МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Факультет инженерной механики
Кафедра автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности
Направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
Профиль «Морские нефтегазовые сооружения»

Оценка: _____ Рейтинг: _____

Подпись секретаря ГЭК:

_____ _____
(подпись) (фамилия, имя, отчество)

_____
(дата)

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

на тему: Сжижение природного газа в условиях Северного Ледовитого океана

Руководитель
Д.т.н. профессор Гусейнов Ч.С.
(должность, степень, фамилия, инициалы)

_____
(подпись)

Консультант по разделу безопасность и экологичность

_____
(должность, степень, фамилия, инициалы)

_____
(подпись)

Консультант по разделу экономика

_____
(должность, степень, фамилия, инициалы)

_____
(подпись)

Студент группы ММ-15-12
Столяров И.О.
(фамилия, имя, отчество)

_____
(подпись)

_____
(дата)

Нормоконтроль и проверка на антиплагиат пройдены.
Процент оригинального текста _____%
Процент связности текста _____%

_____
(фамилия, инициалы)

_____
(подпись)

Москва
20__

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Факультет **инженерной механики**
Кафедра **автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности**

ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ

ДАНО студенту Столярову Ивану Олеговичу (фамилия, имя, отчество в дательном падеже) группы ММ-15-12 (номер группы)

Тема ВКР: Сжижение природного газа в условиях Северного Ледовитого океана

Руководитель: Гусейнов Ч. С., профессор, д.т.н (фамилия И.О., должность, ученая степень)

Тема ВКР, руководитель и консультант(ы) (при наличии) закреплены приказом № 315-у от « 04 » марта 20 19 года
Закрепление изменено приказом (при наличии):
№ _____ от « ____ » _____ 20 ____ года

Раздел ВКР: **Введение** (наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Раздел ВКР: **Экономика СПГ** (наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Раздел ВКР: **Плавучие заводы СПГ(FLNG)**

(наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Раздел ВКР: **Обустройство месторождения, располагающегося в акватории Арктики**

(наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Раздел ВКР: **Заключение**

(наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Рекомендуемая литература:

1.

2.

3.

Задание выдал: _____ _____

(подпись руководителя) (фамилия, имя, отчество)

Задание принял к исполнению: _____ _____

(подпись студента) (фамилия, имя, отчество)

Аннотация

Оглавление

Введение....3
Экономика СПГ....8
Структура рынка СПГ....8
Экологические последствия и ограничения....12
Развитие внутреннего рынка СПГ в России....13
Малые, средние и крупные проекты СПГ....14
Плавучие заводы СПГ(FLNG)....16
Потенциал FLNG....16
Примеры FLNG....21
Обустройство месторождения, располагающегося в акватории Арктики....30
Мурманское месторождение....30
Технологический процесс сжижения природного газа....33
Ледостойкая буровая установка....39
Плавучий завод СПГ в арктических условиях....43
Транспортировка СПГ....47
Заключение....49
Список используемой литературы....50

Введение

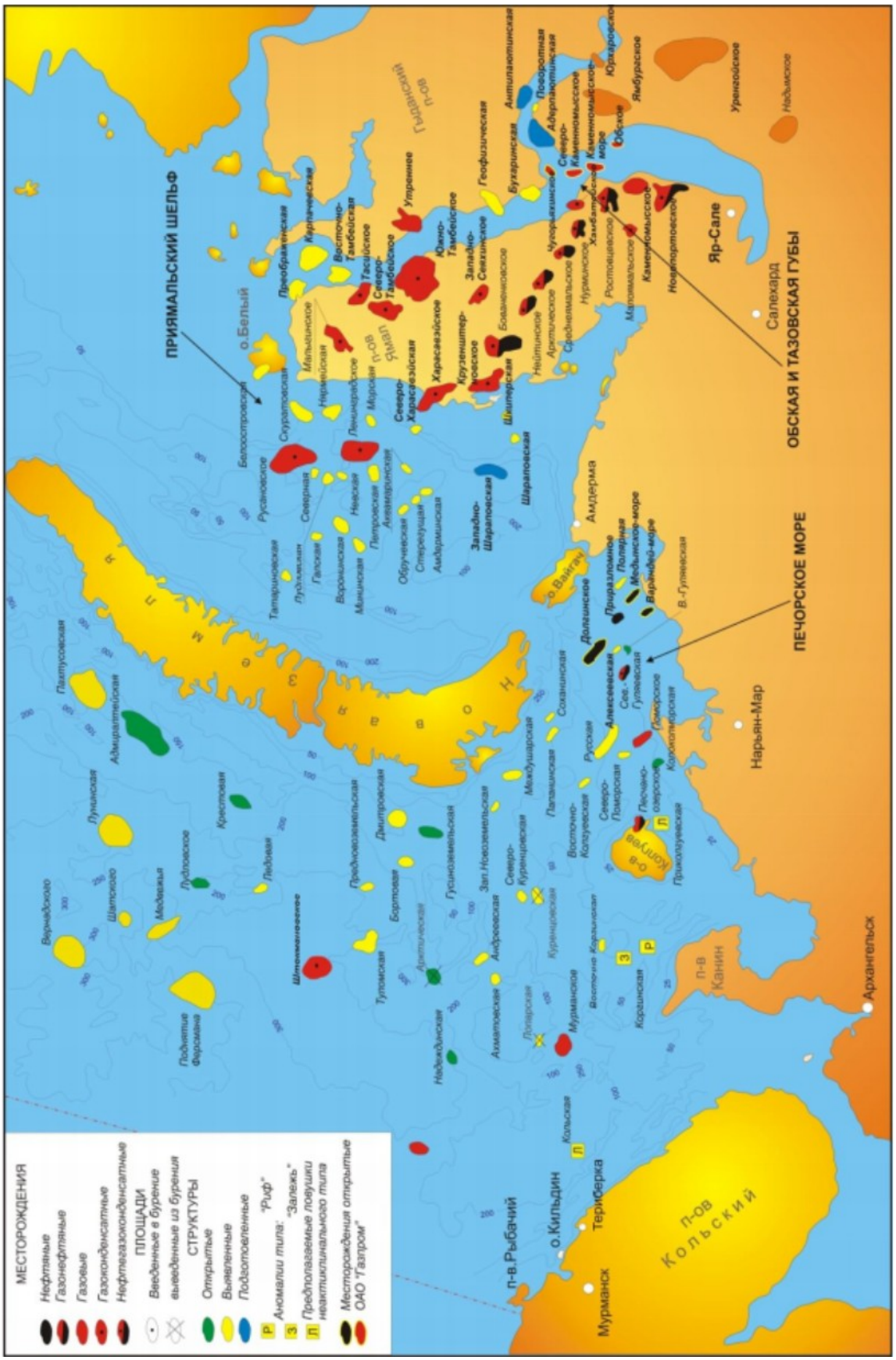
Арктика в истории России всегда играла большую роль. В настоящее время Арктическая зона России становится бурно развивающемся промышленным регионом, в котором в ближайшие 10 лет будут созданы крупные производственные и горнодобывающие центры. Арктическая зона Российской Федерации рассматривается в качестве важнейшего центра производства СПГ.

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.

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.



Для этого требуется не только строительство заводов по производству СПГ, но и формирование флота газовозов 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.

Рисунок 30 - Схема размещения СПГ заводов в Арктической зоне



Арктическая стратегия РФ 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.

Судоходство на СМП 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. 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.

Непосредственно в Арктической зоне можно выделить три крупных проекта производства СПГ. Одно время проводилась оценка возможности производства СПГ в районе Норильска. В настоящее время судьба норильского проекта неизвестна. Кроме того, имеются возможности поставки СПГ с Балтийских проектов по Беломоро-Балтийскому каналу, а также по р. Лене с месторождений Западной и Центральной Якутии. Небольшие мощности по производству СПГ могут быть размещены в Анадыре на основе действующей локальной системы добычи и транспортировки газа.

Таблица 1. *Имеющиеся и планируемые проекты по производству СПГ для Арктической зоны РФ*

Название	Инициатор	Район	Тип инфраструктуры завода СПГ	Статус	Мощность, тыс. т/год	Технология
Арктические проекты						
Печора СПГ[2]	Роснефть Alltech	порт Индига Баренцево море	наземный / плавучий завод СПГ (FLNG) морской терминал (FLSO)	ТЭО	2 x 2600	Air Products
Ямал СПГ	НОВАТЭК	порт Сабетта п-ов Ямал Обская губа Карского моря	наземный завод СПГ морской порт	1-ая очередь – эксплуатация с декабря 2017 2-3-ая очередь – строительство	3 x 5500 1 x 900	Air Products Арктический каскад
Арктик СПГ 2	НОВАТЭК	п-ов Гыдан Карское море	на бетонном основании гравитационного типа	замысел	3 x 6600 2 x 6600 (опция)	Linde
Балтийские проекты						
КС Портовая	Газпром	Финский залив Балтийское море	наземный завод СПГ	строительство	1000	ОМЗ
порт Высоцк	Газпромбанк		наземный завод СПГ	проектирование	2 x 660 1 x 660	Air Liquide
СПГ-Горская[3]	СПГ-Горская		плавучий завод СПГ (FLNG)	проектирование заказ бункеровщиков	440 (до 1260)	собственная разработка
Балтийский СПГ	Газпром	Усть-Луга	наземный завод СПГ	замысел	10000 (до 15000)	Shell
Псковский СПГ	Криогаз	Псков	наземный завод СПГ	эксплуатация	23	НТЛ дроссельная технология
Калининградский СПГ	Криогаз	Балтийское море	наземный завод СПГ	строительство	150	
Потенциально возможные проекты						
Норильский СПГ	Норильскгазпром	Дудинка река Енисей		потенциальная возможность	2000	
Якутский СПГ	-	Якутск река Лена		потенциальная возможность	500 + 1100	
Анадырь СПГ		Анадырь Берингово море		потенциальная возможность	12,5 + 20	
Архангельск	Ассоциация «Созвездие»	Архангельск Белое море		предТЭО	12,5 + 150	

(2 Параметры проекта и район размещения уточняются. 3 Проект приостановлен.)

Экономика СПГ

Структура рынка СПГ

Несмотря на большую роль природного газа в снижении загрязнения окружающей среды, имеются экономические, финансовые аспекты и вопросы безопасности, которые ограничивают использование газа. В большинстве регионов цены на сетевой природный газ регулируются государством, при этом практика регулирования цен в сегменте СПГ в России ограничена. При этом в регионах страны, для которых осуществляется регулирование цены на газ, цена на регазифицированный СПГ приравнивается к цене сетевого газа, что может стать серьезным барьером для использования СПГ в Арктике. Традиционным топливом для Севера является уголь, цена на который, как правило, ниже газа. Тем не менее, и в мире, и в России разница в ценах между углем и газом снижается, но уголь остается более конкурентоспособным, даже принимая во внимание более высокий КПД газовых станций. Однако в Арктике генерирующие мощности, как правило, устаревшие или имеют низкий уровень загрузки, что существенно снижает КПД генерирующих мощностей и дает дополнительное преимущество газу. СПГ для Арктики и для России является новым видом топлива. Для потребителя в суровых климатических условиях особое значение приобретает безопасность поставок. Несмотря на большие ресурсы газа в Арктике, доступность СПГ для поставки на внутренний рынок ограничена. Это связано с поставками газа по долгосрочным контрактам на экспорт, так и с отсутствием планов по поставке газа на внутренний рынок. Следует ожидать, что растущий уровень конкуренции на мировых рынках СПГ изменит эту ситуацию, и крупнейшие российские операторы СПГ проектов в поиске новых рынков обратят внимание на потенциал внутреннего рынка.

Регион имеет слаборазвитую инфраструктуру, это касается и инфраструктуры по передаче, распределению и хранению газа. Требуются громадные инвестиции для ее развития. Строительство осложняет повсеместное распространение многолетнемерзлых пород и ограниченные периоды навигации, как для мобилизации техники и людей для строительства, так и для последующего завоза СПГ. FSRU и FPGU могут обеспечить жизнеспособное решение, обеспечивая поставки газа и электрической энергии потребителю по относительно низким ценам. При этом работы непосредственно на берегу минимизируются, что позволяет существенно сократить срок строительства и пуско-наладочных работ. В СССР имелся уникальный опыт строительства плавучих электростанций, способных использовать как газ, так и нефтяные топлива. При проектировании плавучих решений следует

внимательно изучить этот опыт и условия в арктических портах и населенных пунктах, что должно обеспечить возможность размещения мощностей СПГ без существенных инвестиций в портовую инфраструктуру. Затраты также могут минимизироваться путем переоборудования старых судов в плавучие хранилища, заводы и электростанции.

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.

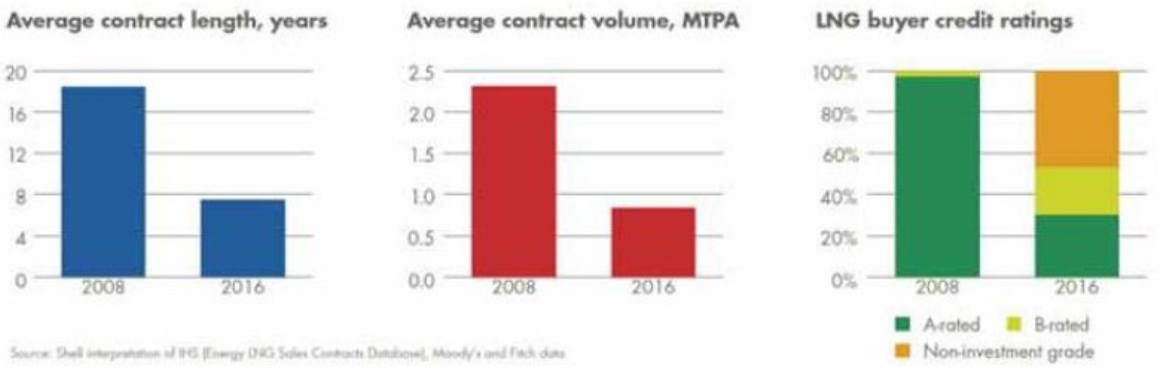
Однако рынок СПГ меняется. Высокие цены на СПГ привлекают на рынок новых участников, и все большее количество проектов по производству СПГ выходит на рынок. Высокий спрос на СПГ, расширение перечня производителей СПГ, высокие экологические характеристики и стабильная конкурентоспособность по сравнению 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



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.

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.

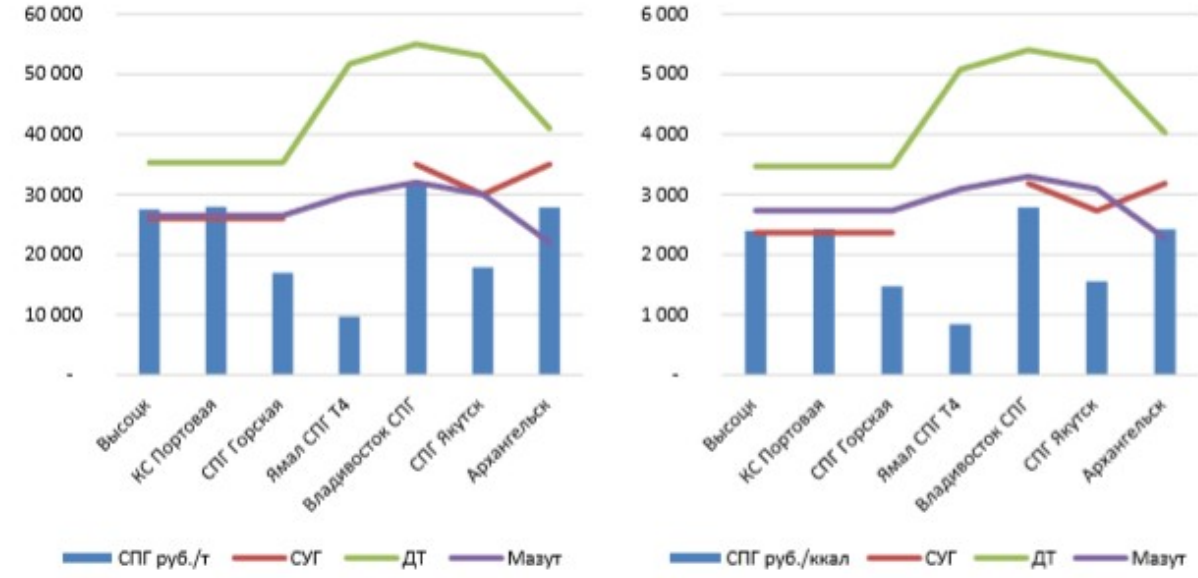
Значительной разницы в эксплуатационных затратах на плавучих и береговых установках не будет. Основная разница будет заключаться в дополнительном периодическом обслуживании судна. Главные преимущества СПГ в рассматриваемом регионе составляют малое транспортное плечо поставки и ожидаемая доступность. Именно в надежности поставки топлива и в ценовой конкурентоспособности заключаются экономические преимущества СПГ. Дополнительным плюсом является сохранность СПГ и отсутствие даже на теоретическом уровне воровства топлива.

Российские проекты производства СПГ в Арктике за счет использования новых месторождений мирового уровня и холода окружающей среды позволяют получать СПГ по конкурентоспособным ценам. Это повышает доступность СПГ для национальных потребителей СПГ.

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

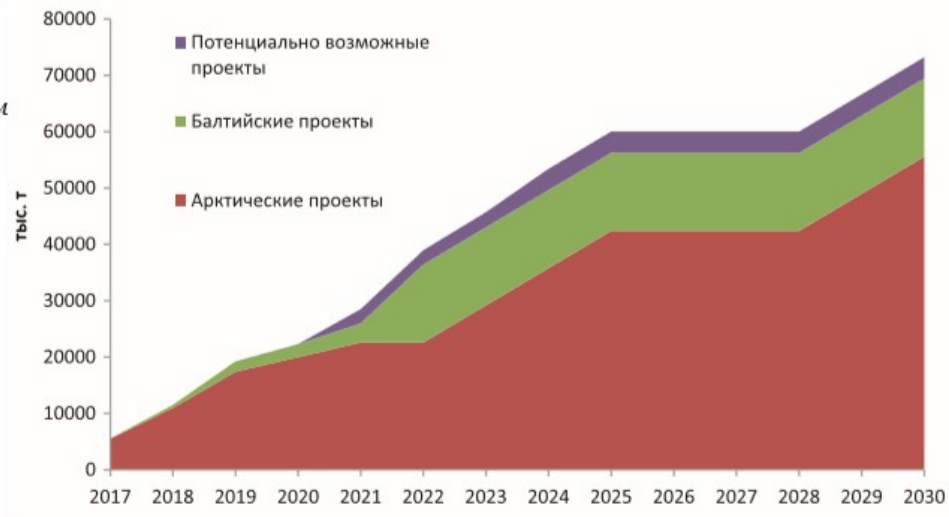
	СПГ (ExW)	СУГ	ДТ	Мазут
	₽/т, с НДС			
Высоцк	27 529	26 000	35 300	26 500
КС Портовая	27 929	26 000	35 300	26 500
СПГ Горская	16 955	26 000	35 300	26 500
Ямал СПГ Т4	9 696		51 700	30 000
Владивосток СПГ	31 996	35 000	55 000	32 000
СПГ Якутск	17 873	30 000	53 000	30 000
Архангельск	27 827	35 000	41 000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



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

Рисунок 29.
Объем производства СПГ с возможностью поставки потребителям в Арктике, тыс. т



Экологические последствия и ограничения

Использование СПГ вместо нефтяных топлив и угля позволяет существенно снизить выбросы в атмосферу и предотвратить загрязнение окружающей среды, сопровождающееся при разливах при перевалке нефтяных топлив. СПГ для Арктики фактически является местным видом ресурсов, что позволяет экономить большие ресурсы на обеспечение «Северного завоза». Наличие нескольких центров поставки СПГ обеспечит конкуренцию и надежность энергообеспечения потребителей.

Разливы нефтепродуктов и нефти очень опасны для природы Арктики. Разливы оказывает немедленное и пролонгированное воздействие. Климатические условия, необходимость мобилизации техники и людей с перемещениями на большие расстояния существенно затрудняют ликвидацию разливов нефти и нефтепродуктов. Это касается разливов как на воде или льду, так и разливов на грунт. Крайне сложна ликвидация разлива нефти на льду, имеется очень небольшое количество методов ликвидации подобных разливов. За счет своих физических свойств при разливе, как на грунт, так на лед и на воду, СПГ не загрязняет окружающую среду, как нефть. За время использования и эксплуатации СПГ в мире не было значительных аварий с разливом большого количества СПГ на грунт или на воду. По данным DNV за все время морской транспортировки СПГ максимальный объем разлива был 40 м3. Температура хранения СПГ существенно ниже температур окружающей среды, даже зимой в Арктике. Поэтому при возможном разливе СПГ в течение непродолжительного времени испаряется и растворяется в атмосфере. Использование СПГ существенно снизит масштаб загрязнения окружающей среды в Арктике.

Использование СПГ в качестве энергоносителя существенно снизит выбросы в атмосферу при замене нефтяных топлив. Использование газа в качестве топлива в любом случае приводит к снижению выбросов в атмосферу. Наибольшее снижение происходит в области SO_x, твердых частиц, выбросы NO_x снижаются на

80 %. Выбросы парниковых газов (GHG) от использования СПГ меньше.

Таблица 30. *Сокращение выбросов загрязняющих веществ при использовании СПГ, кг/т*

Традиционное топливо	Используемое традиционное топливо, тыс.т	Объем СПГ, тыс.т	Сокращение выбросов, тонн			
			твердые частицы	SO_x	CO	NOx
Текущее потребление						
уголь	192	94	10 266	1 379	8 609	223
дрова	33	8	691	-	872	7
нефтяные топлива	159	121	957	941	4 449	148
Новые проекты						
нефтяные топлива	61	51	366	360	1 635	46
уголь	783	307	41 987	5 640	36 231	1 085
ИТОГО	1 227 873	581 825	54 266	8 2320	51 796	1 509

Развитие внутреннего рынка 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.

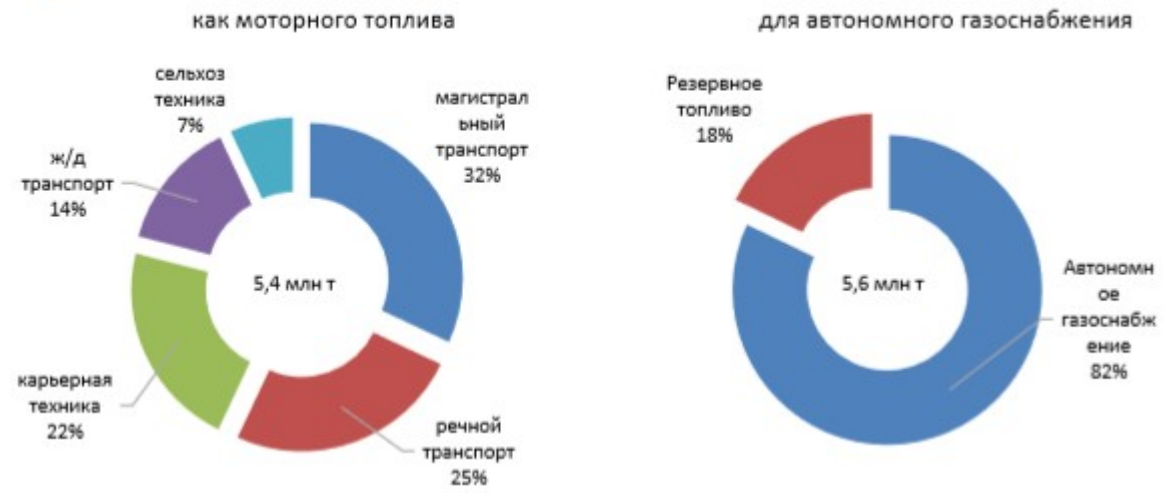
По проведенной оценке, потенциал рынка СПГ в Российской Федерации составляет более 11 млн. т в год, в том числе:

• 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 – Рыночный потенциал использования СПГ



Малые, средние и крупные проекты СПГ

Также немаловажную роль играет тоннажность проектов СПГ. 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.м³	крупные газовозы до 260 тыс.м³ 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)	Высоцк 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)

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 в т.ч. по причине того, что строительство нескольких среднетоннажных очередей становится распространенной моделью.

Российские среднетоннажные проекты используют различные бизнес-модели, распространенные в мире (Таблица 29).

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)

Плавучие заводы СПГ(FLNG)

Потенциал FLNG

Открытие крупных месторождений газа на шельфе во второй половине 90-х гг. прошлого века обусловило бурный рост морских нефтегазовых сооружений во всем мире: Северное и Баренцево моря, Мексиканский залив, морские акватории Катара, Малайзии, Индонезии, Австралии, Сахалина, Нигерии и др. В настоящее время разрабатываются в основном крупные газовые морские месторождения, эксплуатация которых рассчитана на десятилетия. При этом строятся дорогая береговая и морская инфраструктуры: добычные платформы и подводные добычные комплексы, морские трубопроводы от месторождения до берега, наземный завод СПГ, порт с отгрузочными терминалами, дороги, энергоснабжение, требующие больших вложений финансовых затрат.

Вместе с тем на шельфе имеется множество месторождений, разработка которых традиционными методами нерентабельна из-за их удаленности и небольших объемов углеводородов. Строить морской трубопровод и наземный завод СПГ невыгодно, так как месторождения небольшие и довольно быстро будут исчерпаны.

Для таких месторождений экономически целесообразно применение плавучих заводов СПГ (FLNG).

ПЗ СПГ может обеспечить:

- монетизацию небольших морских газовых месторождений, разработка которых в настоящее время экономически невыгодна из-за малых размеров, удаленности от мест потребления и отсутствия трубопроводной инфраструктуры;
- монетизацию попутного газа с нефтяных морских месторождений, который сегодня сжигается или закачивается обратно;
- производство СПГ на ранних этапах разработки месторождения, пока береговой завод СПГ оценивается или строится (например, Штокмановское месторождение).

Несколько ПЗ СПГ или плавучие заводы большой производительности могут быть использованы на больших месторождениях. При этом экономия достигается за счет сокращения сроков ввода в эксплуатацию и исключения необходимости строительства морских трубопроводов от месторождения до берега, наземного завода СПГ и порта с отгрузочными терминалами.

Преимущества ПЗ СПГ:

- малая продолжительность строительства;
- конкурентоспособная стоимость 1 т СПГ, произведенной на ПЗ СПГ, в сравнении с очень сильно возросшей стоимостью 1 т СПГ, произведенной наземными заводами;
- полный цикл изготовления и пусконаладочных испытаний на заводе-верфи;
- мобильность – после исчерпания запасов газа возможность использования на других месторождениях;
- минимизация ликвидационных фондов;
- внедрение технологий наземных заводов СПГ путем упрощения конструктивных решений.

В настоящее время определено около ста перспективных проектов плавучих заводов с производительностью в 1 млн. т в год и выше. При этом рассматриваются не только месторождения газа и газоконденсата, но и нефтяные месторождения с высоким газовым фактором - для сжижения попутного нефтяного газа. Свои проекты по постройке плавучих заводов предлагают компании Shell, Air Products, FLEX LNG, SBM Offshore-Linde и др.

Проекты плавающих заводов включают технологические линии производительностью от 1 до 4,5 млн. т в год. Хотя наземные заводы успешно эксплуатируются уже более 40 лет, существует масса проблем, связанных с выбором и компоновкой оборудования на плавающих объектах и создания наиболее надежных и безопасных технологий для морских условий.

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.

Общие требования к плавучим заводам СПГ

Плавучие заводы по производству СПГ вводят более строгие требования безопасности в связи с тесным расположением заводской зоны, хранилищ и зоны персонала. Пространство, доступное для размещения оборудования на плавучем заводе, в разы меньше пространства, отводимого под него на суше. Оптимальное конструкторское решение будет сосредоточено на сведении к минимуму размеров и веса оборудования. Оборудование должно быть устойчивым к движениям судна и приведено в соответствие с нормативно-технической документацией, которой регламентируются объекты, расположенные на суше. Важной задачей проектирования и строительства плавучих заводов по производству СПГ является успешная интеграция надпалубных строений (непосредственно перерабатывающих установок и основных коммунальных услуг) с корпусом и судовыми системами. В решении этой задачи ключевую роль играют судостроители.

Строительство плавучих заводов должно осуществляться по модульному принципу, с минимально возможным числом единиц оборудования. Разбиение на модули обеспечивает экономию капитальных затрат и высокое качество производства. Строительство самого судна и комплекса надпалубных строений может быть выполнено параллельно, сокращая на многие месяцы общее время создания плавучего завода по производству СПГ.

Процессы производства, хранения и выгрузки СПГ и другой продукции должны соответствовать высоким нормам безопасности. Эксплуатация технологических установок должна быть также максимально безопасной и осуществляться минимальным количеством обслуживающего персонала.

Первоочередной задачей при проектировании плавучих объектов является борьба с эффектом «слошинга». Плавучие суда должны быть разработаны так, чтобы свободное колебание жидкости в период производства и постепенного заполнения танков не разрушало их.

Должны быть предусмотрены хранилища для сжиженных углеводородных газов, возможности их отгрузки на суда. Хранилища должны быть различных типов и объемов, так как состав газа меняется от месторождения к месторождению.

Для загрузки СПГ танкеров «борт-о-борт» разработаны системы, использующие сочлененный загрузочный рукав и гибкий криогенный трубопровод. Отгрузка «борт-о-борт» возможна только в спокойном море, поставщики технологий в настоящее время активно разрабатывают жесткую систему отгрузки, что позволяет организовать передачу в более суровых погодных условиях.

При детальной разработке проектов инженеры сталкиваются с серьезными техническими проблемами, одна из которых - это совмещение на ограниченной территории технологии добычи, подготовки, сжижения, хранения и морской транспортировки СПГ, увязав между собой все нормативные документы и технические регламенты, и соблюсти при этом все нормы безопасности. Условия эксплуатации судна предполагают его подвижность, возникающую при волнении на море. Движение судна может вызвать разбрызгивание или неравномерное распределение жидкостей в аппаратах, снижающую надежность работы установок. Конструкции контактных устройств колонных аппаратов й теплообменников требуют особого внимания для обеспечения надлежащей эффективности. Снижению эффективности теплообмена при нарушении вертикального положения особенно подвержены спиральновитые теплообменные аппараты.

Эффект выплескивания («слошинга») СПГ в мембранных танках при качке может быть снижен за счёт усиления стенок, изменения геометрии танков и установки центральной продольной перегородки, также выполняющей роль дополнительной опоры для надпалубных строений.

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.

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 сопрягаться 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.

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

«Одно из направлений нашей стратегии СПГ – среднетоннажные и малотоннажные проекты, – отметил Председатель Правления «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон, – Для нас важно построение эффективных маркетинговых каналов для реализации нашей продукции на различных рынках. Использование СПГ в качестве судового и моторного топлива вместо дизельного топлива и мазута будет способствовать снижению выбросов в атмосферу и улучшению экологии».

Примеры FLNG

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. Таким образом, первый построенный плавучий завод продемонстрировал реализацию одного из преимуществ FLNG – возможность оперативного изменения места производства.

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)

В результате первый FLNG был введен в эксплуатацию в 2017 г. в Малайзии. Второй проект FLNG - Kirbi FLNG производительность 2,4 млн. т СПГ в год начал производство весной 2018 г. в Камеруне. Kirbi FLNG стал первым плавучим заводом, который реализован путем переоборудования газовоза Hilli Episeyo, построенного в 1975 г., емкостью 125 тыс куб. м. В декабре 2018 г. началось производства 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 газовоза Hilli Episeyo с Moss емкостями. Плавучий завод размещен у берегов Камеруна и произвел уже десятки отгрузок СПГ потребителям.

Таблица 11 - Перечень реализуемых проектов FLNG

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

зеленый – действующие

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.

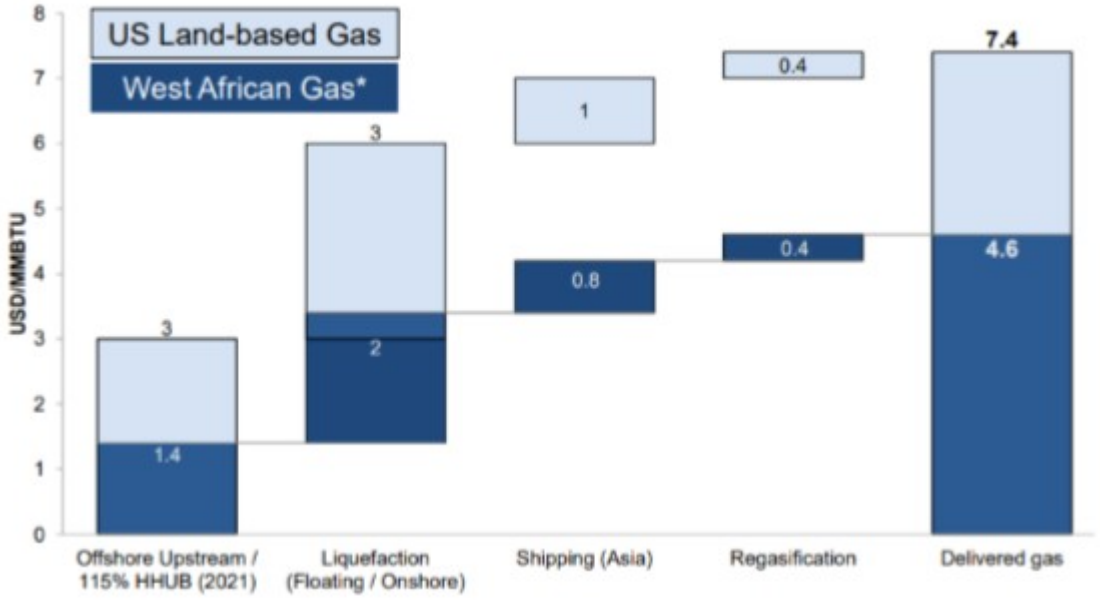
Таблица 12 - Перечень FLNG проектов Golar

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

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

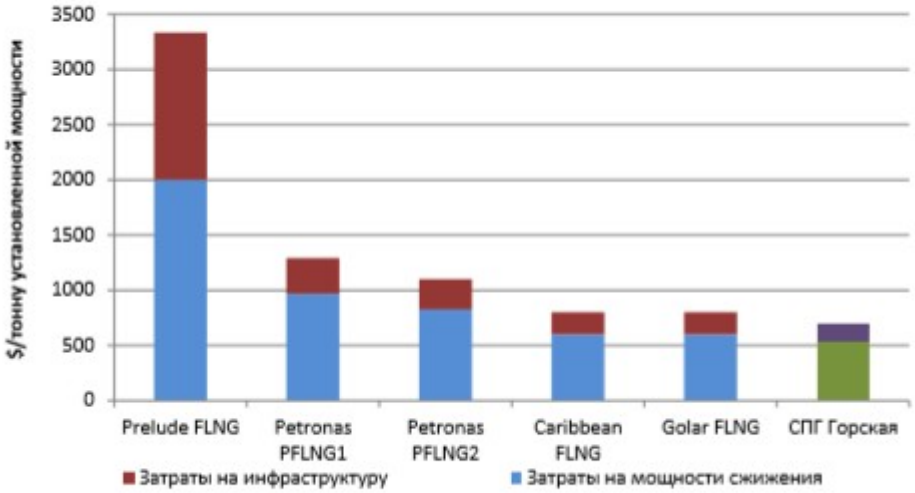
несколькими волнами новых производств СПГ в США.

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



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

Всего в мире на стадии обсуждения находятся 29 плавучих проектов производства СПГ общей мощностью более 170 млн. т/год.

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



Каждый четвертый заявленный проект СПГ в мире является плавучим, что как ничто подчеркивает рентабельность и целесообразность данных проектов.

Размещение производства СПГ в Арктических районах

Большинство существующих крупнотоннажных заводов СПГ построено в теплых климатических условиях. С выходом России на арктический шельф и освоение крупных газовых месторождений Баренцева моря, полуострова Ямал, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции наблюдается тенденция смещения производства СПГ в районы с низкими среднегодовыми температурами и широким диапазоном изменения температур в течение года.

Изменение температуры в широких пределах оказывает негативное влияние на работоспособность холодильных циклов, компрессоров и турбин, поэтому требует адаптированной стратегии охлаждения природного газа и более совершенных конструкций оборудования. В холодном климате меняются условия обслуживания и ремонта оборудования, поэтому будут востребованы, в первую очередь, модульность связки драйвер/компрессор.

Изменение окружающих температур оказывает двойственное влияние на процесс сжижения. С одной стороны, природный газ должен быть охлажден от температуры окружающей среды до температуры конденсации. Если окружающая температура падает, снижается нагрузка на холодильные циклы. Для технологического процесса сжижения, предусматривающего предварительное охлаждение газа, нагрузка между циклом предварительного охлаждения и циклом сжижения должна быть перераспределена, включая возможность снижения температуры предварительного охлаждения.

С другой стороны, изменение температуры окружающей среды меняет кривую работы компрессора, что должно учитываться заводскими системами контроля технологических процессов. Одним из способов реагирования на изменение температуры воздуха является корректировка скорости компрессора. Это возможно осуществить с авиационной газовой турбиной, с паровой турбиной или электродвигателем. Промышленные газовые турбины не обладают широким диапазоном скоростей.

На примере производственного объекта в Арктике в виде плавучего завода СПГ можно понять, какие вопросы при этом необходимо рассматривать:

1. Плавучий завод изготавливается на соответствующем основании, доставляется на место установки водным путем, но затем может оставаться в плавучем состоянии или устанавливаться на грунт.

2. Выбор варианта постановки плавучего завода определяется географическими условиями (закрытая или открытая акватория), глубинами в месте установки, возможными воздействиями со стороны льда, ветра, волнения, течения.
3. Плавучий завод может формироваться в виде одного комплексного объекта или состоять из ряда отдельных компонентов, например технологического, энергетического, хранилища, жилого и др., связанных между собой переходными мостиками. Выбор связан как с размерами плавучего завода, так и с размерами акватории.
4. Плавучее основание, на котором будет размещено оборудование технологического и иного назначения, может изготавливаться стальным или железобетонным. Для арктических условий большинство преимуществ обеспечивает изготовление опорного плавучего основания из железобетона.

Исключительно важным аргументом в пользу плавучих производственных комплексов является возможность их демобилизации с места установки, например, после окончания выработки какого-либо месторождения.

В России только для двух проектов рассматривались возможности размещения производства СПГ на плавучих основаниях. К этим проектам относятся СПГ-Горская и Печора СПГ.

СПГ Горская

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

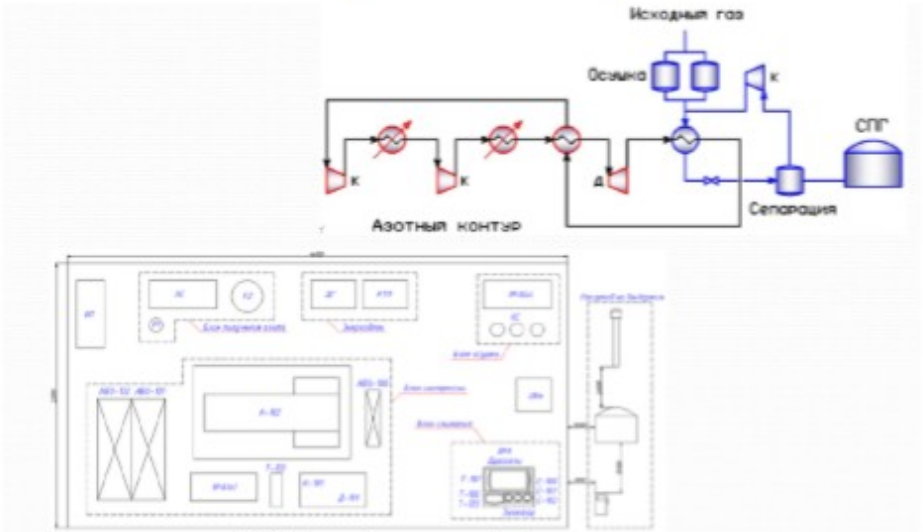
Планы предусматривают строительство плавучего завода мощностью 1,26 млн. т СПГ в год, флота судов-бункеровщиков, пирса, наливной эстакады, газопровода, а также организацию нескольких газовых терминалов за рубежом: в Финляндии,

Германии и Швеции.



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

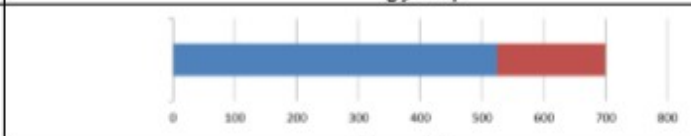
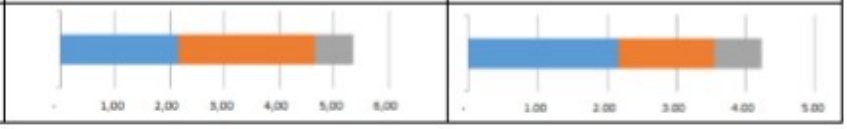
Рисунок 34 - Технологическая схема производства СПГ-Горская



Производительность[43]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[44]	435 кВт ч/т
Потребление газа для контура охлаждения	12 % от входящего потока

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 газовоза емкостью 6 000 тонн каждый. В настоящее время проект приостановлен.

Таблица 23 -Основные параметры СПГ Горская

Установленная мощность, тыс т	Т1-Т3 3 х 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 ₽	39 204
Затраты на мощности сжижения Затраты на инфраструктуру долл./т установленной мощности	
Базис поставки для оценки	Свиноуйсьце
Издержки производства, долл./млн БТЕ	долгосрочные / краткосрочные
Сырье Затраты на ожижение Поставка долл./млн БТЕ	

(43 при условии производства при среднегодовой температуре + 6 оС и 8300 часов в год. 44 при условии производства при среднегодовой температуре + 15 оС)

Печора СПГ

Завод по сжижению природного газа Печора СПГ будет располагаться на участке в районе поселка Индига в незамерзающей части побережья Баренцева моря в 230 км от административного центра округа – города Нарьян-Мар. Рассматривается также возможность строительства плавучего завода СПГ. ПАО «НК «Роснефть» и компания Alltech являются участниками в рамках арктического проекта «Печора СПГ». 50,1 % акций СП принадлежит «Роснефти», остальное – Alltech.

Рисунок 3.
Варианты размещения завода СПГ проекта «Печора СПГ»



«Печора СПГ» предусматривает разработку Кумжинского и Коровинского газоконденсатных месторождений в Ненецком автономном округе (возможны поставки с Лаявожского месторождения, которое принадлежит ПАО «Газпром»),

прокладку газопровода, строительство СПГ-завода, установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и отгрузочного морского терминала. Первая очередь проекта обеспечит переработку 4 млрд. $м^3$ сухого газа в год и производство 2,6 млн. т СПГ. В проект заложены возможности расширения завода по переработке газа до 8 млрд. $м^3$ и увеличение производства СПГ до 5,2 млн.т. Точная информация об объемах производства и о рынках сбыта для данного проекта пока отсутствует. В качестве варианта рассматривается возможность использования технологий плавучих заводов (FLNG), обеспечивающих добычу, переработку, сжижение, хранение и отгрузку с морской акватории. Для обслуживания проекта будут построены несколько танкеров-газовозов арктического ледового класса Arc4 грузовместимостью 180 тыс. $м^3$ каждый. Ранее сообщалось о заключении договора на строительство газовозов для Печора-СПГ с ОАО «Дальневосточный центр судостроения и судоремонта», входящим в состав ОСК. В отношении этого проекта сохраняется большая неопределенность, которая связана с монополией на экспорт СПГ. В феврале 2018 года Комитет по энергетике Государственной Думы Федерального Собрания дал отрицательное заключение на законопроект, который разрешал проекту «Печора СПГ» самостоятельно экспортировать газ. По этой причине собственники рассматривают дополнительные варианты монетизации газа с производством метанола и карбамида.

Обустройство месторождения, располагающегося в акватории Арктики

Мурманское месторождение

Месторождение открыто в 1983 г. Оно расположено в южной части Баренцева моря, в независимой зоне и имеет определенное стратегическое значение, так как находится относительно близко от Мурманска, в незамерзающей части Баренцева моря (рис. 3). На протяжении последних 10 лет не раз возникали предложения по освоению данного месторождения, одно из них было представлено на международной конференции PAO – CIS Offshore 2013. Сложность освоения Мурманского месторождения связывают с условиями морских глубин, с достаточно большим расстоянием до берега и, соответственно, с установкой добычных платформ, а также с возможными осложнениями из-за прохождения неконсолидированных

ледовых поле.



Рис. 3. Мурманское газовое месторождение в Баренцевом море

В тектоническом отношении рассматриваемое месторождение расположено в юго-западной бортовой части Южно-Баренцевской синеклизы.

На месторождении пробурено 9 скважин, максимальная глубина одной из них составила 4373 м. Глубина моря на месторождении колеблется от 70 до 123 м. Промышленная газоносность здесь связана с отложениями среднего и нижнего триаса. Выделены 4 продуктивных горизонта. Средняя глубина залегания продуктивных пластов составляет 2500–2750 м. Пласты характеризуются невыдержанностью толщин, вплоть до выклинивания. Структурная карта по кровле верхнего продуктивного горизонта представлена на рис. 4.

Продуктивные горизонты испытывались в шести скважинах. При испытании в 14 объектах опробования получены промышленные притоки газа. Максимальный

дебит – 740 тыс. м3/сут. на штуцере 22 мм, минимальный – 30 м3/сут. Газ сухой, метановый, низкоазотный, бессернистый, низкоуглекислый, с высокой теплотворной способностью.

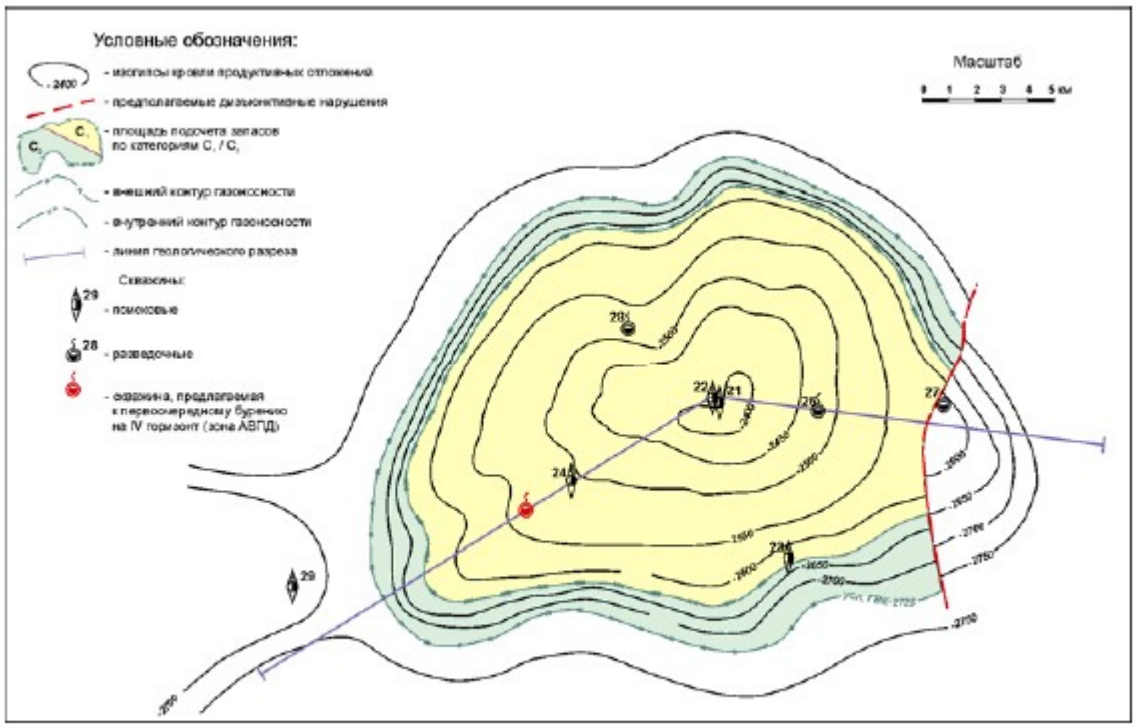


Рис. 4. Структурная карта по кровле I (верхнего) продуктивного горизонта

Коэффициент аномальности пластового давления изменяется от 1,3 до 1,6. Запасы газа по залежам оценены в 120 млрд. кубометров, что позволяет отнести данное месторождение к крупным. Сложное геологическое строение подтверждено данными интерпретации промысловых исследований скважин. Мурманское газовое месторождение может осваиваться с использованием ледостойких платформ, ледостойких буровых судов и современных подводных технологий. При платформенном способе необходимо учитывать возможность сезонного прохождения ледовых полей в течение 2-х месяцев, с частотой 1 раз в 5 лет.

Ледовые условия	• **Возможно прохождение ледовых полей в течении 2-х месяцев 1 раз в 5 лет** • **Толщина ровного льда до 0,8 м, толщина консолидированного слоя торосов до 1,5 м**
Скорость ветра	• **30 - 40 м/с, в порывах до 45 м/с**
Минимальная температура воздуха	**- 30°С**
Колебания уровня моря	**от - 0,8 до + 1,4 м**

Таблица №. Основные параметры природных условий

Технологический процесс сжижения природного газа

Уже с последней декады прошлого столетия компании-разработчики проводили сравнительный анализ технологических процессов сжижения, пригодных для плавучих заводов СПГ. Были попытки адаптировать известные крупнотоннажные технологические процессы к условиям работы на море, исследовались существующие малотоннажные процессы. В ходе систематизации знаний и опыта эксплуатации различных технологий производства СПГ были выработаны основные критерии выбора технологии сжижения газа:

- простота в эксплуатации:
- минимальная зависимость от погодных условий;
- возможность быстрого запуска и остановки;
- сохранение эффективности процесса в широком диапазоне температур окружающего воздуха;
- высокая энергоэффективность;
- адаптивность к изменению производительности;
- хорошая приспособляемость к изменению состава сырьевого газа при переходу от одного месторождения к другому;
- возможность встраивания в технологический процесс узлов выделения ШФЛУ и пропан-бутановой фракции;
- минимальная необходимость работы с потенциально опасными хладагентами.

Технологии сжижения 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.

Но мы не будем останавливаться на привычных нам технологиям сжижения природного газа, а приступим сразу к технологиям адаптированным под нашу местность. Мы будем выбирать между тремя принципиально подходящими для наших условий. Тем более что, две из них являются отечественными.

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

Компания TOYO совместно с MODEC Inc. разработала специальную концепцию LiBro FLNG для плавучих заводов СПГ. Концепт LiBro используетс 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 смесевого 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.

Рисунок 58 - Плавучий завод концепция LiBro (TOYO)



- **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

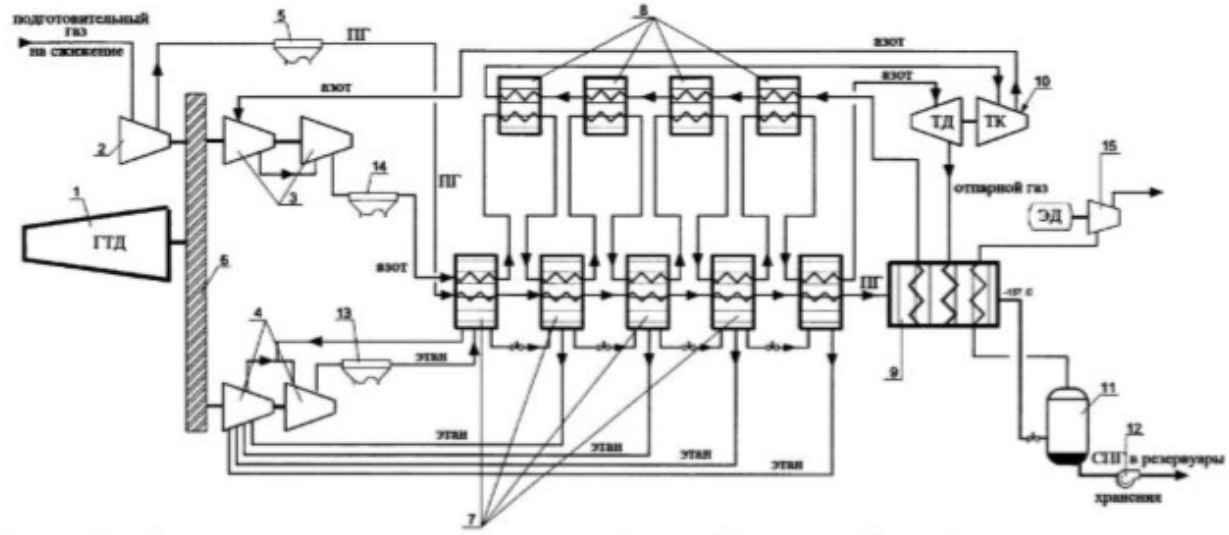
компримирование газа перед предварительным охлаждением, выделение этана, который затем используется в качестве хладагента.

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 смесевого хладагента (MR). Такое решение значительно упрощает процесс сжижения, позволяет применять простые испарители вместо сложных многопоточных теплообменников для смесевого хладагента, расширяет перечень заводов, способных изготовить необходимое оборудование.

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



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

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

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

Рисунок 33 - Параметры производства СПГ по технологии Арктический каскад



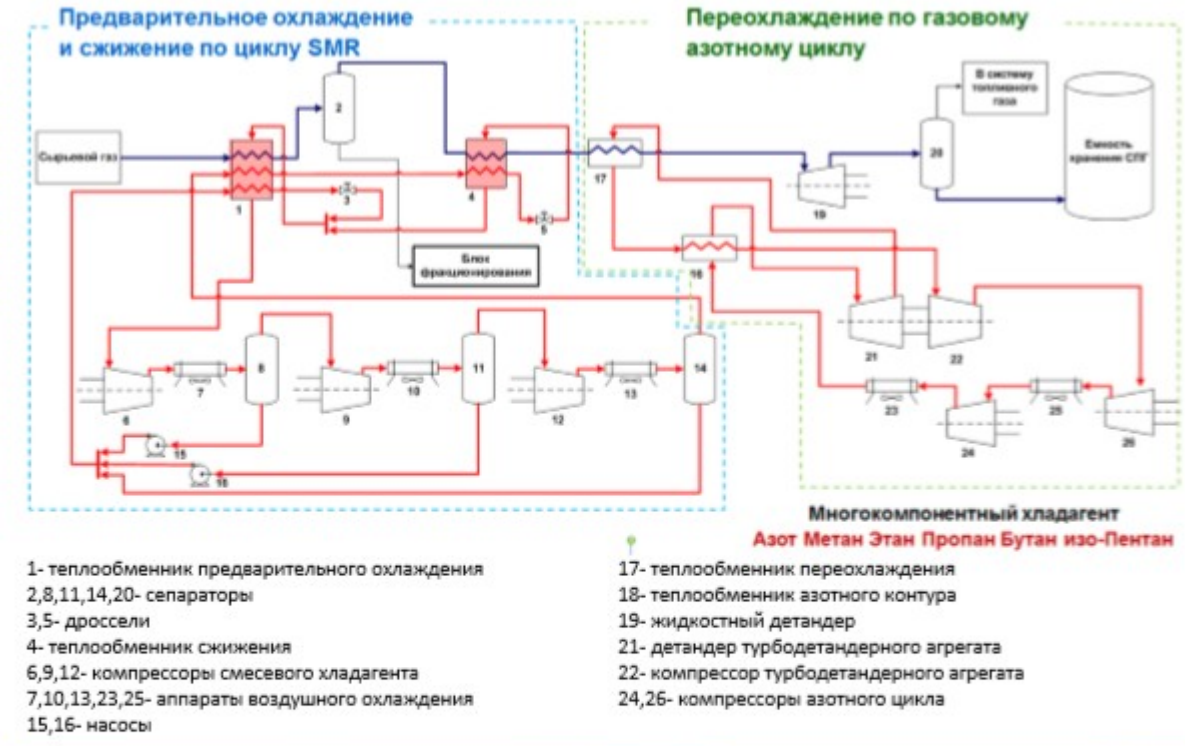
- **GMR**

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.

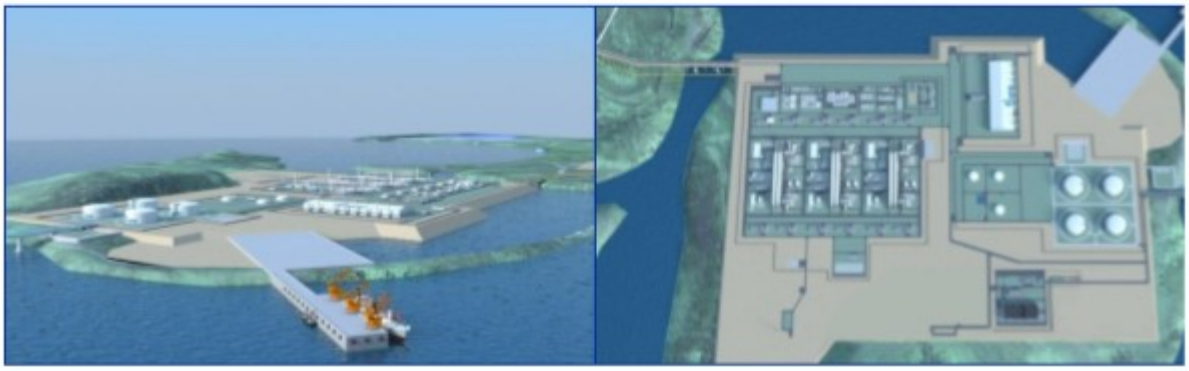
Предварительно очищенный и осушенный природный газ подают на сжижение и затем охлаждают за счет холода смесевого хладагента в теплообменнике предварительного охлаждения до температуры минус 52-54°С. Двухфазный поток проходит через первый сепаратор, где происходит отделение этановой фракции. Газовый поток направляют в теплообменник сжижения и охлаждают до температуры минус 120-125°С.

Далее сжиженный природный газ (СПГ) переохлаждают в теплообменнике переохлаждения азотом до температуры минус 150-160°С. 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 смесевого 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



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

Снижение энергетических показателей, затрачиваемых на процесс сжижения газа, достигается за счет использования смесевого хладагента на стадии предварительного охлаждения и сжижения и азотного цикла на стадии переохлаждения. В результате технология GMR за 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.

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 оценивалась в размере 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		

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

Как наиболее подходящую технология для наших условий выберем технологию компании «НОВАТЭК». В таблице 18 дано сравнение энергопотребления и производительности вышеописанных технологий сжижения природного газа.

Таблица 18 -Сравнение крупно и среднетоннажных 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[38] (< 250)	289	297	220[39]	900 (эл. энергия 435)
Среднегодовая производительность	млн т	2,50		1,60	2,80	1,00	0,42

39 только в части холодильного цикла + убрать тоннажность

Ледостойкая буровая установка

Полупогружные плавучие буровые установки занимают доминирующее положение среди установок, применяемых в практике морского разведочного бурения. Вместе с тем в арктических регионах они до сих пор эксплуатируются относительно редко. Это связано с тем, что использование ППБУ в сложных ледовых условиях по сравнению с их эксплуатацией при отсутствии ледяного покрова требует более значительных капитальных и эксплуатационных затрат. При этом на резкий рост затрат влияет не только необходимость усиления конструкции ППБУ и системы ее удержания (позиционирования) с целью придания установке повышенной ледостойкости, но и потребность использования при эксплуатации в тяжелых ледовых условиях весьма дорогостоящих мощных ледокольных судов с ядерными энергетическими установками для обеспечения непрерывного ледового менеджмента, гарантирующего безопасность эксплуатации.

Именно поэтому обычно стараются избегать круглогодичной эксплуатации ППБУ на точке бурения в чрезмерно сложных ледовых условиях. Ледовые подкрепления большинства созданных установок позволяют буксировать и осуществлять их эксплуатацию в относительно легких ледовых условиях. Для защиты морских водоотделяющих колонн-райзеров ото льда на подобных объектах всегда предусматривается дополнительная центральная колонна (защитный кожух), сквозь которую осуществляется бурение скважины. Такие ППБУ выполняют основные функции только в течение благоприятного «окна» (при отсутствии ледяного покрова с большой толщиной). При этом взвешенно оценивают его продолжительность, исходя из климатических условий акватории и данных метеопрогнозов.

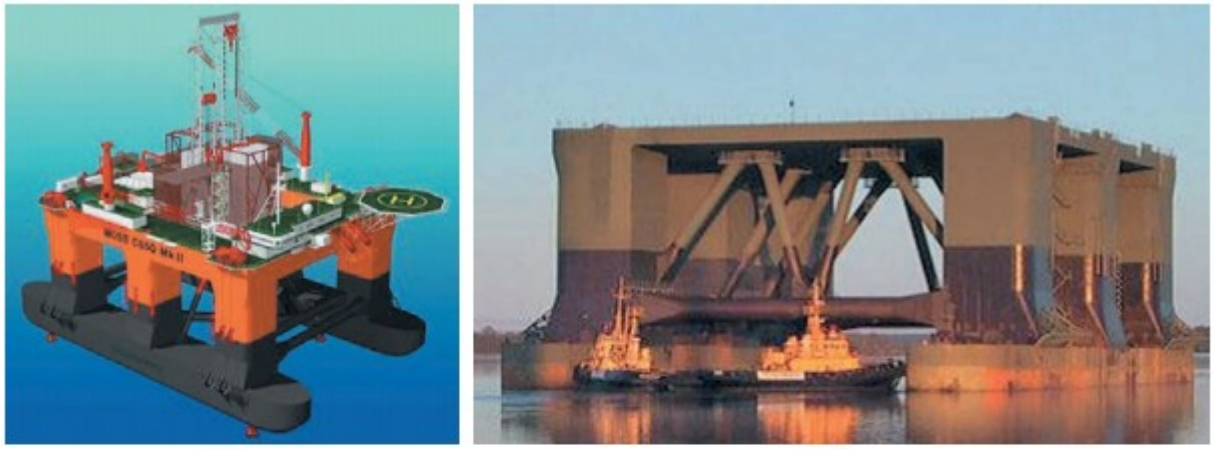
Отмеченные особенности эксплуатации ледостойких ППБУ делают необходимым экономически обоснованный подход к назначению уровня ледостойкости ППБУ и ее обеспечению за счет конструктивных мер. Этот подход включает поиск оптимальных технических решений, обеспечивающих наибольшую экономическую эффективность ППБУ в конкретных условиях эксплуатации, характеризуемых:

- ледовой обстановкой;
- глубиной моря;
- повторяемостью интенсивного волнения;
- удаленностью от места убежища, используемого при плохой ледовой обстановке, и от других объектов инфраструктуры;
- экологической спецификой региона.

Для освоения Мурманского газового месторождения мы выберем полупогружную плавучую буровую установку (ППБУ) «Полярная звезда», проекта Moss Maritime

CS 50 Mk II, оснащенную современным комплексом технологического и бурового оборудования. Установка способна проводить разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин глубиной до 7500 метров при глубинах моря от 70 до 500 метров в эксплуатационном диапазоне температур окружающего воздуха от — 30ºС до + 45ºС. Или же ее брата-близнеца — буровую платформу «Северное сияние». Отличительной особенностью данных установок является наличие значительной винтеризации и защиты морского бурового райзера.

Для разведочного и эксплуатационного бурения на Штокмановском месторождении на базе лицензионного проекта полупогружной платформы CS-50 норвежской фирмы «Moss Maritime» (рис. 2) в 2010—2011 гг. были спроектированы Крыловским государственным научным центром и построены две первые отечественные ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние» (рис. 3). Их создание потребовало новых принципиальных конструктивных решений по обеспечению ледостойкости ППБУ. При этом впервые в отечественной практике этим установкам Российским морским регистром судоходства был присвоен ледовый класс.



а *б*

Рис. 2. ППБУ CS-50 норвежкой фирмы «Moss Maritime»: *а* — общий вид, *б* — опорное основание



а *б*

Рис. 3. ППБУ «Полярная звезда»: а — общий вид, б — опорное основание у достроечной стенки Выборгского судостроительного завода

Установки рассчитаны на эксплуатацию при толщине ровного льда до 0.8 м и при дрейфующем разреженном льду сплоченностью до 6 баллов при глубине моря до 500 м и глубине бурения до 7500 м. На Штокмановском месторождении платформы имели бы следующие параметры природных условий:

- Скорость ветра: 40 м/с, с порывами 53 м/с
- Минимальная температура воздуха: – 30 °С

ППБУ имеют собственные движительно-рулевые комплексы. Буксировка ледокольным судном установки с применением этих комплексов допускается в сплошном ровном льду толщиной до 0,2 м при скорости около 2 узлов. Защита райзера российской платформы ото льда выполнена в виде специальной центральной колонны, закрепленной с помощью поперечных связей на понтонах (рис. 4). Для снижения ледовых воздействий на ППБУ не использовались (в отличие от базового проекта CS50) подкрепляющие наклонные связи, пересекающие эксплуатационную ватерлинию. В целях повышения жесткости установки предусмотрены дополнительные горизонтальные связи, установленные ниже эксплуатационной ватерлинии и образующие совместно с колоннами и понтонами горизонтальные рамы.

Представляет интерес сравнение платформ CS-50 и «Полярная звезда» по эксплуатационным возможностям и массогабаритным показателям. ППБУ CS-50 норвежской фирмы «Moss Maritime» обладает очень низкой ледостойкостью, дающей возможность эксплуатации объекта только в районах с битым льдом, тем самым ограничивая зону эксплуатации. Именно по этой причине ни одна из восьми построенных по этому проекту установок не получила ледового класса в классификационных обществах, однако все они имели определенное преимущество — относительно низкую материалоемкость. ППБУ этого типа «West Venture» имела длину 117,6 м и ширину 69,7 м. Водоизмещение при осадке 9,8 м составляло 31 250 т.

ППБУ «Полярная звезда» (рис. 3) и «Северное сияние» (длина 118,6 м, ширина верхнего строения 72,7 м, ширина опорного основания 92 м) мало отличаются от проекта «West Venture» по основным габаритным размерам. Однако отечественная платформа существенно превосходит норвежский вариант по водоизмещению при осадке 9,8 м, составлявшему 39 300 т. Такое различие в водоизмещении обусловлено, прежде всего, разными требованиями к ледостойкости, повлекшими увеличение прочности и массы конструкций ледового пояса и системы удержания (позиционирования) ППБУ.

Платформа «Полярная звезда» соответствует требованиям «Правил классификации и постройки и оборудования плавучих буровых установок и ледостойких стационарных платформ» Российского морского регистра судоходства. Основной конструкционный материал — сталь с пределом текучести 355 МПа. Платформа оснащена лебедками, обслуживающими восемь якорных линий по 2200 м, состоящих из стальных цепей NV R5 калибром 84 мм с разрывным усилием 8381 кН каждая.

Для обеспечения ледовой прочности платформы «Полярная звезда» потребовалось создание усиленных корпусных конструкций. Конструкция понтонов ППБУ «Полярная звезда», набранная по продольной системе с диаметральной (продольной) переборкой, включает также продольные и поперечные переборки, выгораживающие отдельные цистерны и специальные помещения. Шпация основного набора понтонов — 640 мм, шпация рамного набора — 1920 мм.

Верхнее строение (см. рис. 5) включает буровое оборудование с вышкой, жилой блок-модуль, рубку и вертолетную площадку. Основу его конструктивно-силовой схемы составляют поперечные переборки, простирающиеся от днища строения до его верхней палубы (высота переборок составляет 9 м). Основные (усиленные) поперечные переборки совмещены со стабилизирующими колоннами. Благодаря им вес верхнего строения порядка 20 000 т передается на стабилизирующие колонны.



Рис. 5. Верхнее строение ППБУ «Полярная звезда» на палубе транспортного судна

Плавучий завод СПГ в арктических условиях

Основные факторы, оказывающие влияние на выбор типа и основных характеристик морских заводов СПГ на начальной стадии проектирования:

- Объем хранения углеводородов
- Расстояние от берега, глубина моря
- Гидрометеорологические и ледовые условия
- Свойства грунта
- Отгрузка СПГ в ледовых условиях
- Хранение СПГ
- Производственное технологическое оборудование
- Система охлаждения
- Температуры корпуса морского сооружения
- Аварийные утечки СП

Соответствуя данным гидрометеорологическим, ледовым и грунтовым условия Мурманского месторождения(см.?) рассмотрено 4 возможных варианта плавучих установок(FLNG):

- один с «ферменной» системой удержания ФСУ («soft yoke»)
- три с якорной системой удержания ЯСУ

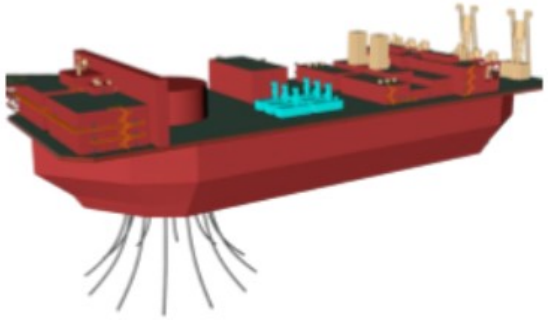
Вариант судовой формы и ФСУ





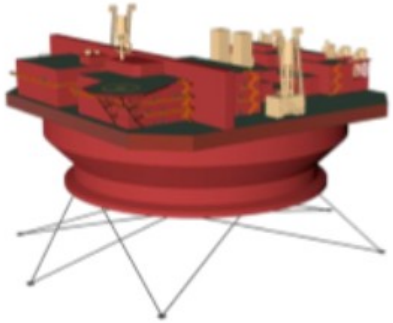
Корпус установки 400x100x38 м , осадка 12 м, масса 180 тыс. т

Варианты с якорной системой удержания



Судовая форма и внутренняя турель

Корпус установки 292x94x38 м, осадка 15 м, масса 185 тыс. т



Форма «буй» с распределенной или перекрестной ЯСУ

Диаметр по ВП 160 м, по ватерлинии 141 м осадка 23 м, масса 180 тыс. т



Судовая форма с распределенной или перекрестной ЯСУ

Корпус установки 292x94x38 м, осадка 15 м, масса 180 тыс. т

Результаты сравнения плавучих морских заводов СПГ:

- Система удержания плавучих установок судовой формы в Баренцевом море не обеспечивает безопасность при воздействии льда в направлении кормы, требуется битый лед (работа ледоколов).
- Среди плавучих установок только платформы типа «буй» с мощной ЯСУ (например, 32 связи большого калибра) могут противостоять воздействию расчетного тороса.
- Для установок типа «буй» и установок с турелью необходима глубина моря не менее 45 и 60 м соответственно.
- Взаимодействия со льдом:
  1. Расчетная нагрузка от торосистого льда на плавучую установку с формой, близкой к кругу диаметром 140 м и с наклонными бортами, в 2-3 раза меньше.
  2. нагромождения льда перед плавучей установкой «круглой» формы имеют циклический характер, а для установки судовой формы длиной 300 метров существует опасность постоянного роста ледяных нагромождений.

В конечном итоге рассмотрев несколько вариантов плавучих установок, мы остановимся на сооружении типа «буй» с перекрестной ЯСУ.

Определяющими природными нагрузками морского завода СПГ являются нагрузки зимнего периода (при воздействии дрейфующего льда). Наша установка будет выдерживать следующие условия:

- Температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 33°С
- Расчетная высота волны 3% обеспеченности(1 раз в 100 лет) 6,9 м
- Длина волны 113 м
- Ровный лед 1,2 м
- Торосы с расчетной толщиной консолидированного слоя 1,8 м

Такие условия эксплуатации присутствуют в немалой части Северного Ледовитого океана, что позволяет нашим установкам вступать в большинство арктических проектов, ни секунды не простаивая в порту.

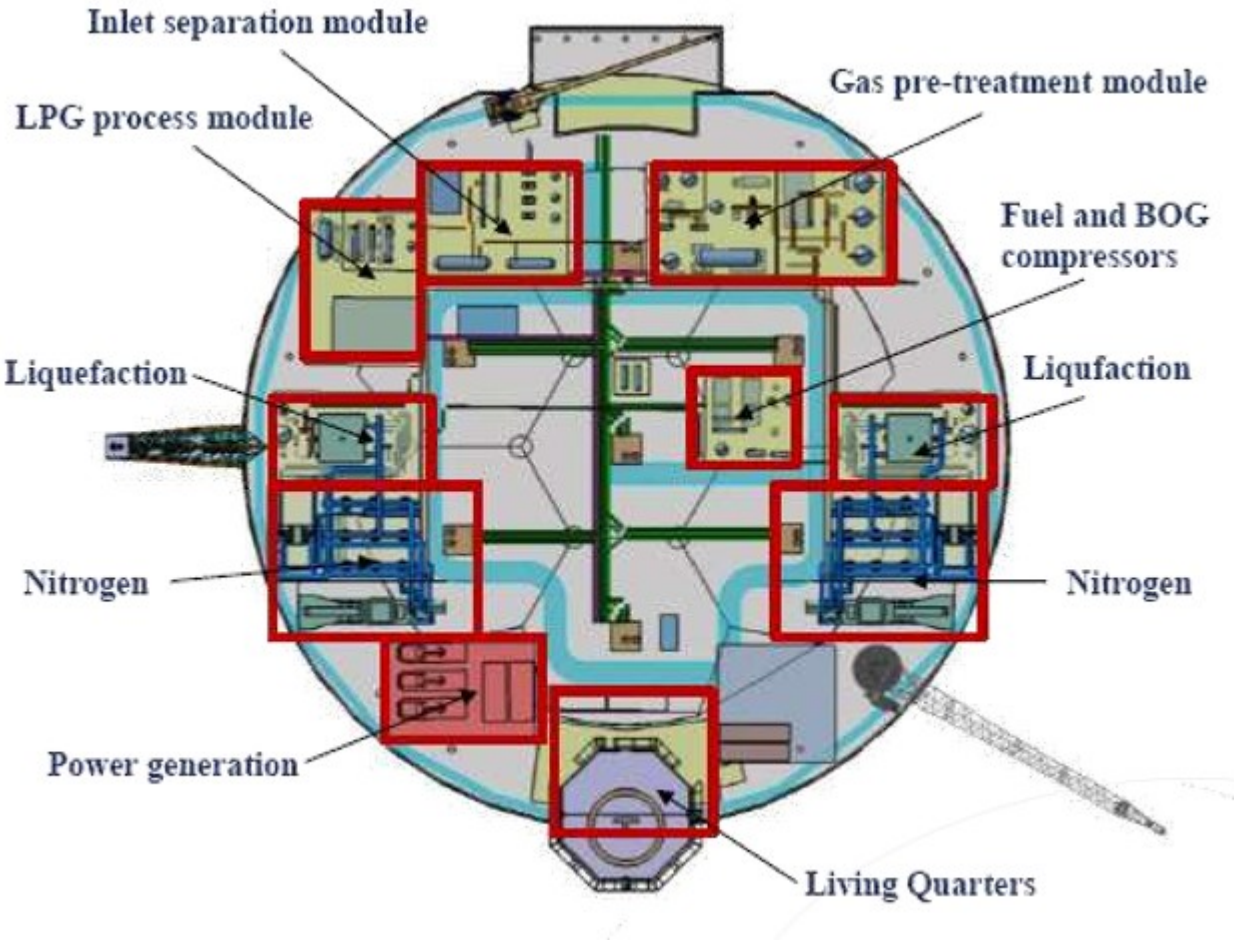


Рис. 11 Плавучий завод СПГ типа «буй» вид сверху

Транспортировка СПГ

Транспортировку СПГ с мурманского месторождения могут осуществлять хорошо себя зарекомендовавшие на уникальном газоконденсатном месторождении «Ямал-СПГ» танкеры ледового класса ARC7 – Yamalmax. По российской классификации ARC7 - Самостоятельное плавание в сплочённых однолетних арктических льдах при их толщине до 1,4 м в зимне-весеннюю навигацию и до 1,7 м в летне-осеннюю при эпизодическом преодолении ледяных перемычек набегами. Плавание в канале за ледоколом в однолетних арктических льдах толщиной до 2,0 м в зимне-весеннюю и до 3,2 м в летне-осеннюю навигацию.

В разработке арктического танкера принимали участие российские и зарубежные классификационные общества и ведущие проектные и конструкторские институты, судоверфи и компании-судовладельцы.

При создании танкера использовался накопленный опыт навигации по Северному морскому пути.

Основные характеристики танкера ARC7:

- Грузовместимость около 170 тыс. м3 СПГ;
- Мощность силовой установки 45 МВт;
- Скорость в открытой воде - 19,5 узлов;
- Скорость при ходе во льдах толщиной 1,5 метра - 5,0 узлов;
- Основной вид топлива танкера – СПГ;
- Двухтопливная дизель-электрическая пропульсивная система с тремя установками "Азипод".
- Применяется система двойного действия - передняя часть приспособлена для навигации в открытой воде и в условиях тонкого льда, а кормовая оптимизирована для самостоятельной навигации в сложных ледовых условиях.

Строительством эскадры из 12 ледокольных СПГ-перевозчиков занимается совместное предприятие, созданное компаниями Teekay LNG Partners и China LNG Shipping. Суда изготавливаются на верфях Daewoo Shipbuilding Marine Engineering.

Всего проект «Ямал СПГ» будет обслуживать 15 СПГ-танкеров ледового класса Arc7. Эти перевозчики сжиженного газа емкостью 172,41 кубометров способны проходить льды до 2,1 метра толщиной, что позволяет им круглогодично курсировать по Северному морскому пути.

Суда способны нормально функционировать при температуре минус 50 градусов Цельсия, а их баки – мембранного типа, модели GT NO96 GW, разработанной известной французской компанией GTT.



Рис.12 Танкер ледового класса ARC7

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе подробно рассмотрены общие сведения об обустройстве газового или газоконденсатного месторождения в условиях Северного Ледовитого океана.

В настоящее время уровень добычи нефти и газа в мире по-прежнему превышает уровень ее потребления. Тем не менее, актуальным остается вопрос об источниках поддержания в среднесрочной и долгосрочной перспективе текущего уровня добычи нефти и газа и обеспечения его роста для удовлетворения потребностей мировой экономики.

По оценкам ОПЕК и Международного энергетического агентства, к 2040 г. потребление первичной энергии населением Земли вырастет по сравнению с 2010 г. на 40–60%. При этом нефть в мировом энергобалансе по-прежнему будет занимать ведущее место — на ее долю будет приходиться 25–27%, а на долю газа — 24–26% против нынешних 35% и 26% соответственно. В 2040 г. значительная доля потребления нефти и газа придется на месторождения, которые еще не разведаны.

Прогнозируемый объем неразведанных запасов арктического континентального шельфа сегодня оценивается в 90 млрд. баррелей нефти и 47 трлн. м3 природного газа. С учетом этих оценок морские нефтегазовые ресурсы Арктики в среднесрочной и долгосрочной перспективе могут занять значительное место в поддержании как текущего уровня добычи нефти и газа, так и его роста.

На данный момент экономическая рентабельность и целесообразность рассмотренного проекта может быть не полностью обоснована. Однако уже в ближайшие сроки страны, окружающие Северный Ледовитый Океан начнут выходить на арктический шельф, что повлечет за собой большую перемену в нефтегазовой экономике.

В этом году Президент РФ В.В. Путин поручил правительству представить предложения по стимулированию геологоразведки в Арктике. «Представить предложения о мерах по дальнейшему стимулированию геологоразведочной деятельности в Арктической зоне РФ, ускоренного развития и освоения ресурсной базы для реализации перспективных проектов в сфере производства, транспортировки, хранения и использования СПГ на основе применения современных отечественных технологий», — говорится в поручении на сайте Кремля.

Список используемой литературы