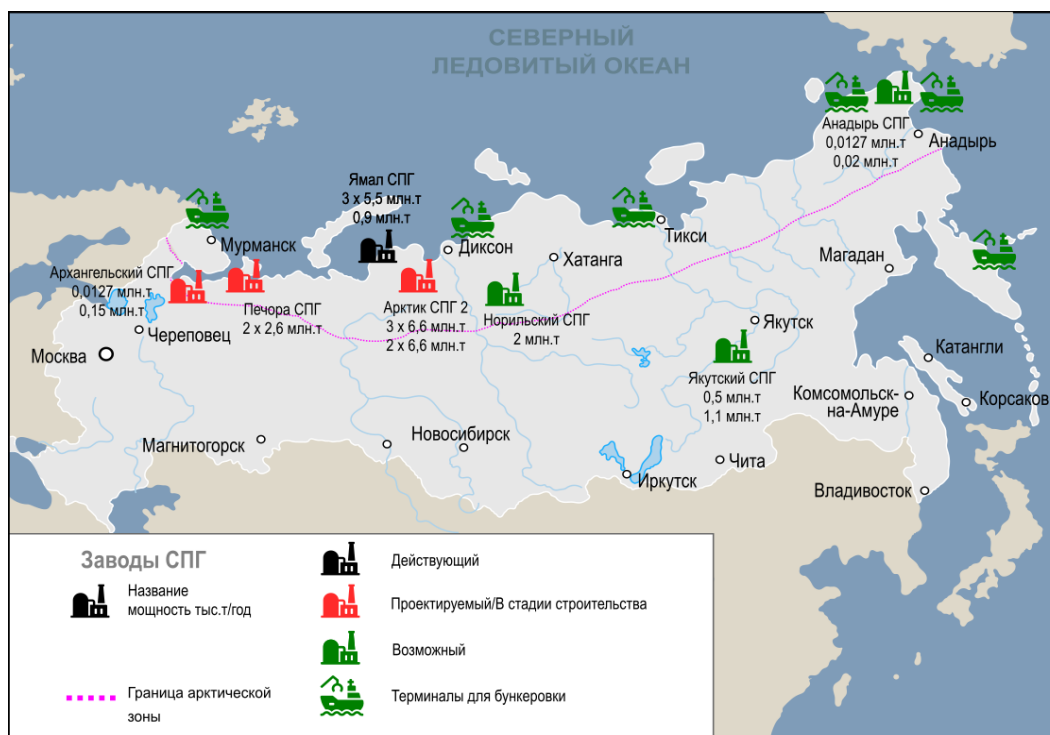
На юге Красноярского края возможны поставки СПГ из Кемеровской области в г. Ачинск и г. Красноярск, однако в текущих условиях СПГ сложно выиграть конкуренцию у угля и мазута.

### **ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ СРЕДНЕТОННАЖНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ СПГ В АРКТИКЕ**

Арктика в истории России всегда играла большую роль. В настоящее время Арктическая зона России становится бурно развивающимся промышленным регионом, в котором в ближайшие 10 лет будут созданы крупные производственные и горнодобывающие центры.

Арктическая зона Российской Федерации рассматривается в качестве важнейшего центра производства СПГ.

Рисунок 30 - Схема размещения СПГ заводов в Арктической зоне



Источник: «Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, WWF, 2018 [3]

До последнего времени большинство проектов экономического развития Арктической зоны базировались на использовании нефтепродуктов и угля для транспортного и энергетического обеспечения. Современные требования в части снижения экологических воздействий и рисков заставляют искать альтернативные решения.

Необходимость активного формирования спроса на СПГ на внутреннем рынке была подчеркнута Президентом Российской Федерации В.В. Путиным на совещании при запуске первой линии завода Ямал СПГ. При этом было отмечено, что применение СПГ может быть расширено, в том числе за счет поставок в удаленные населенные пункты, не имеющие сетевого газа, а также за счет перевода общественного транспорта на более чистое, экологичное газомоторное топливо.<sup>41</sup>

Арктическая зона России слабо освоена, в основном экономическое освоение осуществлялось на побережье и вдоль основных сибирских рек. Тем не менее, для обеспечения жизнедеятельности Арктики требуется с одной стороны надежное снабжение, которое называется «Северный завоз» – организация поставки грузов, в основном топлива, в районы Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока, с другой стороны, экологически наиболее прогрессивное. Замещение поставок угля и дизельного топлива для тепло и энергоснабжения потребителей в Арктике на СПГ позволит снизить транспортные расходы и повысить надежность энергообеспечения с одновременным снижением экологических воздействий и рисков (включая угрозы аварийных разливов нефтепродуктов) по всей цепочке поставки.

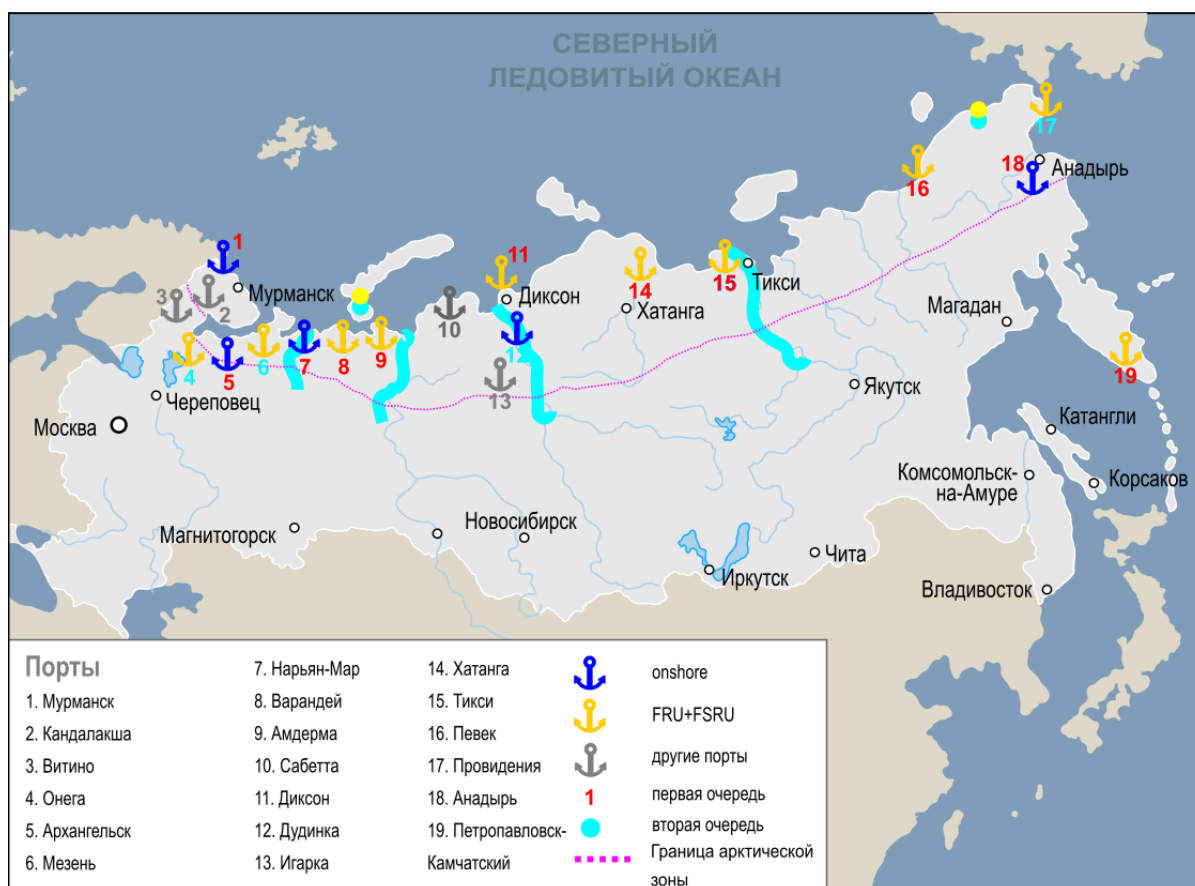
<sup>41</sup> <http://www.kremlin.ru/events/president/news/56339>

Для этого требуется не только строительство заводов по производству СПГ, но и формирование флота газозовозов и систем хранения СПГ у потребителя. В зависимости от места расположения, объема потребления, для поставки топлива могут использоваться наземные или плавучие решения по хранению, регазификации и производству электрической энергии.

Текущее замещение угля, дров и нефтепродуктов, используемых для тепло и энергоснабжения населенных пунктов в Арктике, обеспечит продажи около 223 тыс т СПГ. В случае активного использования СПГ при реализации горных проектов в российской Арктике, спрос превысит 500 тыс т СПГ.

Арктическая стратегия РФ<sup>42</sup> предусматривает мероприятия по обеспечению экологической безопасности и активному использованию местных энергетических ресурсов, что позволяет использовать СПГ в Арктической зоне, как для бункеровки, так и для энергоснабжения населения и промышленных потребителей.

Рисунок 31 - Карта потенциальных СПГ объектов в Арктической зоне Российской Федерации



Источник: «Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, WWF, 2018 [3]

Судоходство на СПГ позволит развивать перевозки по крупным сибирским рекам и по направлению море - река (Енисей, Обь, Лена). Это может стать основой для газификации потребителей вдоль рек, опорной точкой для бункеровки океанских и речных судов.

<sup>42</sup> Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г.

Рост конкуренции и давление на производителей на мировом рынке приводит к необходимости поиска новых сегментов рынка СПГ, и внутренний рынок России в лице промышленных потребителей и бункеровки судов может стать эффективным решением для российского СПГ. Для этого необходимо создать несколько среднетоннажных терминалов СПГ.

Таблица 21 - Оценка потребления СПГ и вида хранилищ СПГ по основным портам и проектам в Арктике

	Навигация, мес.	Энергоноситель для электроснабжения	Объем потребления СПГ, т	Энергоноситель для теплоснабжения	Объем потребления СПГ, т	Итого потребление, т	Объем хранилища, м3	Размещение хранилища	FPGU	Бункеровочный центр	Площадка криоцистерн
Мурманск	12	н/п		н/п			10 000	on shore	нет	да	да
Новая Земля (горные проекты)	9	н/п	44 610	н/п	6 805	51 415	32 215	FSRU	да	нет	да
Нарьян-Мар	5	газ / ДТ для др.		газ / уголь для др.	20 000	20 000	15 000	FSRU	нет	да	нет
Тайбасс (горные проекты)	9	н/п		н/п	150 000	150 000	93 985	on shore	да	да	да
Дудинка	10	н/д	н/д	н/п		-	-	on shore	нет	нет	да
Хатанга	3	ДТ	5 217	уголь	10 014	15 232	28 631	FSRU	да	нет	нет
Тикси	3	ДТ	5 348	ГК, нефть, ДТ	15 123	20 471	38 479	FSRU	да	да	нет
Певек	4	уголь	15 652	уголь	16 476	32 128	53 681	FSRU	да	да	нет
Певек (горные проекты)	4	н/п	156 522	н/п	-	156 522	261 523	on shore	да	да	да
Эгвекинот	7	уголь	15 652	уголь	7 323	22 975	23 992	FSRU	да	нет	нет

Источник: «Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, WWF, 2018 [3]

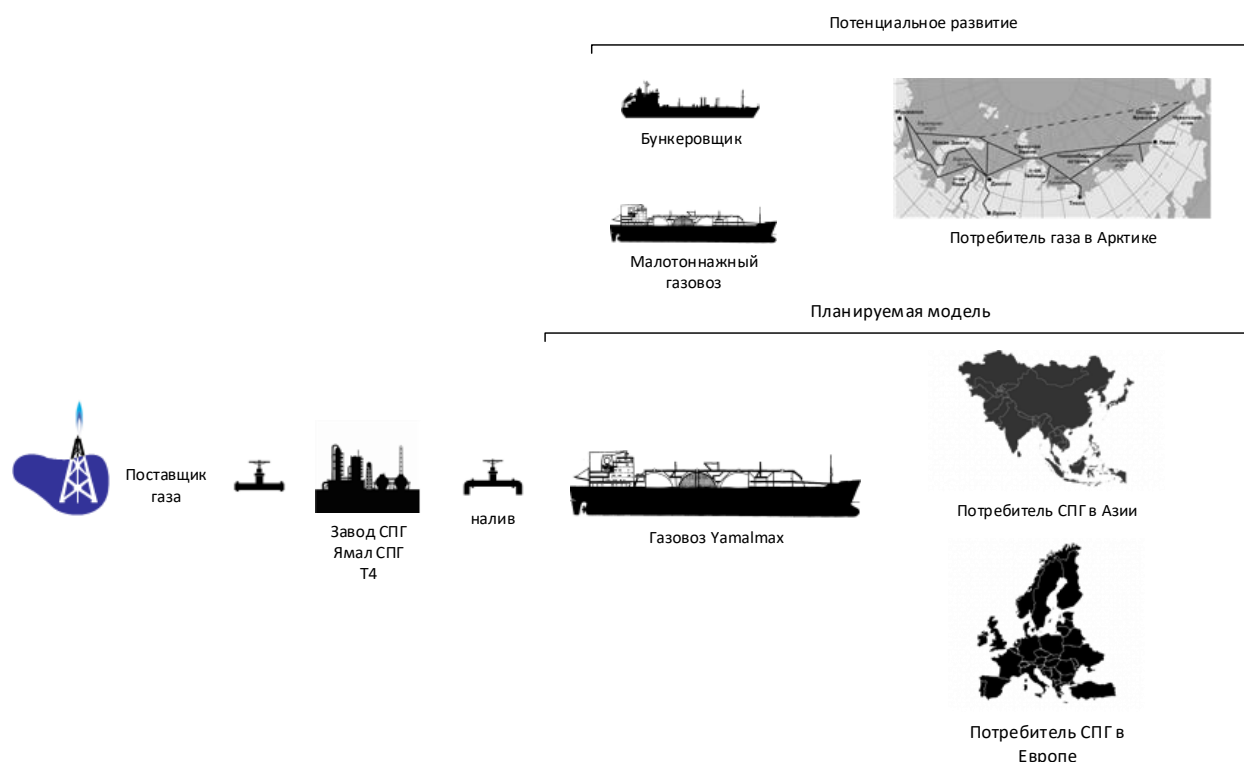
## Ямал-СПГ -4 линия

ПАО «НОВАТЭК» за счет реализации проекта Ямал СПГ стала безусловным российским лидером в области сжиженного природного газа. Успешный опыт строительства крупнотоннажного производства в условиях Арктики позволяет ПАО «НОВАТЭК» приступить к реализации целой группы СПГ проектов. Но компания стремится не только увеличивать производство СПГ, но и развивать собственные технологии сжижения газа. Первым проектом компании на основе собственной технологии «Арктический каскад» стала четвертая производственная линия проекта Ямал СПГ.

За счет реализации проекта на производственной площадке крупнотоннажного производства достигается ощутимая экономия на удельных капитальных затратах, а доступ к инфраструктуре, созданной для первых трех линий, приведет к снижению себестоимости производства СПГ.

Четвертая линия Ямал СПГ будет интегрирована в производственную цепочку крупнотоннажных линий. В будущем можно ожидать возможное расширение производственной цепочки с поставкой СПГ для бункеровки и использования малотоннажных газозов для поставки СПГ на внутренний рынок (Рисунок 32).

Рисунок 32 - Производственная цепочка проекта Ямал СПГ Т4



Источник: оценки Александра Климентьева

Рисунок 33 - Параметры производства СПГ по технологии Арктический каскад



Источник: ПАО «НОВАТЭК»

Таблица 22 - Основные параметры Ямал СПГ Т4

Установленная мощность, тыс т	950	
Технология ожижения	Арктический каскад	
Начало производства	конец 2019	
Поставка газа	Южно-Тамбейское месторождение	
Обслуживаемый флот, куб. м	170 000	
Функции бункеровки	возможно	
Перевалка на грузовики	нет	
Признак ТРА	нет	
CAPEX, млн Р	28 000	
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Затраты на мощности сжижения</li> <li>■ Затраты на инфраструктуру</li> </ul> долл./т установленной мощности		
Базис поставки для оценки	Пусан	
Издержки производства, долл./млн БТЕ	долгосрочные	краткосрочные
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Сырье</li> <li>■ Затраты на ожижение</li> <li>■ Поставка</li> </ul> долл./млн БТЕ		

Источник: оценки Александра Климентьева

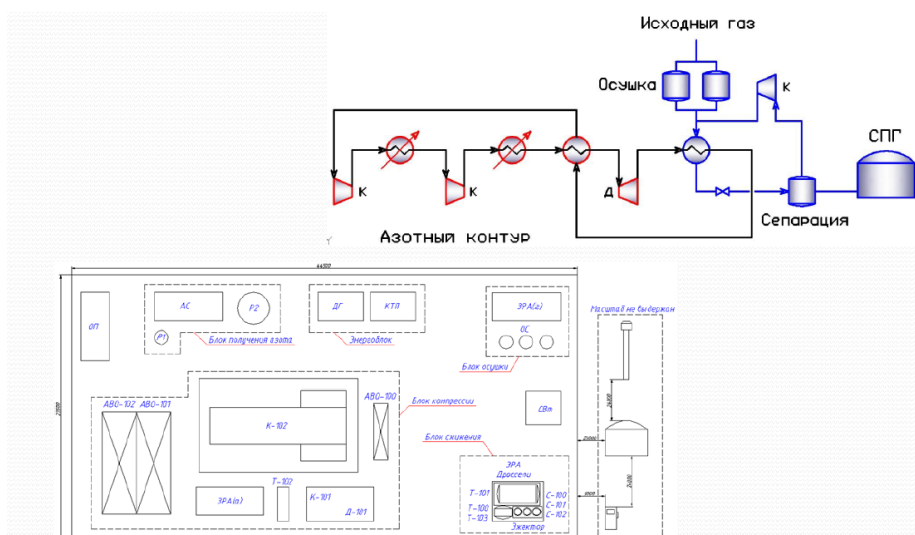
## СПГ Горская

Проект «СПГ Горская» был первым российским частным проектом производства СПГ в плавучем исполнении. Проект опирался на применение собственной азотной технологии ожижения газа.

Планировалось размещение трех производственных линий на трех баржах в районе Санкт-Петербурга. В качестве сырья выступает газ, поставляемый из единой системы газоснабжения. Для полной загрузки трех линий необходима поставка 1,5 млрд куб. м/год.

«СПГ Горская» включает в себя не только производственные мощности, но и терминалы по распределению СПГ в Санкт-Петербурге, Усть-Луге, Выборге, Балтийске, которые должны выполнять функции спутниковых терминалов и иметь функцию обслуживания криогенных цистерн-контейнеров.

Рисунок 34 - Технологическая схема производства СПГ-Горская



Производительность <sup>43</sup> годовая, т/г (т/ч)	420 000 (50)
Размер хранилища, м3	7000 (2,6 суток работы, для одной загрузки бункеровочного судна)
Тип хранилища	тип С
Количество емкостей в хранилище, ед	12
Технология ожижения	азотная с двумя детандерами в цикле
Потребление энергии на контур охлаждения <sup>44</sup>	435 кВт ч/т
Потребление газа для контура охлаждения	12 % от входящего потока

Источник: СПГ-Горская

Проект в качестве целевого рынка рассматривал рынок бункеровки в Балтийском море. Для распределения СПГ и бункеровки в контур проекта включались 12 судов бункеровщиков емкостью до 2,5 тыс. тонн СПГ каждый и два газозова емкостью 6 000 тонн каждый. В настоящее время проект приостановлен.

Таблица 23 -Основные параметры СПГ Горская

Установленная мощность, тыс т	Т1-Т3 3 x 420	
Технология ожижения	азотный цикл	
Начало производства	н/д	
Поставка газа	ЕСГ	
Обслуживаемый флот, куб. м	20 000	
Функции бункеровки	да	
Перевалка на грузовики	да	
Признак ТРА	да	
CAPEX, млн Р	39 204	
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Затраты на мощности сжижения</li> <li>■ Затраты на инфраструктуру</li> </ul> долл./т установленной мощности		
Базис поставки для оценки	Свиноуйсьце	
Издержки производства, долл./млн БТЕ	долгосрочные	краткосрочные
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Сырье</li> <li>■ Затраты на ожижение</li> <li>■ Поставка</li> </ul> долл./млн БТЕ		

Источник: оценки АлександрА Климентьева

<sup>43</sup> при условии производства при среднегодовой температуре + 6 °С и 8300 часов в год.

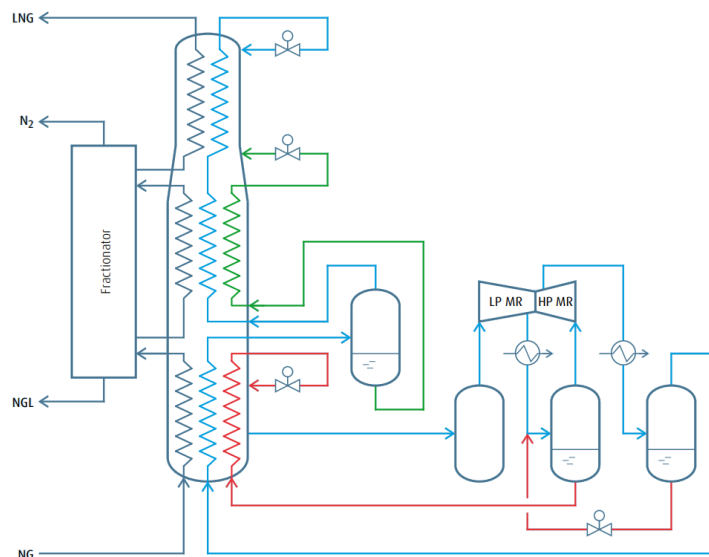
<sup>44</sup> при условии производства при среднегодовой температуре + 15 °С

## КС «Портовая»

Проект по производству сжиженного природного газа КС «Портовая» реализуется компанией ПАО «Газпром». Выбор места реализации проекта обуславливался возможностью использования избыточных мощностей компрессорной станции «Портовая», которая была построена при реализации проекта «Северный Поток».

Производительность установки составляет 1500 тыс т/год, используется технология компании Linde LIMUM 3 (Linde multi-stage mixed refrigerant process applying coilwound heat exchanger). В технологии LIMUM 3 смешанный хладагент сжимается на центробежном компрессоре в две ступени и частично охлаждается водой или воздухом. Тяжелые, жидкие фракции смешанного хладагента поступают в витой теплообменник для предварительного охлаждения газа и для конденсации легких составляющих смешанного хладагента, которые в дальнейшем используются для ожижения и переохлаждения природного газа.

Рисунок 35 - Технологическая схема LIMUM 3



Источник: Linde [7]

Рисунок 36 - Фотографии площадки строительства КС Портовая

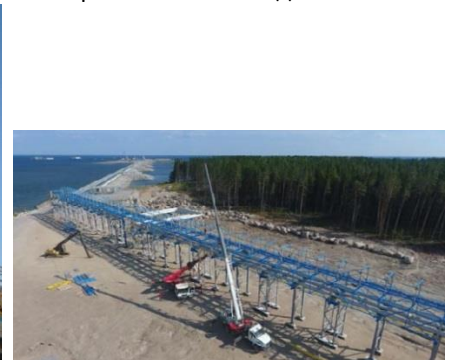
емкость хранения СПГ



блок ожижения

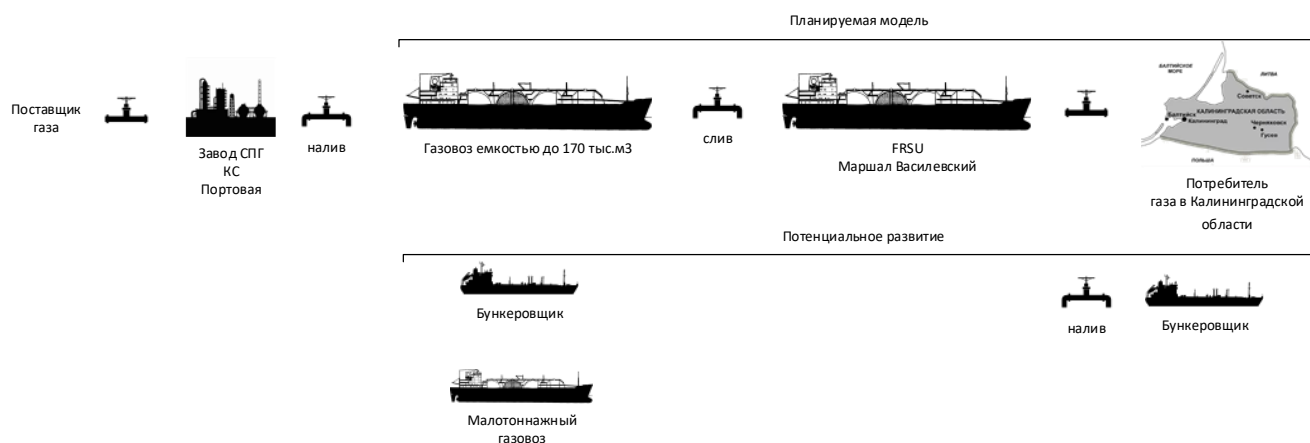


криогенная эстакада



Источник: <http://www.peton.ru/project.php?p=412>

Рисунок 37 - Производственная цепочка проекта КС «Портовая»

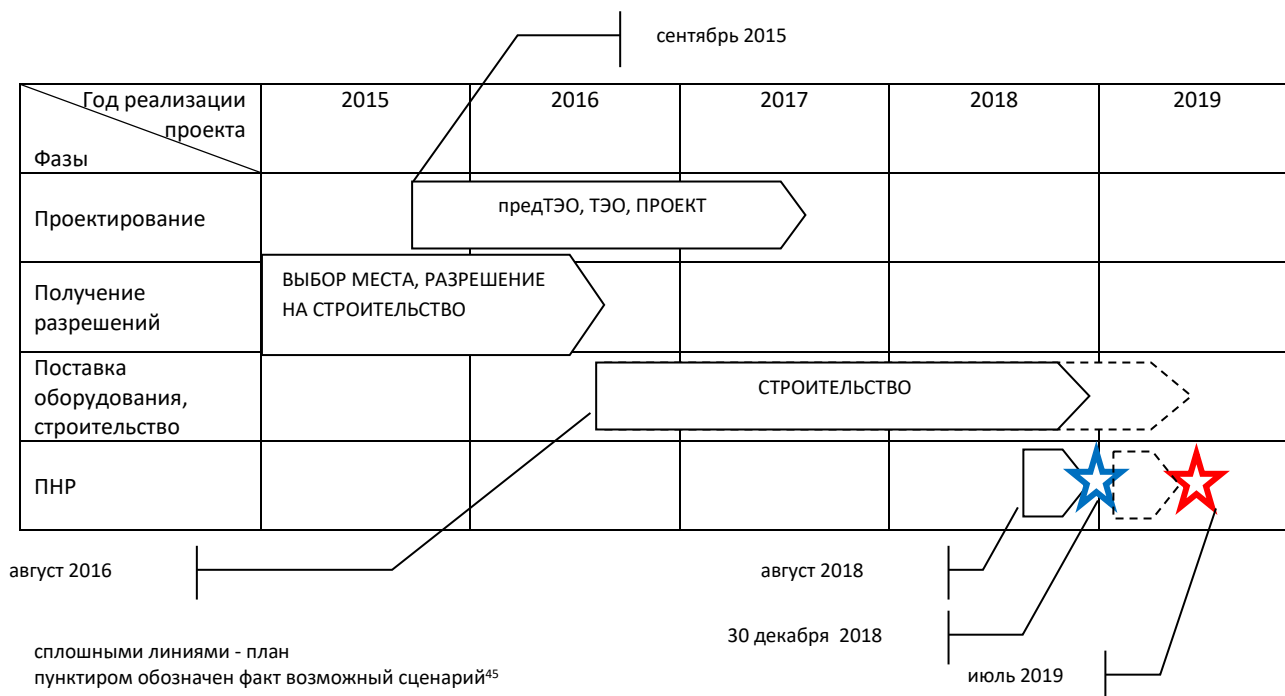


Источник: оценки Александра Климентьева

Для отгрузки СПГ используется протяженный криогенный трубопровод СПГ и газопровод отпарного газа, общая длина которых составляет порядка 4,5 км. Отгрузка СПГ будет возможна, как на малотоннажные газовозы и суда бункеровщики, так и на газовозы вместимостью 170 тыс куб. м.

Официально проект начался с сентября 2015 г. Ожидалось, что работы будут завершены в конце 2018 г., т.е. за три года. Но уже в середине 2018 г. было заявлено о переносе начала производства СПГ на середину 2019 г. Таким образом, срок реализации проекта приблизится к четырем годам.

Рисунок 38 - График реализации проекта КС Портовая СПГ



Источник: оценки Александра Климентьева по материалам объявленных тендеров по объекту «Комплекс по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа в районе КС Портовая»

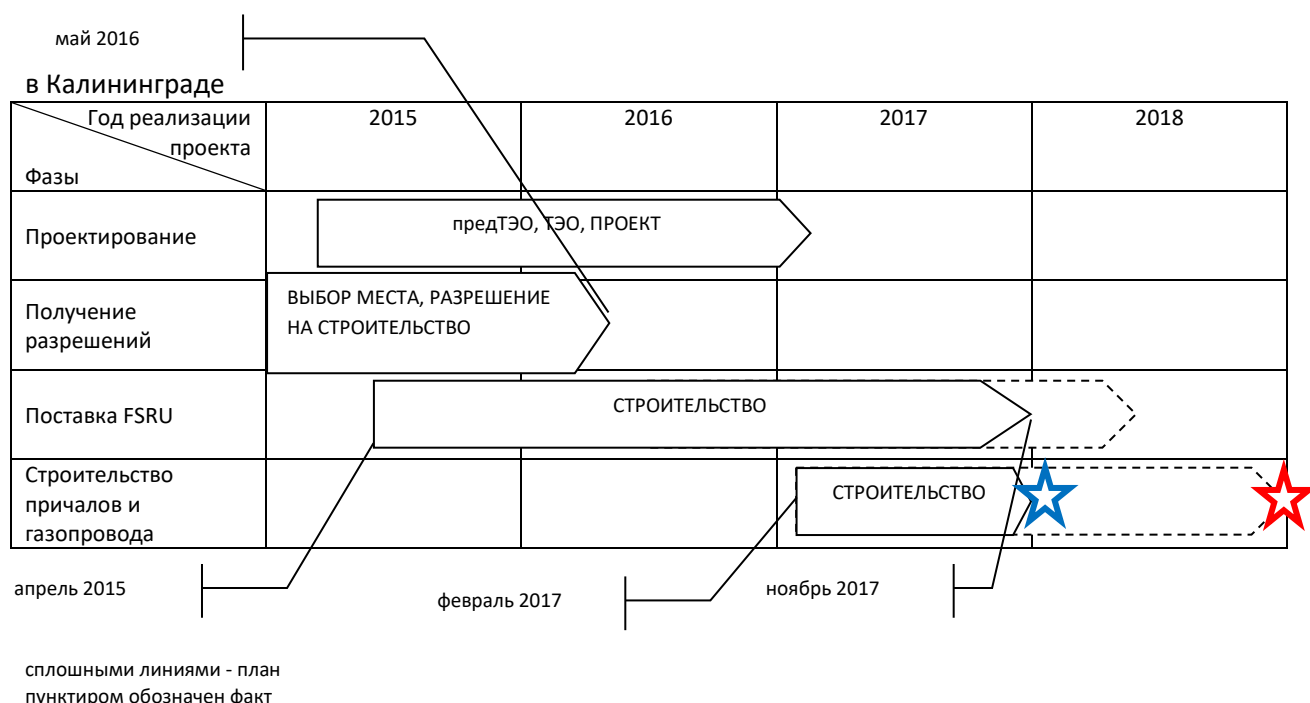
<sup>45</sup> [http://www.ng.ru/economics/2017-10-17/100\\_peton171017.html](http://www.ng.ru/economics/2017-10-17/100_peton171017.html)

Проект КС «Портовая» является интегрированным проектом и фактически включает в себя не только производство СПГ, но и строительство плавучей установки по приему и регазификации СПГ.

В России единственным проектом FSRU является проект газоснабжения Калининграда. В отличие от зарубежных проектов, газоснабжение Калининграда реализуется одной компанией – ПАО «Газпром» и включает в себя не только терминал FSRU, но и завод по производству СПГ КС «Портовая».

Проектные работы по FSRU начались в 2015 г. (Рисунок 39). В апреле 2015 г. на верфи Hyundai Heavy Industries Co. Ltd (Республика Корея) началось строительство первого в России FSRU «Маршал Василевский». Плавучая регазификационная установка имеет емкость 170 тыс куб. м и производительность в 13,2 млн куб. м/сутки. Стоимость судна составила 295 млн долл. (около 21 млрд руб.).<sup>46</sup>

Рисунок 39 - График реализации проекта FSRU в Калининграде



Источник: оценки Александра Климентьева

21 января 2016 г. в Минэнерго РФ был подписан приказ по подготовке документации по планировке территории для размещения терминала по приему, хранению и регазификации СПГ в Калининградской области. В проект включается магистральный газопровод от терминала до точки врезки в газопровод-отвод Минск-Вильнюс-Каунас-Калининград на Калининградское ПХГ. Протяженность морского участка газопровода составит около 4,5 км, сухопутного - 8,8 км.

26 мая 2016 г. Д.А.Медведев подписал распоряжение о необходимости расширения морского порта Калининград.<sup>47</sup> В начале 2017 г. начались строительные работы причала и защитных сооружений, которые по графику должны были быть завершены в конце 2017 г. Но фактически они завершились только в конце 2018 года. На сроки ввода в

<sup>46</sup> <http://www.korabli.eu/galleries/oboi/grazhdanskie-suda/marshal-vasilevskiy>

<sup>47</sup> <http://docs.cntd.ru/document/420356301>

эксплуатацию оказали влияние перенос срока начала производства СПГ на КС «Портовая» и авария на регазификационном котле FSRU «Маршал Василевский», произошедшая в ходе испытаний в ноябре 2017 г.

Таблица 24 - Основные параметры КС «Портовая» и FSRU «Маршал Василевский»

КС «Портовая»	
Установленная мощность, тыс.т	1 500
Технология ожижения	н/д
Начало производства	середина 2018
Поставка газа	ЕСГ
Обслуживаемый флот, куб. м	170 000
Функции бункеровки	возможно
Перевалка на грузовики	возможно
Признак ТРА	нет
CAPEX, млн ₽	148 750
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Затраты на мощности сжижения</li> <li>■ Затраты на инфраструктуру</li> </ul> долл./т установленной мощности	
Базис поставки для оценки	Свиноуйсьце
Издержки производства, долл./млн БТЕ	долгосрочные
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Сырье</li> <li>■ Затраты на ожижение</li> <li>■ Поставка</li> </ul> долл./млн БТЕ	
FSRU «Маршал Василевский» <sup>48</sup>	
Функции бункеровки	возможно
Перевалка на грузовики	нет
Признак ТРА	нет
CAPEX, млн ₽	21 000

Источник: оценки Александра Климентьева

## Высоцк СПГ

Проект производства СПГ в порту Высоцк стал первым СПГ проектом в России, который изначально имел в качестве целевого рынка новый сегмент рынка СПГ - бункеровку судов в Балтийском море. Проект был начат компанией ООО «Криогаз», которую можно считать одним из пионеров рынка малотоннажного СПГ в России. В настоящее время компания ООО «Криогаз» входит в «Группу Газпромбанк».

В марте 2017 г. в состав участников проекта вошла компания ПАО «НОВАТЭК», которая приобрела 51 % проекта. Проект получил новое юридическое лицо ООО «Криогаз-Высоцк». ПАО «НОВАТЭК» больше известен по арктическим проектам производства СПГ, но сегмент мало и среднетоннажного СПГ также входит в контур интересов компании.

Проект включает в себя:

- комплекс сжижения природного газа в две производственные линии производительностью 330 тыс т СПГ в год каждая;
- площадку для строительства двух дополнительных производственных линий производительностью 330 тыс т СПГ в год каждая;

<sup>48</sup> общая стоимость проекта СПГ газификации Калининградской области превышает 31 млрд.₽ <http://www.gazprom.ru/f/posts/88/919316/gazprom-inf-transport-2018-11-20.xlsx>

- резервуары хранения СПГ вместимостью 42 000 куб. м и хранения конденсата емкостью 2 000 куб. м;
- гидротехнические сооружения, состоящие из причала отгрузки СПГ на танкера-газовозы и причала для портового флота. Причал будет обслуживать газовозы вместимостью 20 000 м<sup>3</sup>, габаритами длина x ширина x осадка: 157,7 x 25 x 7,3 м и ледовым классом 1A Super (DNV);
- газопровод-отвод «Ленинград – Выборг – Госграница» протяженностью 41 км.

Рисунок 40 - 3D модель проекта «Высоцк СПГ»



Источник: КриоГаз

Рисунок 41 - Фотографии площадки строительства «Высоцк СПГ»

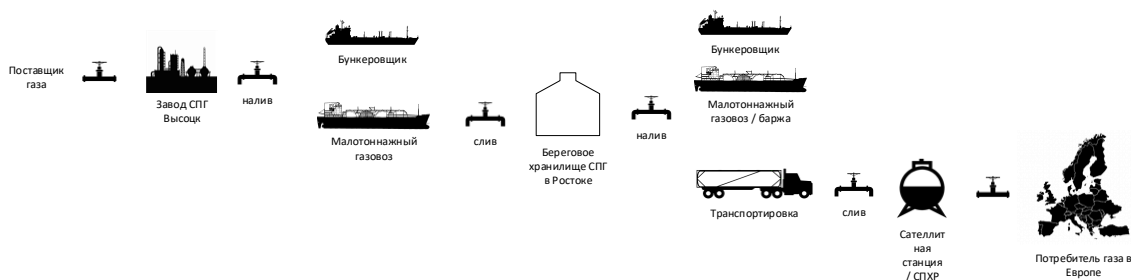


Источник: <https://sdelanounas.ru/blogs/112989/>

Проект интегрирован с среднетоннажным терминалом в Росток<sup>49</sup> мощностью 300 тыс т/год. Предполагается, что терминал в Ростоке будет использоваться не только для бункеровки судов, но для перегрузки СПГ на баржи и грузовики для дальнейшей поставки потребителям, в т.ч. в сегменте малотоннажного СПГ. Партнером в проекте терминала в Ростоке выступает Fluxys.

<sup>49</sup> [http://www.novatek.ru/ru/press/releases/index.php?id\\_4=2739](http://www.novatek.ru/ru/press/releases/index.php?id_4=2739)

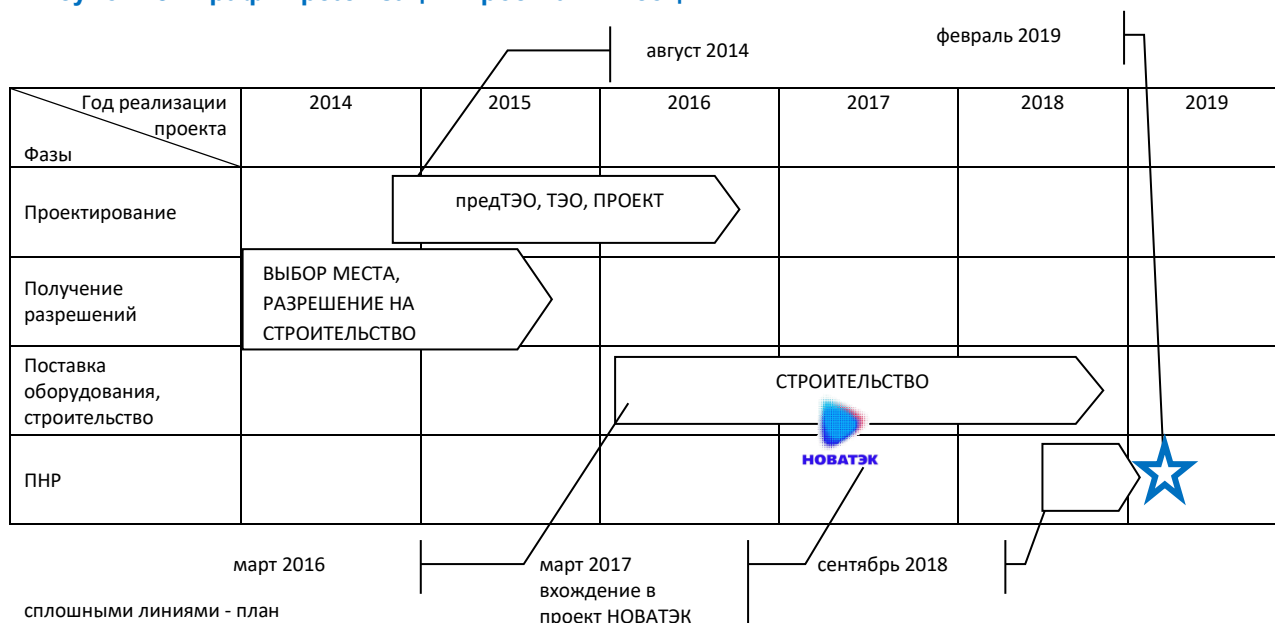
Рисунок 42 - Производственная цепочка проекта «Высоцк СПГ»



Источник: оценки Александра Климентьева

Реализация проекта «Высоцк СПГ» началась в августе 2014 г. В сентябре 2018 г. начались работы по подготовке производства к пуску.

Рисунок 43 - График реализации проекта «Высоцк СПГ»



Источник: оценки Александра Климентьева по материалам объявленных тендеров по объекту «Терминал по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк»

Таблица 25 - Основные параметры «Высоцк СПГ»

Установленная мощность, тыс т	Т1-Т2 2 x 330; Т3-Т4 2 x 330	
Технология ожижения	Air Liquide	
Начало производства	конец 2018	
Поставка газа	ЕСГ	
Обслуживаемый флот, куб. м	20 000	
Функции бункеровки	да	
Перевалка на грузовики	нет	
Признак ТРА	нет	
CAPEX, млн ₽	63 627	
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Затраты на мощности сжижения</li> <li>■ Затраты на инфраструктуру</li> </ul> долл./т установленной мощности		
Базис поставки для оценки	Свинойуьсьце	
Издержки производства, долл./млн БТЕ	долгосрочные	краткосрочные
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Сырье</li> <li>■ Затраты на ожижение</li> <li>■ Поставка</li> </ul> долл./млн БТЕ		

Источник: оценки Александра Климентьева

## Владивосток СПГ

В течение достаточно длительного времени Владивосток СПГ входил в перечень основных проектов ПАО «Газпром» в сегменте производства СПГ. В качестве сырьевой базы рассматривались в разное время месторождения Восточной Сибири, Киринское и Южно-Киринское месторождения. Предполагалось, что объем производства СПГ на заводе в районе Владивостока составит около 15 млн т в год.

В условиях ограниченной добычи газа, на которую дополнительное влияние оказали санкции США в отношении Южно-Киринского месторождения, для проекта подобного масштаба не оказалась доступных объемов природного газа. В результате в 2018 г. размер проекта был снижен в 10 раз до уровня 1,5 млн т/год, а в качестве целевого рынка выбрана бункеровка СПГ.

В условиях постоянного ужесточения международных требований к выбросам в атмосферу для морских судов, СПГ оценивается в качестве одного из потенциальных заместителей нефтяных топлив. Рынок бункеровки активно развивается в Китае. В ноябре 2018 г. Правительство Южной Кореи разработало комплекс мер по стимулированию создания 140 судов, которые будут использовать СПГ в качестве топлива, а компания Kogas создаст соответствующую инфраструктуру.<sup>50</sup>

Выбор рынка бункеровки достаточно разумный для проекта на Дальнем Востоке. Для реализации проекта подобного масштаба достаточно вероятно привлечение частных азиатских инвесторов.<sup>51</sup>

Таблица 26 - Основные параметры «Владивосток СПГ»

Установленная мощность, тыс т	1 500	
Технология ожижения	н/д	
Начало производства	после 2023	
Поставка газа	газопровод Сахалин-Хабаровск-Владивосток	
Обслуживаемый флот, куб. м	н/д	
Функции бункеровки	да	
Перевалка на грузовики	возможно	
Признак ТРА	нет	
CAPEX, млн Р	178 500	
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Затраты на мощности сжижения</li> <li>■ Затраты на инфраструктуру</li> </ul> долл./т установленной мощности		
Базис поставки для оценки	Пусан	
Издержки производства, долл./млн БТЕ	долгосрочные	краткосрочные
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Сырье</li> <li>■ Затраты на ожижение</li> <li>■ Поставка</li> </ul> долл./млн БТЕ		

Источник: оценки Александра Климентьева

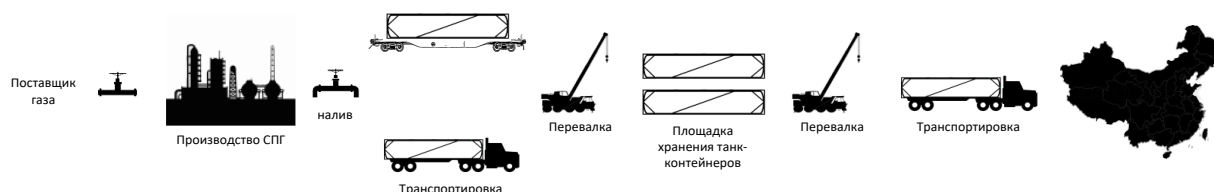
<sup>50</sup> [https://www.lngworldnews.com/south-korea-to-back-construction-of-140-lng-powered-ships/?fbclid=IwAR3KUVhObj4hdFuOyjkS8nLye8DpHniIV-VlOfKe5bBEi\\_JzOUUpCTX2RY](https://www.lngworldnews.com/south-korea-to-back-construction-of-140-lng-powered-ships/?fbclid=IwAR3KUVhObj4hdFuOyjkS8nLye8DpHniIV-VlOfKe5bBEi_JzOUUpCTX2RY)

<sup>51</sup> [http://nedradv.ru/news/view/?id\\_obj=b9e0ffdd24a62bce3a959eed5137bea1](http://nedradv.ru/news/view/?id_obj=b9e0ffdd24a62bce3a959eed5137bea1)

## Якутск СПГ

Проект может быть реализован в Центральной Якутии и обеспечивается газом с группы Вилюйских месторождений. В качестве целевого рынка рассматривается внутренний рынок и поставки на экспорт во Внутреннюю Монголию (Китай) – область, в которую не предполагаются поставки газа по газопроводу Сила Сибири. Поставки СПГ на экспорт могут быть осуществлены железнодорожным транспортом.

Рисунок 44 - Производственная цепочка проекта «Якутск СПГ»



Источник: оценки Александра Климентьева

Таблица 27 - Основные параметры «Якутск СПГ»

Установленная мощность, тыс т	500	
Технология ожижения	н/д	
Начало производства	после 2023	
Поставка газа	газотранспортная система ЯТЭК-Сахатранснефтегаз	
Обслуживаемый флот, куб. м	цистерны-контейнеры ж/д цистерны	
Функции бункеровки	возможно речные суда	
Перевалка на грузовики	да	
Признак ТРА	да	
CAPEX, млн ₽	30 150	
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Затраты на мощности сжижения</li> <li>■ Затраты на инфраструктуру</li> </ul> долл./т установленной мощности		
Базис поставки для оценки	Маньчжурия (Китай)	
Издержки производства, долл./млн БТЕ	долгосрочные	краткосрочные
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Сырье</li> <li>■ Затраты на ожижение</li> <li>■ Поставка</li> </ul> долл./млн БТЕ		

Источник: оценки Александра Климентьева

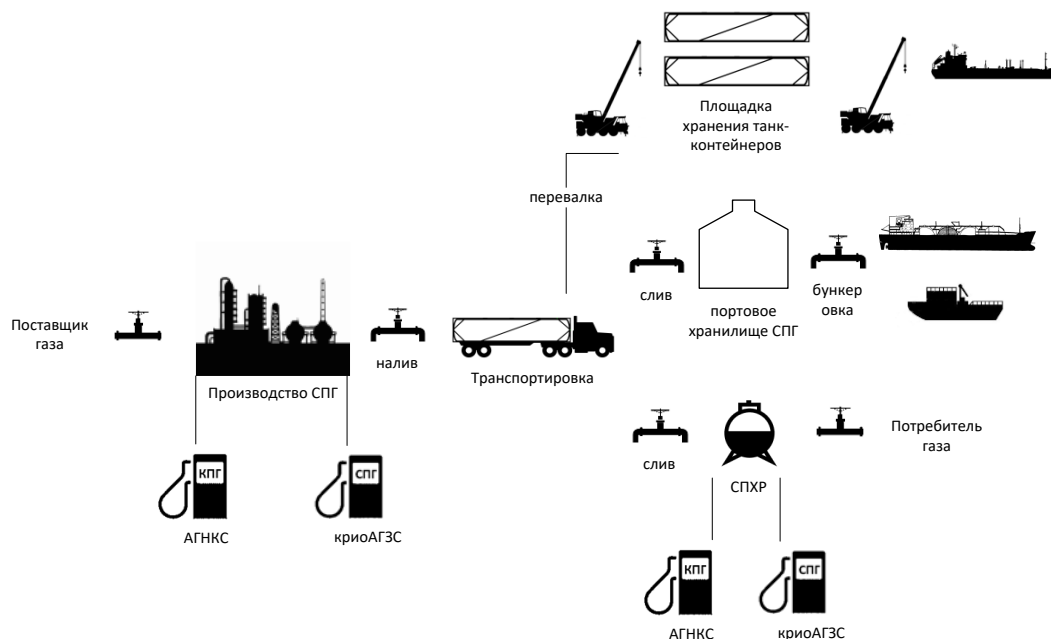
## Архангельск СПГ

Географическое положение Архангельской области, размещение на ее территории крупных промышленных предприятий и важный статус логистического центра национального уровня для освоения Арктики, высокие цены на нефтяные виды топлива, позволяют рассчитывать на большие перспективы использования СПГ в Архангельской области в качестве газомоторного топлива и для автономной и распределенной генерации.

Поставка газа для производства СПГ осуществляется по распределительным сетям ООО «Газпром газораспределение

Архангельск» высокого давления 0,6 -1,2 МПа, в которых давление и состав газа относительно стабильны в течение года.

Рисунок 45 - Производственная цепочка проекта «Архангельск СПГ»



Источник: оценки АлександрА Климентьева

Проект реализуется в регионе с хорошо развитой инфраструктурой, разветвленной системой газопроводов, мощной промышленностью, в соседстве со столицей региона г. Архангельском с его промышленным и научным потенциалом.

Таблица 28 - Основные параметры «Архангельск СПГ»

Установленная мощность, тыс т	150	
Технология ожижения	н/д	
Начало производства	после 2023	
Поставка газа	ЕСГ	
Обслуживаемый флот, куб. м	20 000	
Функции бункеровки	возможно речные суда	
Перевалка на грузовики	да	
Признак ТРА	да	
CAPEX, млн Р	15 000	
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Затраты на мощности сжижения</li> <li>■ Затраты на инфраструктуру</li> </ul> долл./т установленной мощности		
Базис поставки для оценки	Свиноуйсьце	
Издержки производства, долл./млн БТЕ	долгосрочные	краткосрочные
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Сырье</li> <li>■ Затраты на ожижение</li> <li>■ Поставка</li> </ul> долл./млн БТЕ		

Источник: оценки АлександрА Климентьева

## Прочие проекты

Среднетоннажная линия может быть построена в рамках Сахалин-2 в условиях недостаточных объемов газа для полноценной линии

сжижения. Данный дефицит связан с санкциями по добыче газа на Южно-Кириинском месторождении.

Среднетоннажный проект мощностью 500 – 1000 тыс т рассматривался в качестве потенциального поставщика СПГ на рынок Черного моря и причерноморских стран.

В формате среднетоннажного проекта могут быть также реализованы проекты Печора СПГ и Дальневосточный СПГ.

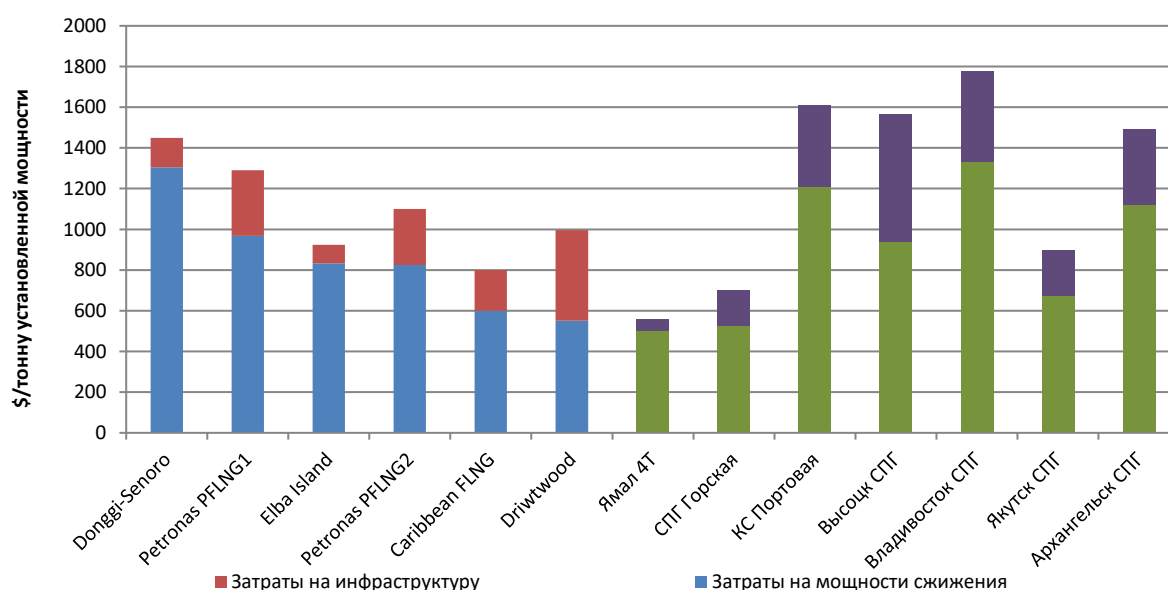
## Резюме по разделу среднетоннажный СПГ в России

В России общее количество среднетоннажных проектов не велико, но во многом они отражают мировые тенденции отрасли:

1. ориентация на новые рынки сбыта, плавучие хранилища газа и регазификационные установки, бункеровка СПГ;
2. размещение на площадках крупнотоннажных заводов и использование их инфраструктуры;
3. монетизация относительно небольших запасов газа или использование резервов имеющихся сетей магистральных газопроводов.

Российские компании могут самостоятельно разработать и внедрить технологии среднетоннажного производства СПГ. Тем не менее, удельные капитальные затраты среднетоннажных проектов в России превышают мировой уровень. Причиной этого являются высокие затраты для создания сопутствующей инфраструктуры на побережье: необходимо строить протяженные газопроводы, а также вкладывать значительные средства в объекты портовой инфраструктуры и гидротехнологические объекты.

**Рисунок 46 - Полные капитальные затраты на единицу установленной мощности среднетоннажных СПГ в России и в мире**



Источник: оценки Александра Климентьева; «LNG Plant Cost Reduction 2014-2018», The Oxford Institute for Energy Studies, October 2018 [16]

Некоторые проекты среднетоннажного СПГ в России являются интегрированными и связаны с развитием терминалов и плавучих хранилищ и регазификаторов.

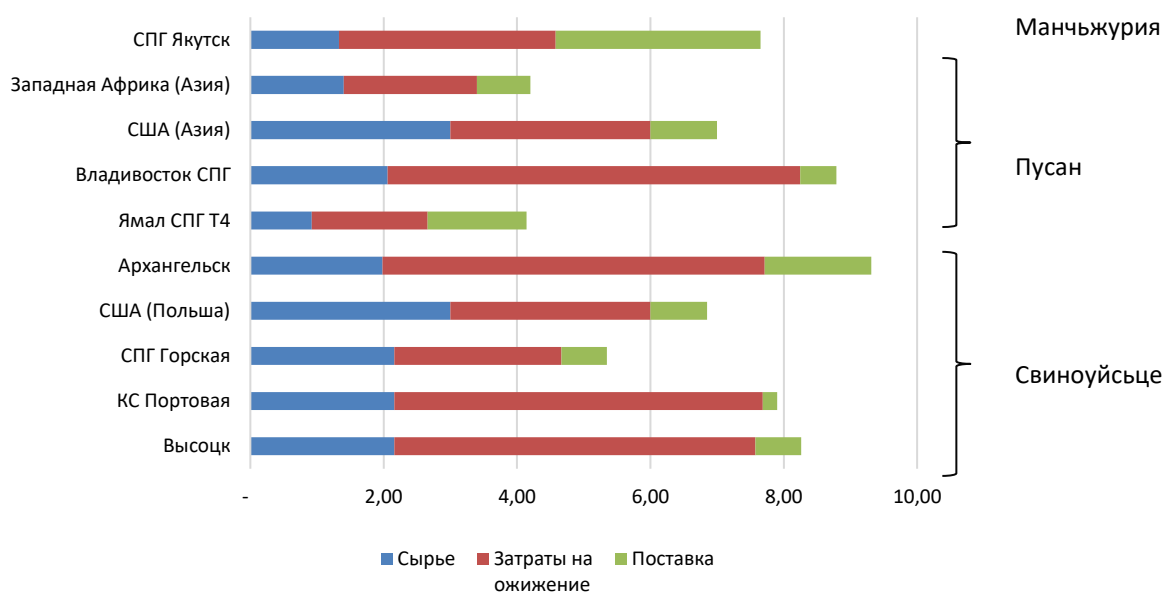
Российские среднетоннажные проекты используют современное оборудование и технологии ожижения и не уступают по энергоэффективности большинству производств в мире. Тем не менее, за счет повышенных капитальных затрат на строительство затраты на ожижение газа, как правило, значительно превышают среднемировой уровень. Но за счет дешевого сырья и близкого расположения к целевым рынкам сбыта, российские проекты являются конкурентоспособными по критерию полных издержек даже по сравнению с крупнотоннажными проектами производства СПГ из США.

На Рисунке 47 и 48 проекты разделены на три группы:

1. якутский континентальный проект с железнодорожной поставкой СПГ в континентальные районы Китая;
2. арктические и дальневосточные проекты с поставкой СПГ в АТР (рассмотрен порт Пусан – Южная Корея);
3. балтийские проекты с поставкой СПГ на терминал в Свиноуйсьце.

Железнодорожная поставка в Китай является дорогой и существенно увеличивает предельные издержки в этом проекте. Для проекта СПГ Высоцк, использующей для поставки СПГ-газовозы вместимостью 20 000 куб. м, транспортные затраты выше, чем для соседнего проекта КС «Портовая» с газовозами вместимостью 170 000 куб. м.

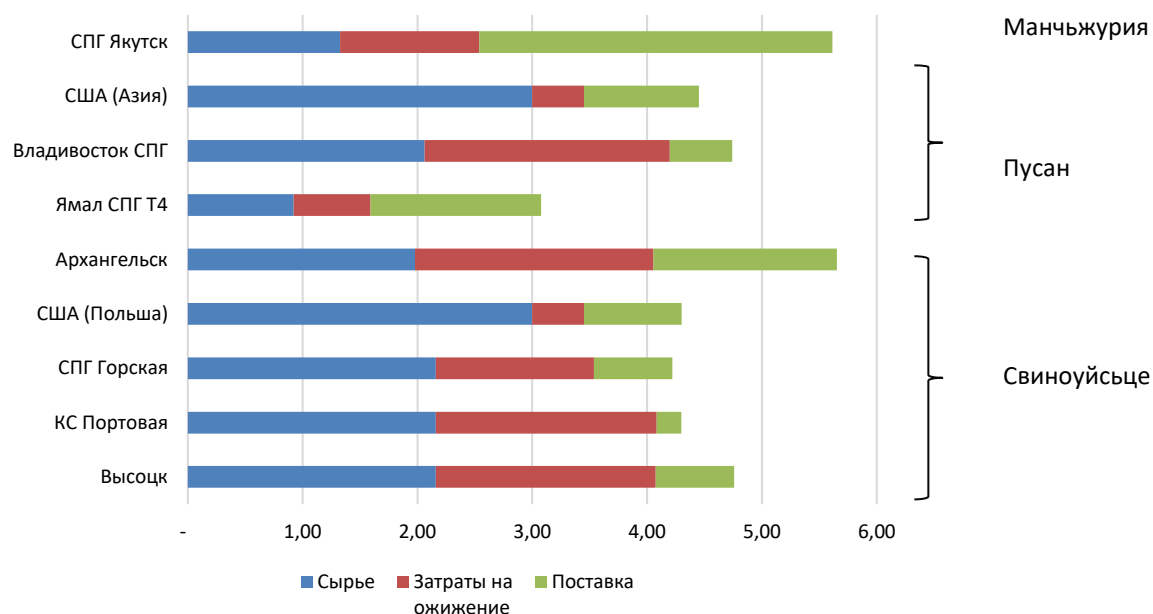
Рисунок 47 - Долгосрочные предельные издержки производства СПГ (долл./млн БТЕ)



Источник: оценки Александра Климентьева

При сравнении краткосрочных предельных издержек преимущество дешевого сырья проявляется наиболее ярко и по этому критерию российские СПГ проекты практически во всех случаях являются конкурентоспособными даже в сравнении с крупнотоннажными проектами СПГ в США (Рисунок 48).

Рисунок 48 - Краткосрочные предельные издержки производства СПГ (долл./млн БТЕ)



Источник: оценки Александра Климентьева

Российские среднетоннажные проекты используют различные бизнес-модели, распространенные в мире (Таблица 28).

Таблица 29 - Основные модели среднетоннажных проектов в России

Модель	Описание	Пример
Использование национальной газовой сети	поставка газа осуществляется из сети газоснабжения состав газа определяется средним по сети	КС «Портовая» Высоцк СПГ Владивосток СПГ (возможно) Черноморский СПГ (возможно)
Плавучие заводы СПГ	расположение в порту поставка газа из сети газоснабжения	СПГ Горская
Использование возможностей изолированной системы газоснабжения	поставка газа производится из одного или нескольких месторождений состав газа определяется составом газа месторождений изолированной системы	СПГ Якутск
Интегрированные проекты	производственная цепочка включает в себя добычу, транспортировку и переработку	Печора СПГ (возможно) Дальневосточный СПГ (возможно)
Использование площадки крупнотоннажного проекта	среднетоннажное производство использует доступ к инфраструктуре действующего крупнотоннажного проекта	4-ая линия проекта «Ямал СПГ» 3-ая линия проекта «Сахалин-2» (возможно)

Источник: оценки Александра Климентьева

Обобщенные данные по проектам среднетоннажного СПГ в России приведены в Таблице 30.

В сегменте использования среднетоннажного СПГ реализуется только один проект газификации Калининградской области с использованием FSRU «Маршал Василевский». Значительный потенциал рынка среднетоннажного СПГ имеет российская арктическая зона.

Таблица 30 - Основные параметры среднетоннажных СПГ проектов в России

Цикл сжижения	Владелец месторасположение	Год начала производства	Производительность, тыс. т/год	Величина удельных энергозатрат, кВт ч/кг СПГ	CAPEX, млн Р	Удельные капитальные затраты, Р/т
LINDE LIMUM3 – многостадийный процесс на смешанном хладагенте	Газпром КС «Портовая» Ленинградская область	2019	1500	0,34	148 750	99 167
Цикл полного сжижения с внешним холодильным циклом с МКРТ и предварительным пропановым охлаждением	ООО «Криогаз Высоцк», порт Высоцк	2019	660	0,4	63 627	96 405
Арктический каскад с предварительным охлаждением этаном	Ямал СПГ 4 очередь	2019	900	0,3	28 000	31 111
Азотный цикл	ООО «Криогаз Калининград	2019	3 x 56	0,6	н/д	н/д
Азотный цикл	СПГ-Горская Ленинградская область	н/д	3 x 420	0,9 (0,435 электрическая энергия)	39 204	31 114
GMR	Газпром Владивосток СПГ	н/д	1500	0,34	178 500	119 000
н/д	Газпром, ОМV <sup>52</sup> Черноморское побережье	н/д	500 - 1000	н/д	н/д	н/д
н/д	ООО «СиГЭК» Республика Саха (Якутия)	н/д	300 - 1000	0,5	30 150	60 300
н/д	ООО «Кировский завод Газовые технологии»	н/д	200 <sup>53</sup>	н/д	н/д	н/д
н/д	Архангельск	н/д	150	0,6	15 000	100 000

Источники: оценки Александра Климентьева на основании данных ООО «Газпром ВНИИГАЗ», открытых источников

<sup>52</sup> <http://www.morvesti.ru/detail.php?ID=69854>

<sup>53</sup> [https://www.fontanka.ru/2018/11/06/046/?fbclid=IwARoMXjRCPF\\_ZUJec48eioTTRTPAFdCTJvNYle8i1jSmNBlPrtePxTAE5w\\_c](https://www.fontanka.ru/2018/11/06/046/?fbclid=IwARoMXjRCPF_ZUJec48eioTTRTPAFdCTJvNYle8i1jSmNBlPrtePxTAE5w_c)

Таблица 31 – Оценка стоимости продукции среднетоннажных СПГ проектов в России

Проект	Сырье	Заготовки на ожижение	Поставка	Итого	Пункт назначения	Мощность, млн т/год	Цена газа, Р/тыс. куб. м	Топливная эффективность, кВт ч/кг	Капитальные затраты		Затраты газа на сжижение	Амортизация 20 лет	Расходные материалы	Обслуживание долга 80% под 7,5%	Персонал	Стоимость транспортных средств	
									млн Р	млн долл.							
									долл./млн БТЕ								долл./т
Криогаз Высоцк	2,16	5,42	0,68	8,26	Свинойсьце	0,66	4672,5	0,4	63 627	950	10,84	71,94	71,94	86,33	3,70	30,86	
КС «Портовая»	2,16	5,53	0,21	7,90		1,5	4672,5	0,34	148 750	2220	9,22	74,00	74,00	88,81	3,70	9,68	
СПГ Горская Т1-3	2,16	2,51	0,68	5,35		1,26	4672,5	1,3	39 204	585	35,24	23,22	23,22	27,86	3,70	30,86	
США	3,00	3,00	0,85	6,85													
Архангельск	1,98	5,74	1,60	9,31		0,15	4250	0,6	15 000	224	14,79	74,63	74,63	89,55	3,70	71,59	
Ямал СПГ Т4	0,92	1,74	1,49	4,14	Пусан	0,95	2000	0,3	28 000	418	3,48	22,00	22,00	26,39	4,94	67,42	
Владивосток СПГ	2,06	6,19	0,54	8,79		1,5	4759,3	0,34	178 500	2664	9,39	88,81	88,81	106,57	4,94	26,16	
США	3,00	3,00	1,00	7,00	Азия												
Западная Африка	1,40	2,00	0,8	4,20													
СПГ Якутск	1,33	3,25	3,07	7,65	Китай, Манчжурия (ж/д)	0,5	3082,73	0,5	30 150	450	8,94	45,00	45,00	54,00	4,94	10,66	

Источники: оценки Александра Климентьева, данные Golar

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ВОПРОСЫ КАЧЕСТВА СПГ

Основные параметры, характеризующие качество газа, в т.ч. СПГ<sup>54</sup>:

- теплотворная способность – энергетическая ценность;
- содержание регулируемых примесей (CO<sub>2</sub>, силоксаны, сероводород);
- число Воббе;
- метановое число.

Национальные стандарты несколько отличаются в зависимости от страны. Требования к качеству СПГ в разных странах определяются давно сложившимися условиями эксплуатации национальных газовых сетей и настройкой горелок у потребителей газа. Теплотворная способность СПГ, импортированного из разных источников, может быть различной. Поскольку СПГ обладает различными свойствами (в том числе и разной теплотой сгорания), то большое значение имеет взаимозаменяемость СПГ и трубопроводного природного газа. По определению ISO (европейский стандарт EN 12838:2000), взаимозаменяемость природного газа (мера качества СПГ) - близкая теплотворная способность трубопроводного газа и газа, получаемого при регазификации СПГ. Газы являются взаимозаменяемыми, когда их можно применять при тех же условиях сгорания, не перенастраивая принятые параметры газовой горелки. По теплотворной способности газораспределительные сети делятся на три основные группы:

- Азия - теплотворная способность свыше 43 млн Дж/куб. м;
- Великобритания и США - теплотворная способность менее 42 млн Дж/куб. м;
- Континентальная Европа, где диапазон теплотворной способности около 39-46 млн Дж/куб. м.

Чтобы установить стандарт, напрямую связанный с эффективностью газовой горелки, необходима корректировка теплотворной способности газа с поправкой на его относительную плотность. Индекс Воббе оценивает теплотворную способность газа с поправкой на его относительную плотность и тем самым решает вопрос горелочной эффективности. Это наиболее широко принятый международный способ определения взаимозаменяемости. Для того, чтобы корректировать сорта газа на приемных терминалах СПГ, теплотворную способность иногда уменьшают путем закачки азота или воздуха, однако это применяется только для незначительных корректировок. Исходя из особенностей производства биометана и наличия в нем разнообразных примесей органического происхождения, способных оказать влияние на работоспособность двигателей для биометана в сжиженном виде могут устанавливаться дополнительные требования.

<sup>54</sup> Более подробно по вопросу качества СПГ см. «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России», А.Ю. Климентьева, Т.А. Митрова, А.А. Собко и др., Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва 2018.

Таблица 32 - Компонентный состав и показатели СПГ различных производителей

Производитель	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4+</sub>	ИТОГО	Плотность СПГ кг/м <sup>3</sup>	Вязкость газа	Воббе индекс МДж/м <sup>3</sup>	Марка СПГ	ISO TR 22302 2014	American gas research institute	Коэфф 134,915
Australia – NWS	0,04	87,33	8,33	3,33	0,97	100	467,35	45,32	56,33	Б	71,07	76,76	72,70
Australia – Darwin	0,14	87,64	9,97	1,96	0,33	100	461,05	44,39	56,01	Б	74,33	80,42	76,34
Algeria-Skikda	0,63	91,4	7,35	0,57	0,05	100	446,65	42,3	54,62	Б	81,93	88,96	84,71
Algeria – Bethioua	0,64	89,55	8,2	1,3	0,31	100	454,5	43,22	55,12	Б	77,80	84,32	80,15
Algeria – Arzew	0,71	88,93	8,42	1,59	0,37	100	457,1	43,48	55,23	Б	76,46	82,82	78,68
Brunei	0,04	90,12	5,34	3,02	1,48	100	461,63	44,68	56,18	Б	74,18	80,25	76,06
Egypt – Idku	0,02	95,31	3,58	0,74	0,34	100	437,38	41,76	54,61	Б	87,10	94,77	90,33
Egypt – Damietta	0,02	97,25	2,49	0,12	0,12	100	429,35	40,87	54,12	Б	91,18	99,36	94,84
Equatorial Guinea	0	93,41	6,52	0,07	0	100	439,64	41,95	54,73	Б	85,58	93,06	88,71
Indonesia – Arun	0,08	91,86	5,66	1,6	0,79	100	450,96	43,29	55,42	Б	79,84	86,61	82,34
Indonesia – Badak	0,01	90,14	5,46	2,98	1,4	100	461,07	44,63	56,17	Б	74,47	80,57	76,38
Indonesia – Tanggub	0,13	96,91	2,37	0,44	0,15	100	431,22	41	54,14	Б	90,34	98,41	93,90
Libya	0,59	82,57	12,62	3,56	0,65	100	478,72	46,24	56,77	Б	64,38	69,24	65,39
Malaysia	0,14	91,69	4,64	2,6	0,93	100	454,19	43,67	55,59	Б	78,48	85,09	80,82
Nigeria	0,03	91,7	5,52	2,17	0,58	100	451,66	43,41	55,5	Б	79,80	86,57	82,30
Norway	0,46	92,03	5,75	1,31	0,45	100	448,39	42,69	54,91	Б	81,26	88,21	83,93
Oman	0,2	90,68	5,75	2,12	1,24	100	457,27	43,99	55,73	Б	76,35	82,69	78,48
Peru	0,57	89,07	10,26	0,1	0,01	100	451,8	42,9	55	Б	78,74	85,38	81,24
Qatar	0,27	90,91	6,43	1,66	0,74	100	453,46	43,43	55,4	Б	78,46	85,06	80,83
Russia – Sakhalin	0,07	92,53	4,47	1,97	0,95	100	450,67	43,3	55,43	Б	80,17	86,99	82,68
Tnnldad	0,01	96,78	2,78	0,37	0,06	100	431,03	41,05	54,23	Б	90,45	98,53	94,03
USA – Alaska	0,17	99,71	0,09	0,03	0,01	100	421,39	39,91	53,51	А	95,39	104,09	99,45
Yemen	0,02	93,27	5,93	0,77	0,12	100	442,42	42,29	54,91	Б	84,58	91,94	87,60
LBG Lidkoping Biogas (SE)	1,2	98,5						13,5		Б	93,37	101,82	97,24
LBG Gasrec (GB)	3	97								Б	91,09	99,26	94,74

Источники: GIIGNL, оценки Александра Климентьева

На мировой рынок поставляется достаточно большое количество СПГ разнообразного качества.

Если для целей энергоснабжения основным показателями являлись число Воббе и теплотворная способность газа, то в связи с растущим спросом на СПГ, как моторное топливо, все большее значение приобретает показатель метановое число.

Метановое число (MN) описывает детонационную стойкость газа, т.е. возможность сжатия в двигательной установке без детонации. Для СПГ, используемого в качестве моторного топлива, Euromot предлагает установить пределы MN 80 – 100, но пока существующие требования значительно ниже  $MN > 65$ . При этом основная часть СПГ, поставляемого в Европу, имеет метановое число ниже 80. В настоящее время это не создает дефицита в сегменте моторного топлива, но с учетом больших ожиданий роста спроса в сегменте моторных топлив, спрос на СПГ с высоким метановым числом может столкнуться с определенными ограничениями.

В случае энергетического использования СПГ такой показатель, как метановое число не имеет большого значения, однако при развитии сегментов малотоннажного СПГ, таких как бункерное топливо, ГМТ и топливо для газопоршневых энергетических установок этот показатель будет определяющим для топливной эффективности и надежности работы двигательной установки.

Российский ГОСТ 56021-2014 принимает во внимание повышенные требования к качеству СПГ, как топливу, и вводит несколько марок СПГ (Таблица 31):

- марка А – высокой чистоты с постоянной теплотой сгорания, используется в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок с узкими пределами регулирования;
- марка Б – для использования в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания;
- марка В – используется в качестве топлива для энергетических установок.

Таблица 33 - Основные параметры СПГ по ГОСТ 56021-2014

Параметр	Значение для марки		
	А	Б	В
Компонентный состав, молярная доля, %	определение обязательно		
Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях, МДж/куб. м	47.2 – 49.2	не нормируется	41.2 – 54.5
Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup>	не нормируется	31.8 – 36.8	≥ 31.8
Молярная доля метана, % не менее	99.0	80.0	75.0
Молярная доля азота, % не более	не нормируется	5.0	5.0
Молярная доля диоксида углерода, % не более	0.005	0.015	0.030
Молярная доля кислорода, % не более	0.020		
Массовая концентрация сероводорода, г/куб. м не более	0.020		
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/куб. м не более	0.036		
Расчетное октановое число (MON), не менее	не нормируется	105	не нормируется
Требования по качеству после регазификации		ГОСТ 27577	ГОСТ 5542

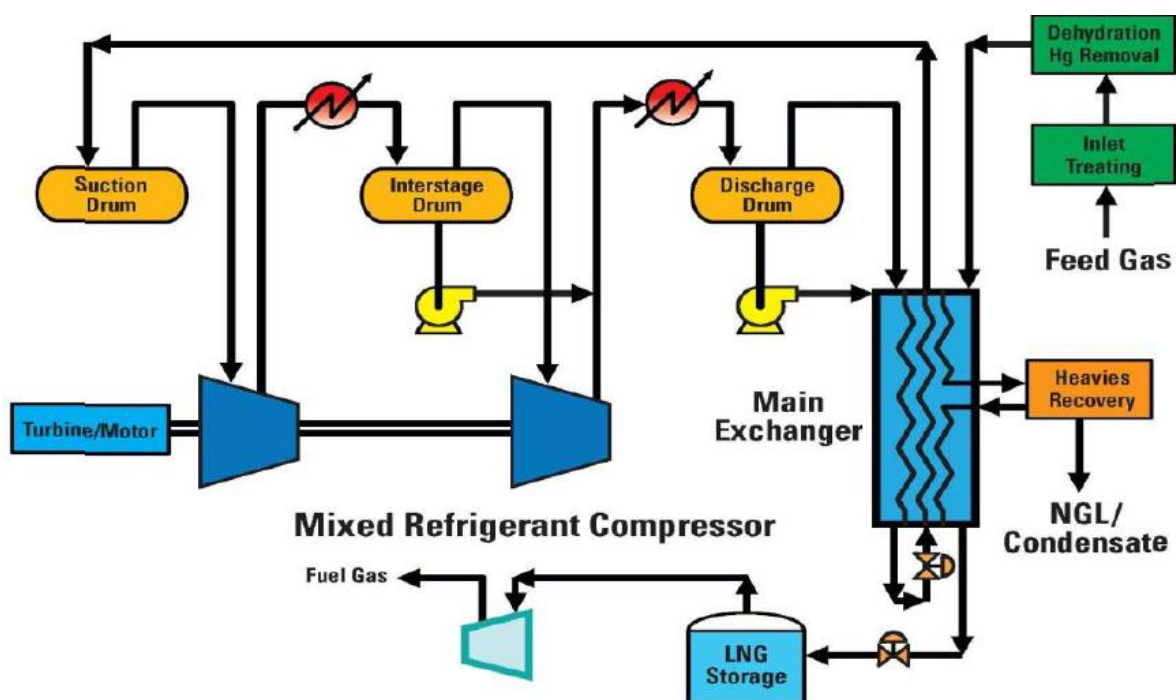
Источник: ГОСТ 56021-2014

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОПИСАНИЕ СРЕДНЕТОННАЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА СПГ

### PRICO (BLACK&VEATCH)

Компания является одним из старейших поставщиков технологий для сжижения газа. По данным компании, более 51 проектов используют технологию Black&Veatch, из них 40 проектов относятся к среднетоннажному сегменту. Технология PRICO использует смешанный хладагент и имеет внушительный референс-лист по всему миру.

Рисунок 49 - Принципиальная схема технологии PRICO



Источник: Black&Veatch

Использование доступных соединений для формирования смешанного хладагента, возможность работы в широком диапазоне нагрузки, относительная простота технической реализации обеспечили использование технологии PRICO в проектах производства СПГ для покрытия пиков потребления, а в недавнем прошлом – в проектах плавучих заводов по производству СПГ.

Хотя первым действующим проектом FLNG стал проект в Малайзии Satu с использованием технологии AP-N, но первым в мире проектом по использованию плавучих решений был проект Caribbean LNG, размещаемый на барже. Заказчиком проекта выступила компания Exmar. Испытания были завершены в конце 2016 г., и уже в январе 2017 г. плавучий комплекс был передан заказчику. Однако завод так и не был введен в эксплуатацию и простаивал, пока не был передан в долгосрочную аренду в Аргентину. Тем не менее, технология PRICO предлагает конкурентоспособное и проверенное временем решение, которое используется в проектах переоборудования старых газовозов Hilli, Gimi и Gandria в плавучие сжижающие заводы.

Рисунок 50 -Плавучая баржа для сжижения газа Caribbean LNG



Габариты ДхШхВ, м	144 x 32 x 20
Теоретическая осадка, м	5,4
Производительность, тыс.т/год	≈ 500 (72 млн куб. ф/сут)
Емкость хранилища	16 100 куб. м (тип «С»)
Тип судна	установлен на грунте, не самоходный
Баржа	Wisson
Завод по сжижению	Black & Veatch
Грузовые операции	TGE
Экипаж, чел.	26
Швартовка	причал
Стоимость	500 долл./т
Тип контракта	«под ключ» (Проектирование – Закупки – Строительство – Монтаж - Пуско-наладка)

Источник: Caribbean LNG

Таблица 34 – Проекты Black&Veatch

Проект	Место расположения	т/сутки	тыс т/год	Начало производства
Annova LNG Brownsville	Texas, США	17380	6 344	2020
Jordan Cove	Oregon, США	17000	6 205	2019
Golar/Keppel Gandria	FLNG		2 650	2019
Golar/Keppel Gimi	FLNG		2 650	2018
Tianjin Gas Ltd.	Tianjin, Китай	222	81	2017
Guoxin Energy Qixian	Shanxi, Китай	720	263	2017
Golar/Keppel Hilli	FLNG		2 650	2017
Exmar Caribbean	Barge, FLNG	1400	511	2016
Etuoke Qianqi Shida Green Energy Co.	Inner Mongolia, Китай	744	272	2016
Langzhong Shuangrui (Meifeng)	Langzhong, Китай	696	254	2016
CNGC, Wuhai No. 2	Inner Mongolia, Китай	707	258	2016
Excelerate Energy	FLNG	9300	3 395	2016
Excelerate Energy	FLNG	12400	4 526	2016
Hongji Yitai	Erdos, Китай	1260	460	2015
Ningxia Hongxing	Yinchuan, Китай	722	264	2015
North Energy	Erdos, Китай	720	263	2015
Erdos Huaqing (Erdos II)	Erdos, Китай	727	265	2015
Douglas Channel LNG	Barge, FLNG	1954	713	2015
China Natural Gas Co., Ltd. (CNGC), Wuhai No. 1	Inner Mongolia, Китай	707	258	2014
CNGC	Guangyuan, Китай	679	248	2014
Jilin Qianyuan Ltd.	Songyuan, Китай	340	124	2014
Guanghui Xinjiang	Xinjiang, Китай	1295	473	2013
Cameron LNG	Cameron Parrish, LA, США	244	89	2013
CNGC	Bazhou, Китай	707	258	2013
Shaanxi Jingbian Xingyuan Industry, Ltd.	Xingyuan, Китай	1056	385	2013
Yulin Yuanheng Energy Co., Ltd.	Yuanheng, Китай	743	271	2013
CNGC	Guang'An, Китай	688	251	2012
Xilan	Jingbian, Китай	345	126	2011
Dazhou Huixin Energy Co., Ltd	Dazhou, Китай	640	234	2010
Lanzhou Gas and Chemical Group Co., Ltd.	Lanzhou, Китай	240	88	2010
Erdos Xingxing Energy Co., Ltd.	Xingxing, Китай	640	234	2008
China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)	Zhuhai, Китай	390	142	2008
White Martins (Praxair)	Sao Paulo, Бразилия	300	110	2006
Transco	Glenmavis, Шотландия	280	102	2006
Alabama Gas Co.	Pinson, AL, США	232	85	2002
Northern Natural Gas	Wrenshall, MN, США	310	113	1998

Проект	Место расположения	т/сутки	тыс т/год	Начало производства
Sonatrach Units 5 & 6	Skikda, Алжир	7000	2 555	1976
Sonatrach Unit 40	Skikda, Алжир	3500	1 278	1973
Philadelphia Gas Works	Philadelphia, PA, США	526	192	1969
Compagnie Algerienne du Methane Liquide (CAMEL)	Arzew Bay, Алжир	3400	1 241	1964
<b>ИТОГО</b>			<b>40 878</b>	

Источник: Black&Veatch

### AIR PRODUCTS

Компания Air Products известна, как мировой лидер в поставке технологий для крупнотоннажных производств СПГ в мире. Для среднетоннажных проектов AP предлагает несколько технологий, которые могут быть применены на проектах производительностью 0,2 – 2 млн т/год.

Для среднетоннажных проектов могут использоваться технологии с одним контуром смешанного хладагента, так и технологии смешанного хладагента (AP-SMR) с предварительным охлаждением пропаном (AP-C3MR).

Первый в мире проект плавучего завода СПГ в Малайзии Satu использовал технологию AP-N с тремя азотными контурами. Эта же технология используется компанией TOYO в концепте FLNG LiBro.

Таблица 35 – Проекты Air Products

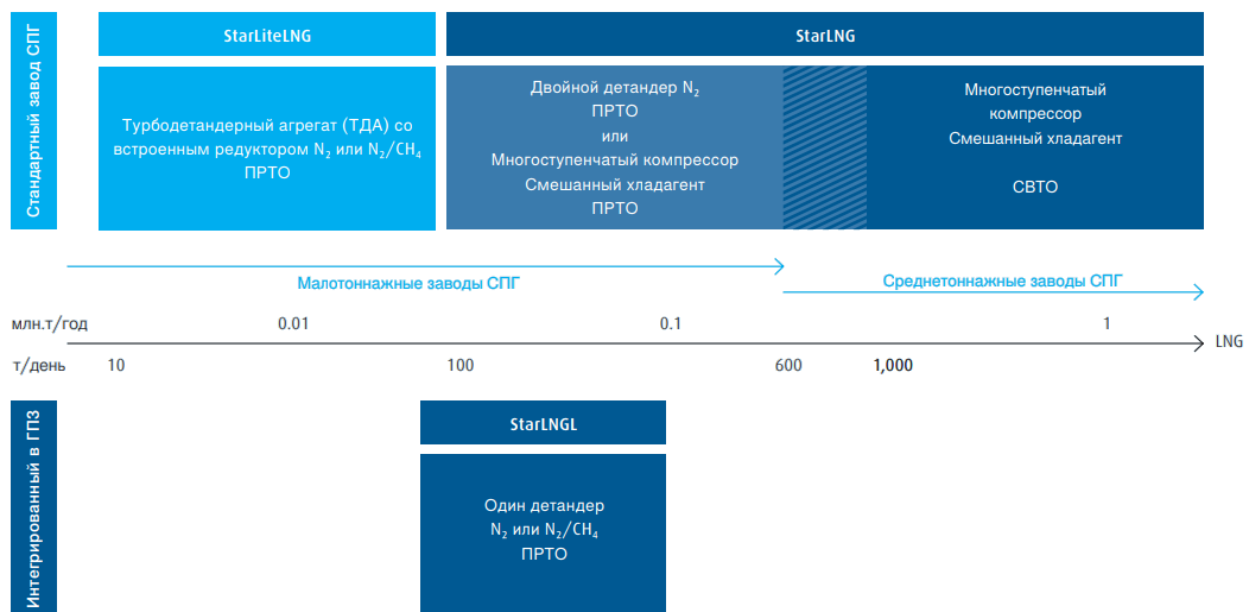
Проект	Место расположения	Количество линий	Мощность, тыс т/год	Технология	Год ввода
Ливия		4	800	AP-SMR™	1970
Бруней		5	1 300	AP-C3MR™	1972
Абу-Даби		2	1 700	AP-C3MR™	1977
Arzew GL1Z	Алжир	6	1 300	AP-C3MR™	1977
Arzew GL2Z		6	1 400	AP-C3MR™	1981
Arun	Индонезия	6	2 000	AP-C3MR™	1978–1986
Donggi		1	2 000	AP-C3MR™	2014
Ningxia Hanas	Китай	2	400	AP-SMR™	2012
ShaanXi Yangling		1	500	AP-SMR™	2014
Fengzhen City Wanjie Gas		1	300	AP-SMR™	2019
Hopkinton LNG Corp	США	1	137	CascadeN	1977
Cove Point LNG		1	109	AP-SMR	1994
Philadelphia Gas Works		1	116	NG Expander	2002
National Grid		1	144	AP-N	2017
FLNG Satu	Малайзия	1	1 200	AP-N	2018
<b>ИТОГО</b>		<b>39</b>	<b>13 405</b>		

Источник: Air Products

### LIMUM (LINDE)

Компания Linde Engineering предлагает установки по сжижению натурального газа, охватывающих весь диапазон производственных мощностей, от малых до установок мирового уровня, с объединением индивидуально оптимизированных технологий со стандартными производственными модулями.

Рисунок 51 - Технологии Linde в области производства СПГ



Источник: Linde

Linde имеет возможность обеспечивать широкий спектр технических решений и мощностей:

- малые и средние установки сжиженного природного газа (StarLNG);
- установки сжиженного природного газа мирового класса;
- плавучие модули для производства и хранения сжиженного газа.

Таблица 36 – Проекты Linde

Проект	Место расположения	Мощность	
		т/сут	тыс т/год
Stavanger	Норвегия	900	328,50
Tuha	Китай	1,3	430,00
Beinichuan	Китай	813	276,00
Jimunai	Китай	1,2	400,00
Jincheng	Китай	1,337	446,00
Xinghe	Китай	1,357	447,00
Bazhong	Китай	960	320,00
Barra do Riacho, FEED import/export LNG terminal	Бразилия		2 500,00
КС Портовая	Россия		1 500,00
Woodfibre, Британская Колумбия, Pacific Oil&Gas	Канада		2 100,00
Marlin/Bintulu	Малайзия	1,84	800,00
Beinichuan (Inner Mongolia Huineng Coal Chemical Co Ltd )	Китай		750,00
Gaz Metro (Montreal QC)	Канада		140,00
<b>ИТОГО</b>			<b>10 437,50</b>

Источник: Linde

### GENERAL ELECTRIC

GE является одним из активных участников рынка в области технологий СПГ: компания проектирует и производит одни из самых мощных в отрасли компрессорных линий. Будучи одним из ведущих разработчиков компрессорных линий для производства СПГ, GE

накопила значительный опыт в этой сфере, поставляя компрессорные линии СПГ с момента зарождения отрасли. Для сегмента среднетоннажного СПГ GE предлагает собственные комплексные модульные решения.

Рисунок 52 - Технологии General Electric в области производства СПГ

	LNG25	LNG50	LNG100	LNG300	LNG450	LNG600	LNG1200
(mm) TPA	0.01	0.03	0.05	0.16	0.25	0.33	0.65
(k) gal/day	25	50	100	300	450	600	1,200
(k) Nm <sup>3</sup> /day of gas	59	117	234	702	1,053	1,410	2,778

Источник: General Electric

Таблица 37 – Проекты GE

Страна	Мощность, тыс т/год	Цикл	Год
Китай	130	PCMR	2010
Китай	260	SCMR	2012
Канада	250	SCMR	2011
США	2 500	SCMR	2013
США	170	PCMR	2013
Нигерия	500	SCMR	2014
Китай	260	SCMR	2014
Итого	4 070		

Источник: General Electric

### MOVABLE MODULAR LIQUEFACTION SYSTEM - MMLS (SHELL)

Для среднетоннажных проектов компания Shell разработала модульную систему ожижения – MMLS (moveable modular liquefaction system). Система MMLS поставляется в модульном исполнении и требует минимального объема монтажно-сборочных и строительных работ на площадке. За счет стандартизации производственных блоков и модульной системы срок между принятием окончательного решения об инвестировании (ОРИ) до начала производства СПГ составляет не более 2 лет. Производительность единичного модуля может составлять от 100 до 250 тыс т/год. При разработке концепции Shell определила в качестве целевого потребителя владельцев относительно небольших газовых месторождений с ограниченными добычными возможностями, а также для монетизации газа, который извлекается в ходе разведочного бурения и обычно направляется на факельное сжигание.

За счет модульности обеспечивается скорость строительства и возможность релокации производства СПГ по мере необходимости. В качестве целевых потребителей СПГ предполагается автотранспорт и техника, используемая при обустройстве месторождений и стационарные силовые установки, т.е. автотранспортный сектор, горнодобывающую промышленность, морской, речной и железнодорожный транспорт, объекты распределенной генерации тепла и электрической энергии.

В качестве сырья может использоваться как угольный метан, так и попутный нефтяной газ с давлением 40-60 бар. В качестве технологии сжижения применяется технология одноконтурного охлаждения смешанным хладагентом (SMR).

Таблица 38 – Проекты Shell

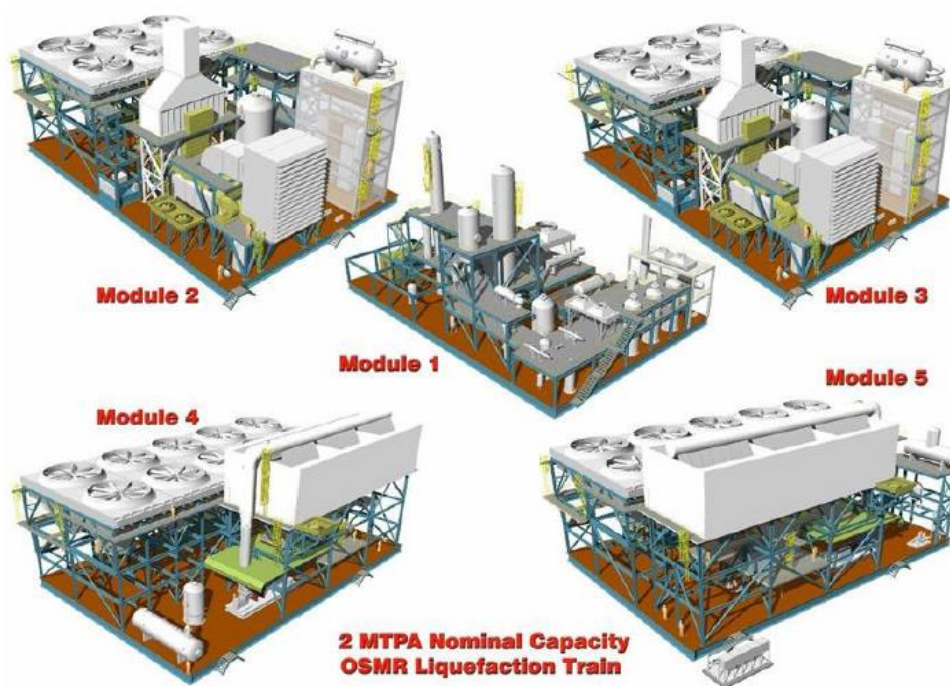
Название	Место расположения	т/сутки	тыс т/год	Начало производства
Elba Island	Georgia, США	3 425	1 250	2019

Источник: Elba Island

**OPTIMIZED SINGLE MIXED REFRIGERANT – OSMR (LNG LIMITED)**

Компания LNG Limited разработала технологию ожижения газа, использующего предварительное охлаждение аммиачным холодильником и смешанный хладагент.

Рисунок 53 - Производственные модули технологии OSMR



Источник: LNG Limited

Производственная линия состоит из пяти модулей:

1. подготовка газа;
2. два модуля ожижения газа, работающие параллельно;
3. два модуля предварительного аммиачного охлаждения, использующие паровые турбины.

Модульная структура позволяет разместить завод производительностью 8 млн т/год на площадке площадью 40 Га (115 акров), при уровне капитальных затрат в границах fixed lump sum turnkey в 495-544 долл./т.

Рисунок 54 - Схематический план проекта Magnolia LNG



Источник: LNG Limited

Таблица 39 – Проекты LNG Limited

Название	Место расположения	т/сутки	тыс т/год	Начало производства
Bear Head LNG	Nova Scotia, Canada	21 918	8 000	2023
Magnolia LNG	Louisiana, США	21 918	8 000	2020

Источник: LNG Limited

### SMARTFIN

Портфель технологий Air Liquide в области производства СПГ включает в себя все сегменты от малотоннажного до крупнотоннажного.

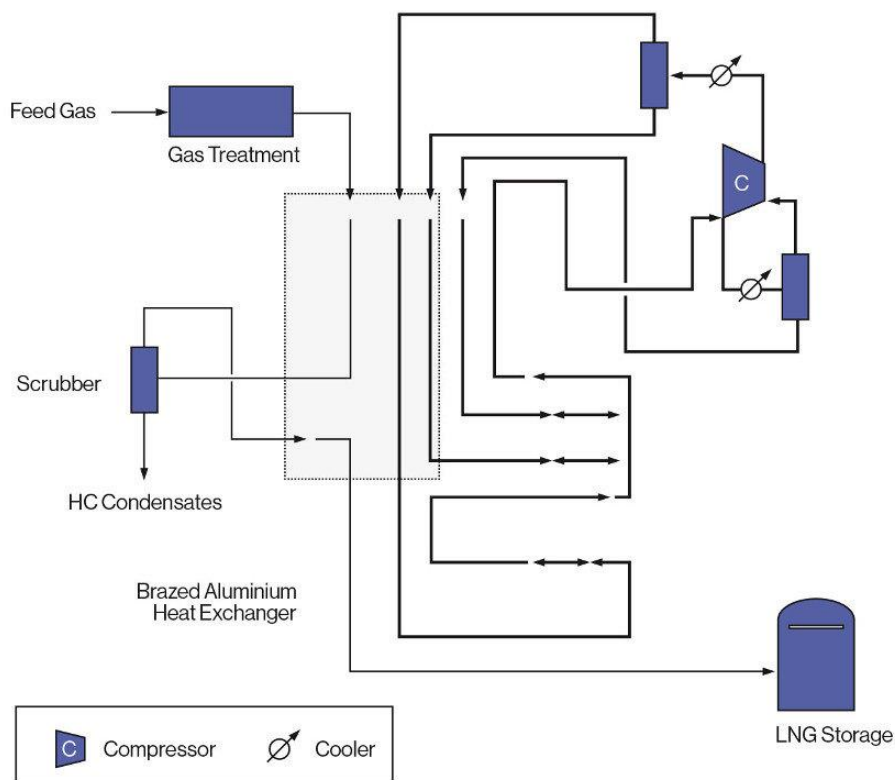
Рисунок 55 - Технологии Air Liquide в области производства СПГ



Источник: Air Liquide

Для среднетоннажного сегмента предлагается Smartfin™, основанный на цикле одного смешанного хладагента. Смешанный хладагент сжимается, частично конденсируется и расширяется в несколько этапов. Производимый при расширении холод передается через алюминиевые пластинчатые теплообменники (ВАНХ) природному газу.

Рисунок 56 - Принципиальная схема технологии Smartfin



Источник: Air Liquide

Данная технология может применяться для установок средней производительности по производству СПГ и комплексов для сглаживания пиков нагрузки. Smartfin позволяет строить производства СПГ мощностью: до 1,5 млн т/год. Компания Air Liquide не приводит примеров практического применения технологии Smartfin на действующих или планируемых производствах.

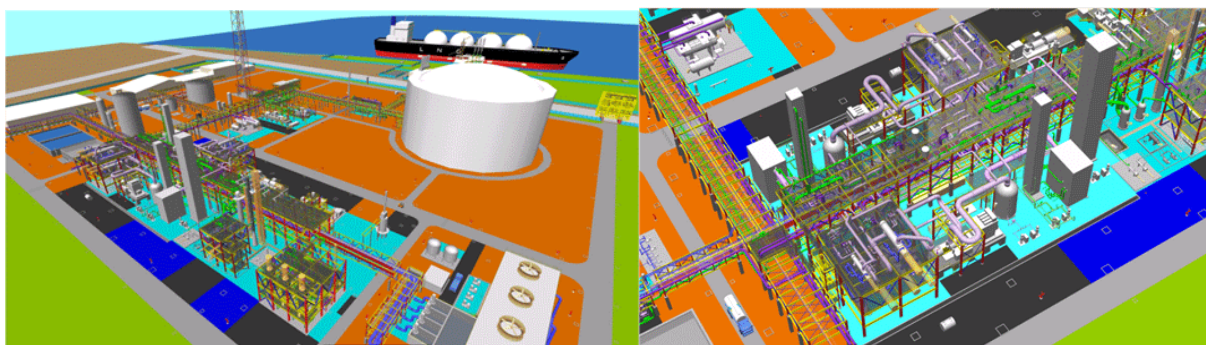
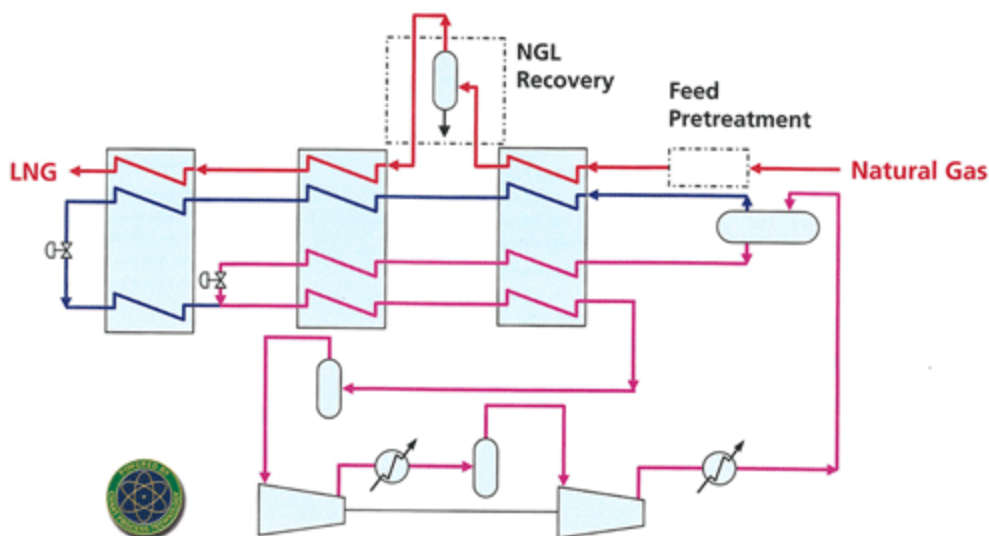
### **TOYO + IPSMR (CHART)**

В 2009 г. компания TOYO и Chart заключили соглашение о совместном развитии проектов среднетоннажного производства СПГ с использованием технологий ожижения, разрабатываемой компанией Chart<sup>55</sup>. TOYO обеспечивает инжиниринг и интеграцию технологии ожижения со вспомогательными производственными линиями. Технология предусматривает извлечение конденсата и очистку от инертных газов. Технология IPSMR использует смешанный хладагент с пластинчатыми алюминиевыми теплообменниками (BAHX) и может применяться на производственных линиях производительностью до 2-3 млн т/год. Предлагается модульная конструкция, которая позволяет снизить время строительства и капитальные затраты.

Компания Chart не приводит примеров практического применения технологии IPSMR на действующих или планируемых производствах.

<sup>55</sup> <https://www.toyo-eng.com/jp/en/products/energy/lng/mid-lng/>

Рисунок 57 - Принципиальная схема технологии IPSMR



Источник: Chart / TOYO

### **LIBRO FLNG (TOYO + AP + MODEC)**

Компания TOYO совместно с MODEC Inc. разработала специальную концепцию LiBro FLNG для плавучих заводов СПГ<sup>56</sup>. Концепт LiBro использует технологию предварительного охлаждения MODEC и трехконтурный азотный цикл AP-N.

Абсорбционная установка с использованием бромида лития обеспечивает предварительное охлаждение природного газа и азота, что обеспечивает повышение эффективности производства СПГ. Избыток холода применяется для дополнительного охлаждения выхлопных газов газовых турбин, что также приводит к росту энергетической эффективности и росту производительности одной линии. Применение азотного цикла AP-N с витыми теплообменниками (CWHE) обеспечивает повышенную безопасность по сравнению с применением смешанного хладагента.

В результате на судне длиной 300 м и шириной 50 м возможно размещение производственной линии производительностью до 2 млн т/год и хранилища СПГ типа SPB (Self-Supporting Prismatic-Shape IMO Type B) вместимостью 160 000 куб. м.

<sup>56</sup> <https://www.toyo-eng.com/jp/en/products/energy/lng/libroflng/>

Рисунок 58 - Плавающий завод концепция LiBro (TOYO)



Источник: TOYO

### **TRANSBORDERS ENERGY FLNG**

Концепт Transborders Energy<sup>57</sup> разработан для производства СПГ на удаленных и малых месторождениях. В разработке принимают участие TechnipFMC и Add Energy в части проектирования и строительства. Консультантом выступает компания MODEC. Производительность одной линии составляет до 1,2 млн т/год. Заявляется, что цена безубыточности при использовании решений Transborders Energy (TBE) FLNG составит 6,5 долл./млн БТЕ на хранилище плавучего завода. В апреле 2018 г. подписано соглашение с неназванным азиатским покупателем СПГ на разработку концепции, работа будет завершена в течение 2019 г. В мае 2018 г. по решению правительства Австралии проекту присвоен статус приоритетного проекта (Major Project Status), что позволит обеспечить сопряжение проектных решений с требованиями законодательства и за счет этого вывести технологию на рынок в короткие сроки. Ожидается, что технология будет применяться преимущественно на западном и северном шельфе Австралии и близлежащих государствах. Первый проект по производству СПГ с использованием решений TBE должен начаться в 2021 г. и в 2025 г. запланирована первая поставка СПГ.

Рисунок 59 - Плавающий завод концепция Transborders Energy



Источник: Transborders Energy

<sup>57</sup> [http://www.petroleum-economist.com/articles/upstream/exploration-production/2018/smaller-flng-vessels-showing-outsized-potential?fbclid=IwAR275ZZteTOepq36FLxp-LkgjZTLazknJCu2IBueLCOT\\_i-L8ZCRllgrpKA](http://www.petroleum-economist.com/articles/upstream/exploration-production/2018/smaller-flng-vessels-showing-outsized-potential?fbclid=IwAR275ZZteTOepq36FLxp-LkgjZTLazknJCu2IBueLCOT_i-L8ZCRllgrpKA)

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3. СОСТАВ ГАЗА В ОСНОВНЫХ РЕГИОНАХ РЕАЛИЗАЦИИ СРЕДНЕТОННАЖНЫХ ПРОЕКТОВ В РОССИИ

**Таблица 40 – Состав газа в основных регионах реализации среднетоннажных проектов в России**

%, мол	Ямал	Якутск	Ленинградская область	Владивосток	Архангельск
метан	88,65%	91,40%	96,47%	91,72%	97,13%
этан	3,57%	5,59%	2,00%	4,42%	1,53%
пропан	1,38%	1,79%	0,49%	1,92%	0,35%
изобутан	0,22%	0,27%	0,09%	0,41%	0,06%
н- бутан	0,31%	0,37%	0,08%	0,51%	0,05%
пентан+высш.	0,46%	0,31%	0,03%	0,28%	0,03%
гелий	0,03%		0,01%	0,01%	0,01%
сероводород	0,00%				0,00%
азот	4,67%	0,46%	0,69%	0,21%	0,74%
углекислый газ	0,21%	0,17%	0,13%	0,52%	0,10%
водород	0,01%				0,00%
кислород	0,45%			0,01%	0,01%
неон + аргон и др.	0,04%				
ккал/м <sup>3</sup>	8 173	8 745	8 141	8 694	8 081
млн БТЕ/м <sup>3</sup>	32 405	34 675	32 279	34 470	32 042
<b>Коэффициент пересчета млн БТЕ/тонна СПГ</b>	<b>45,37</b>	<b>48,54</b>	<b>45,19</b>	<b>48,26</b>	<b>44,86</b>

*Источник: оценки Александра Климентьева*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Перечень поручений по итогам совещания о развитии проектов производства сжиженного природного газа, состоявшегося 8 декабря 2017 года. <http://kremlin.ru/acts/assignments/orders/56501>
2. «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России», А.Ю. Климентьев, Т.А. Митрова, А.А. Собко и др., Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва, Июль 2018.
3. «Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, WWF, 2018.
4. «Отчет о социально-экономическом развитии муниципального образования «Выборгский район» Ленинградской области за январь-декабрь 2016 года»
5. «Отчет о социально-экономическом развитии муниципального образования «Выборгский район» Ленинградской области за январь-декабрь 2017 года».
6. Материалы компаний Black&Veatch, Linde, Air Products, Air Liquide, TOYO, Chiyoda, KBR, General Electric, Golar, Shell, LNG Limited, Chart, Transborders Energy, Tellurian, ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК», ООО «Криогаз», Skangas, Fjordline, Wartsila.
7. Leading standardised small- to mid-scale LNG plants. StarLNG™
8. LNG Map. Gas Infrastructure Europe. URL: [http://www.gie.eu/maps\\_data/lng.asp](http://www.gie.eu/maps_data/lng.asp)
9. Tilbury LNG expansion project. Fortis BC. URL: <https://talkingenergy.ca/project/tilbury-LNG-expansion-project>
10. 2017 World LNG Report. IGU. URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/103419-World IGU Report no%20crops.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/103419-World%20IGU%20Report%20no%20crops.pdf)
11. «Bigger is not always better», Warren R. Miller and Fei Chen, Air Products and Chemicals Inc. USA, LNGIndustry January 2017.
12. «Midscale is beautiful», Tom Haylock, Aragon, LNGIndustry, May 2018.
13. «The LNG industry 2017 Annual report», GIIGNL 2017.
14. LNG World Shipping. March/April 2018.
15. North European LNG Infrastructure Project. A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations. Danish Maritime Authority. 2013.
16. «LNG Plant Cost Reduction 2014-2018», The Oxford Institute for Energy Studies, October 2018.
17. LNG business opportunities and market outlook in India 2018, January 2018.

18. «Long Term Applications Received by DOE/FE to Export Domestically Produced LNG from the Lower-48 States (as of November 26, 2018)» Department of Energy, USA.

19. «Macroeconomic Outcomes of Market Determined Levels of U.S. LNG Exports. » NERA Economic Consulting, June 2018.

20. «Application for Long-Term Authorization to Export Liquefied Natural Gas to Free Trade Agreement and Non-Free Trade Agreement Countries». Lake Charles Exports, LLC, August, 2016.

21. Magnolia LNG official cite. URL:  
<http://www.lnglimited.com.au/site/assets/magnolia-lng1/magnolia-lng>