

ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ КРУПНОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

УДК 542.78

А.Г. Гречко, д.т.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ),

A.Gretchko@adm.gazprom.ru

А.И. Новиков, ПАО «Газпром»

Большое число строящихся заводов по производству сжиженного природного газа (СПГ) в мире на фоне низких цен на углеводороды приводит к усилению конкуренции между производителями СПГ. Выигрыш получают производители, имеющие минимальную себестоимость производства СПГ, способные предложить наименьшую цену потребителю. В статье приводятся возможные технологические направления оптимизации производства СПГ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ (СПГ), ЗАВОД СПГ, ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ СПГ, АРКТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ПРИВОД КОМПРЕССОРОВ.

На сегодняшний день в мире работает 38 крупнотоннажных заводов СПГ производительностью от 1 млн т СПГ в год и более и 116 регазификационных терминалов СПГ. 12 заводов находятся в стадии строительства, 26 планируются к постройке, изучается целесообразность строительства еще 31 завода [1]. По оценкам [2], ожидается, что к 2020 г. мощности по производству СПГ возра-

стут на 50 % от уровня 2015 г. (сегодня в мире производится около 300 млн т СПГ в год). При этом уже в ближайшие годы уровень производства СПГ может превысить уровень его потребления, что приведет к созданию рынка покупателя и усилению конкуренции между производителями СПГ. В данных условиях для создания конкурентоспособного продукта возрастает роль умень-

шения себестоимости производства СПГ.

С организационной точки зрения проект крупномасштабного производства СПГ включает четыре базовые составляющие (рис. 1), в числе которых:

- управление проектом, планирование и инвестиции;
- маркетинг и транспортировка;
- ресурсная база (добыча);
- техника и технологии крупномасштабного производства СПГ.

Все четыре составляющие целесообразно рассматривать как направления для оптимизации проекта СПГ.

В статье будут рассмотрены технологические направления оптимизации производства СПГ с точки зрения снижения себестоимости производства и повышения экономической эффективности, в первую очередь для заводов, расположенных в холодной климатической зоне, включая арктический и субарктический регионы.

Возможная структура технологических направлений оптимизации включает:

- 1) увеличение произведенного количества СПГ с единицы установленной мощности завода:



Рис. 1. Структура проекта крупномасштабного производства СПГ

Grechko A.G., Doctor of Engineering, Gazprom PJSC (Saint Petersburg, RF), A.Grechko@adm.gazprom.ru
Novikov A.I., Gazprom PJSC

Possible optimization directions for large-scale LNG plant projects

Large number of running, constructing and prospective LNG plant projects in the world leads to increasing of competition between LNG producers. Offers with low LNG price based on the low cost of LNG production will have benefits. Possible technological optimization directions for LNG production cost cutting and economic efficiency enhancement for the LNG plants located at cold regions including Arctic and subarctic area are discussed in the paper.

KEY WORDS: LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG), LNG PLANT, LNG PRODUCTION TECHNOLOGIES, ARCTIC CONDITIONS, COMPRESSOR ELECTRICAL DRIVE.

- выбор оптимальной технологии ожижения или холодильного цикла для данных климатических условий;

- выбор типа охлаждения теплообменников хладагента (воздушное, водяное или комбинированное);

- уменьшение времени простоя линии в год (на ремонт и техобслуживание), в том числе за счет выбора типа привода главных компрессоров хладагента;

2) выбор производительности технологической линии с учетом влияния масштабного фактора на себестоимость СПГ;

3) снижение стоимости природного газа, подаваемого на сжижение;

4) выбор типа завода: наземный или плавучий;

5) оптимизацию работ при строительстве.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛЯ ДАННЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЖИЖЕНИЯ

Это направление является важнейшим направлением оптимизации, оказывающим наибольшее влияние на результат.

Для заводов, расположенных в холодном климате, разрабо-

таны специальные циклы сжижения, позволяющие оптимально перераспределять мощность между ступенями охлаждения в зависимости от температуры окружающей среды путем изменения температуры кипения смешанных хладагентов и тем самым в зимний период существенно увеличивать производительность, улучшая экономическую

эффективность проекта. К таким циклам относятся цикл с двумя ступенями охлаждения на смешанных хладагентах Shell DMR (Double Mixed Refrigerant) и цикл с тремя ступенями охлаждения на смешанных хладагентах Linde MFC (Mixed Fluid Cascade)*.

На рис. 2 показана расчетная зависимость производительности от температуры окружающей

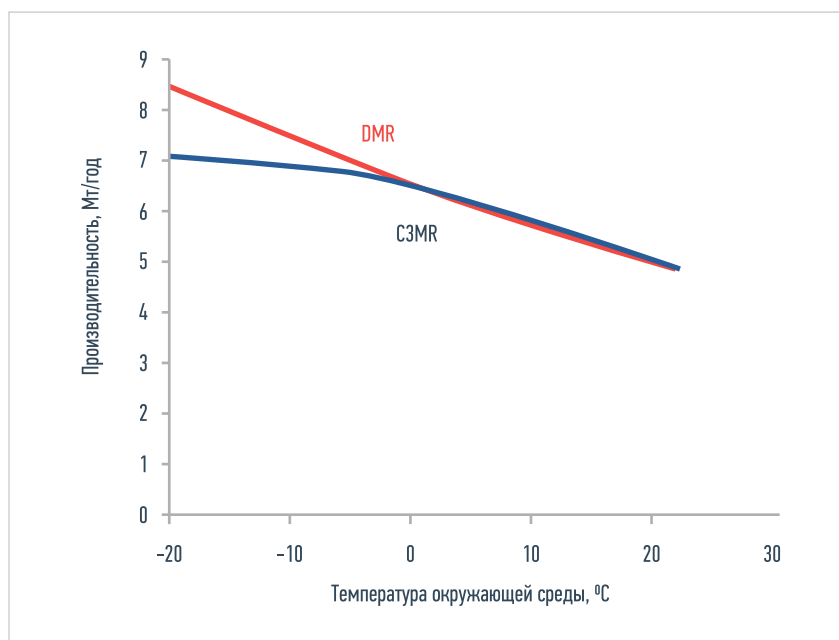


Рис. 2. Расчетная зависимость производительности от температуры окружающей среды для процесса на смешанных хладагентах DMR (красная линия) и процесса C3MR, использующего чистый хладагент пропан (синяя линия)

* Холодильный агент (хладагент) – рабочее вещество холодильной машины, которое при кипении отнимает теплоту от охлаждаемого объекта и затем после сжатия передает ее охлаждающей среде за счет конденсации (воде, воздуху и т. п.). Смешанной хладагент – многокомпонентная смесь углеводородов (от бутанов до метана) с азотом в качестве рабочего тела холодильной установки, позволяющая за счет изменения состава компонентов изменять термодинамические свойства смеси, в том числе температуру кипения. В отличие от циклов (C3MR, каскадный цикл компании Phillips), использующих чистые холодильные агенты, не позволяющие менять температуру кипения, циклы на смешанных хладагентах (DMR, MFC) позволяют оптимизировать работу цикла при изменении температуры окружающей среды за счет изменения состава компонентов, что дает возможность в зимнее время существенно увеличивать производительность.

Таблица 1. Значения средней температуры, °С

Регион	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Южно-Сахалинск	-11,8	-11,3	-5,3	1,6	6,8	12,6	16,3	18,3	14,1	6,7	-0,3	-7,8
Владивосток	-12,3	-8,4	-1,9	5,1	9,8	13,6	17,6	19,8	16,0	8,9	-0,9	-9,1
Санкт-Петербург	-5,4	-7	-2	5,6	12,2	16,3	19,9	18,1	13,1	7,2	2,1	-2,1

среды для процесса на смесевых хладагентах DMR и процесса СЗМР, использующего на первой ступени чистый хладагент – пропан [3]. В летний период при положительных температурах окружающей среды разницы между процессами практически нет, и с понижением температуры производительность обоих процессов растет, что объясняется увеличением мощности турбин при понижении температуры. При температурах ниже 0 °С производительность процесса СЗМР практически постоянна, а производительность процесса DMR продолжает расти, что позволяет получить больше СПГ с единицы установленной мощности, существенно улучшая экономические характеристики проекта. Это объясняется тем, что процесс DMR при понижении температуры окружающей среды позволяет уменьшить температуру кипения хладагента первой ступени и тем самым перераспределить работу между ступенями. Первая ступень (ступень предварительного охлаждения) берет на себя часть работы второй ступени (ожижительной). Вторая ступень начинает работать с меньшего температурного уровня, что позволяет ей при той же установленной мощности увеличить производительность по СПГ. Процесс же СЗМР не позволяет изменить температуру кипения хладагента первой ступени и перераспределить работу между ступенями. Кроме того, в зимний период первая ступень процесса СЗМР будет существенно недогружена, что означает неэффективное использование капитальных затрат

на оснащение завода СПГ (завышенная мощность компрессора для зимних условий).

В табл. 1 приведены среднемесячные температуры для мест расположения проектов заводов СПГ ПАО «Газпром». Видно, что отрицательные температуры преобладают значительную часть года, в течение которой можно получить дополнительное количество СПГ при использовании циклов на смесевых хладагентах.

Таким образом, для повышения экономической эффективности проекта при наличии источников сырьевого газа для дополнительного производства СПГ зимой и рынка сбыта целесообразно выбрать цикл ожижения на смесевых хладагентах.

Этот вывод подтверждается работой завода «Сахалин-2», использующего цикл ожижения на смесевых хладагентах DMR, который при номинальной мощности двух линий 9,6 Мт/год фактически производит на 12 % больше – 10,8 Мт/год, что существенно улучшает экономические показатели проекта.

Это подтверждается также работой завода СПГ «Сновит» (Норвегия), использующего цикл ожижения на смесевых хладагентах MFC. При номинальной производительности 4,3 Мт/год завод по факту производит больше на 10 % за счет оптимизации работы цикла зимой.

ВЫБОР СРЕДЫ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ТЕПЛООБМЕННИКОВ ХЛАДАГЕНТА

Как известно, работа компрессоров в холодильном цикле пропорциональна разнице между температурой кипения хладагента и

температурой окружающей среды, в которую отводится тепло, выделяющееся при сжатии газа в компрессоре. При этом работа компрессоров уменьшается с понижением температуры окружающей среды.

Традиционное использование воздушного охлаждения теплообменников хладагента приводит к снижению производительности и повышению энергозатрат на единицу произведенного СПГ в летний период в связи с довольно высокими температурами (20 °С и более). В данном случае более привлекательно выглядит охлаждение морской водой, забираемой с глубины, где температура достаточно низка и в летнее время. Например, завод «Сновит» охлаждается морской водой температурой 6 °С, забираемой с глубины 80 м. На Арктическом шельфе России среднегодовая температура глубинной воды будет еще меньше (около 2 °С), что создает предпосылки для еще меньшего удельного энергопотребления и увеличения производительности по СПГ для данной установленной мощности оборудования в летний период.

Охлаждение морской водой способствует компактности теплообменников и уменьшению удельного энергопотребления в летний период, но не полностью использует потенциал низких температур окружающей среды в зимний период. Производительность завода в зимний период можно дополнительно увеличить, используя гибридную систему охлаждения: водой – в летний период и воздухом – в зимний.

Таблица 2. Сравнение эксплуатационной готовности электрического и газотурбинного приводов

Показатель готовности	Электрический привод	Газотурбинный привод
Типичная эксплуатационная готовность завода	Более 96 %	93–94 % для промышленных турбин (например, Frame 7EA); 94–95 % для авиационных турбин
Период между основным техобслуживанием (ТО)	10 лет	3–6 лет; 3 года для авиационных турбин
Типичное время остановки на основное ТО	1–3 дня	14–30 дней
Период между малым ТО	5 лет (остановка на несколько часов)	1–2 года (остановка на несколько дней)
Внеплановый простой	Незначительный (несколько часов)	Значительный (несколько дней)

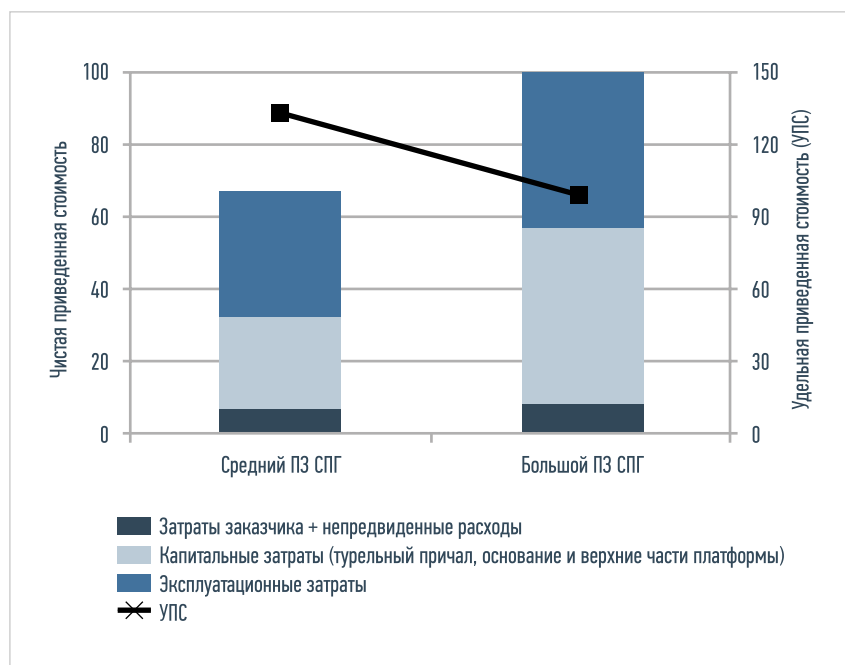


Рис. 3. Экономическое сравнение ПЗ СПГ средней и большой производительности

Для выбора оптимальной охлаждающей среды необходимо для каждого проекта проводить оценку экономической эффективности для всех вариантов охлаждения.

ВЫБОР ТИПА ПРИВОДА ГЛАВНЫХ КОМПРЕССОРОВ ХЛАДАГЕНТА

Традиционно для этого использовали турбины – сначала паровые, затем газовые. В последние годы с разработкой электродвигателей большой мощности (до 80 МВт) на новых заводах СПГ стало возможным использование электрического привода. Электрический

привод внедрен на заводе СПГ «Сновит» и планируется к внедрению на ряде новых заводов.

К преимуществам использования электрического привода компрессоров по сравнению с газотурбинным относятся:

- более высокая эксплуатационная готовность. Общая эксплуатационная готовность составляет более 96 % (табл. 2);
- меньшее время и стоимость планового обслуживания;
- большая гибкость при проектировании завода СПГ. Для электрического привода его мощность подстраивается под производи-

тельность завода, в то время как для газотурбинного привода производительность завода подстраивается под производительность привода;

- большая эксплуатационная гибкость, включая возможность перезапуска при наличии давления газа в системе (турбинный привод этого не позволяет), а также простоту и широкий диапазон регулирования оборотов компрессора;
- высокий КПД установки, особенно при использовании комбинации электрического привода с электростанцией, работающей по комбинированному циклу;
- меньший уровень выбросов в окружающую среду;
- независимость мощности от температуры окружающего воздуха, что особенно важно для арктических условий с большим диапазоном летних и зимних температур (мощность турбин зависит от температуры окружающего воздуха, понижаясь с ростом температуры, что усложняет дизайн для зимних и летних условий);

благодаря большей эксплуатационной готовности и меньшему времени на плановое обслуживание электрический привод способствует сокращению периодов простоя линии в год и тем самым увеличению годовой производительности линии.

Таблица 3. Сравнение наземного и плавучего заводов СПГ

Наземный	Плавучий
Старая проверенная технология	Новая технология. Первый ПЗ СПГ введен в эксплуатацию в 2016 г.
Для транспортировки газа с месторождения требуется дорогостоящий подводный трубопровод	Отсутствие подводного трубопровода улучшает экономические показатели проекта
Возможны большие производительности линии (до 7,8 Мт/год в настоящее время, до 10–12 Мт/год в будущем)	Производительность линии ограничена размерами судна (5,3 Мт/год в настоящее время, в будущем для сухого газа – до 6 Мт/год в проекте Shell [4])
Строительство инфраструктуры (завод, отгрузочный терминал) на берегу с занятостью местного населения и отчислениями в местный бюджет. Приветствуется местными властями. Длительные сроки строительства, зачастую выходящие за планируемые сроки. Масштабные земляные работы, удорожающие строительство	Строится и проходит пусконаладку на верфи в сжатые сроки и со сравнительно небольшим бюджетом. Готовым прибывает на место установки. Отсутствие большой инфраструктуры на берегу, занятости местного населения и отчислений в местный бюджет улучшает экономические показатели проекта, что зачастую не приветствуется местными властями (например, в Австралии)
Предполагает наличие большого месторождения газа, подаваемого на ожижение на завод, длительное время работающий на одном месте	Возможно быстрое начало освоения месторождения, а также освоение сравнительно небольших удаленных месторождений. Возможность перемещения между месторождениями



Рис. 4. Первый в мире ПЗ СПГ Satu компании Petronas (Малайзия)

ВЫБОР ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЛИНИИ С УЧЕТОМ МАСШТАБНОГО ФАКТОРА*

Первые в мире заводы СПГ имели небольшую производительность, примерно 1 Мт/год, и получаемый на них СПГ был очень дорогим. Затем стали увеличивать производительность линии, что приводило к уменьшению удельной стоимости СПГ. В настоящее время наибольшая производительность линии достигнута на заводах СПГ в Катаре – 7,8 Мт/год, где себестоимость производства СПГ – одна из самых низких.

С помощью технологий на смешанных хладагентах, разработанных для холодного климата, на современном оборудовании можно увеличить производительность линии до 8–12 Мт/год, получив выигрыш от масштабного фактора.

Влияние масштабного фактора можно проиллюстрировать сравнением приведенной стоимости плавучего завода (ПЗ) СПГ средней (2,0–2,5 Мт/г) и большой (6 Мт/год) производительности, представленным на рис. 3 [4].

Хотя полная стоимость (левая ось – чистая приведенная стоимость) завода большой про-

изводительности превышает стоимость завода средней производительности, ключевой показатель экономической эффективности – удельная стоимость на единицу произведенного СПГ (правая ось графика – чистая приведенная стоимость, деленная на производительность) для завода большой производительности примерно на 30 % ниже.

СНИЖЕНИЕ СТОИМОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПОДАВАЕМОГО НА ОЖИЖЕНИЕ

Снизить стоимость СПГ можно также за счет уменьшения протяженности трубопровода от месторождения до завода СПГ либо за счет исключения трубопровода в случае применения ПЗ СПГ, размещаемых непосредственно над месторождением.

В последние годы проекты ПЗ СПГ получили в мире большое распространение: число разрабатываемых проектов на сегодняшний день составляет десятки.

Первый в мире ПЗ СПГ Satu компании Petronas (Малайзия) (рис. 4), установленный на месторождении в июне 2016 г., имеет следующие характеристики [5]:

* Масштабный фактор – с увеличением производительности линии снижаются удельные капитальные затраты на единицу произведенного СПГ и, соответственно, себестоимость СПГ.



Рис. 5. ПЗ СПГ «Прелюд» компании Shell в стадии достройки на верфи компании «Самсунг Хеви Индастриз»

- производительность 1,2 Мт/год СПГ;
- азотный цикл ожижения;
- размеры корпуса: 365 x 60 x 33 м;
- хранение СПГ – 177 тыс. м³;
- хранение конденсата – 20 тыс. м³;
- генерируемая мощность – 100 МВт.

В стадии достройки находится ПЗ СПГ «Прелюд» компании Shell (рис. 5). Основные показатели проекта [6]:

- начало эксплуатации – 2017 г.;
- расположение: 200 км от побережья Западной Австралии на глубине 250 м;
- производительность: суммарная – 5,3 Мт/год, из которых 3,6 Мт/год – СПГ, 1,3 Мт/год – конденсат, 0,4 Мт/год – СУГ;
- хранение: 220 тыс. м³ СПГ, 90 тыс. м³ СУГ, 126 тыс. м³ конденсата;
- генерация электроэнергии: 3 x 40 МВт;

- самый большой плавучий объект на Земле: длина – 488 м, ширина – 74 м (более четырех футбольных полей), 260 тыс. т стали;
- водоизмещение при полной загрузке – 600 тыс. т (шесть авианосцев типа «Нимиц»);
- процесс ожижения с двумя смесевыми хладагентами Shell DMR;
- охлаждение морской водой с глубины 150 м.

Важно отметить, что для «тощего» природного газа типа штокмановского компанией Shell



Рис. 6. Транспортировка плавучей конструкции линии по сжижению общей массой 24 тыс. т

разработан проект ПЗ СПГ производительностью 6 Мт/год СПГ [4], т. е. в будущем по производительности ПЗ СПГ начнут догонять наземные заводы.

Сравнение наземных и плавучих заводов СПГ приведено в табл. 3.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЗАВОДОВ СПГ

Для оптимизации работ при строительстве заводов СПГ все большее применение в мире находит блочно-модульный принцип, к преимуществам которого относятся:

- высокое качество изготовления модулей на заводе-изготовителе;
- оптимизация времени строительства;
- обеспечение компактного размещения оборудования.

Так, при строительстве завода СПГ «Сновит», учитывая тяжелые природно-климатические условия и удаленность района, влияющие на процесс сборки и пусконаладки, на о-ве Мелкойя близ г. Хаммерфест было предложено построить линию по сжижению природного газа на плавучем основании (барже) размерами 9 x 154 x 54 м. Изготовление основания и установка оборудования по сжижению проводились на испанском судостроительном заводе Dragados Offshore недалеко от г. Кадиса (Испания). Одновременно было изготовлено технологическое оборудование по сжижению массой до 24 тыс. т (рис. 6). По завершении этих работ на плавучее основание было установлено технологическое оборудование по сжижению природного газа по технологии Linde. Далее изготовленную конструкцию массой 35 тыс. т доставили в норвежский сектор Баренцева моря к о. Мелкойя, где был подготовлен бассейн в структуре самого острова (рис. 7). В этот бассейн и была заведена плавучая конструкция с оборудованием по производству СПГ, а затем зацементирована.

Подобный блочно-модульный принцип сборки заводов СПГ в



Рис. 7. Завод по производству СПГ «Сновит» (о-в Мелкойя, Норвегия)

настоящее время считается наиболее прогрессивным и широко применяется при строительстве заводов СПГ.

Интересным с точки зрения оптимизации проектов заводов СПГ является предложение компаний KBR и Kvaerner использовать бетонные основания гравитационного типа (ОГТ) для строительства заводов СПГ в прибрежной зоне

арктических морей [7]. На рис. 8 представлена концепция завода СПГ производительностью 5 млн т/год на бетонном основании гравитационного типа компаний KBR и Kvaerner.

К преимуществам концепции относится:

- высокий уровень готовности завода СПГ: возможность постройки и проведения пусконаладоч-

ных работ в условиях верфи с достаточным количеством квалифицированных специалистов с последующей транспортировкой и окончательной установкой в районе месторождения в прибрежной зоне;

- надежность: благодаря способности выдерживать экстремально низкие температуры бетонные ОГТ идеально подходят для заводов по производству СПГ, а также для применения в арктических водах, покрытых льдами;

- минимизация стоимости: создаваемые на базе одного из самых экономичных, не требующих технического обслуживания и доступных материалов, подобные заводы не требуют больших затрат на строительство, поскольку устраняется необходимость в дноуглубительных работах и строительстве причалов, а также снижаются затраты на рабочую силу, связанные с перевозкой и размещением людей;

- большой процент локализации производства в Российской Федерации. ОГТ может быть изготовлено в РФ;

- минимальные риски: благодаря проверенным технологиям, применяющимся более 40 лет, и строительству в контролируемых условиях верфи заводы СПГ на бетонных ОГТ создают минимальные риски, связанные с соблюдением стандартов охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды и контролем графика и стоимости проекта.

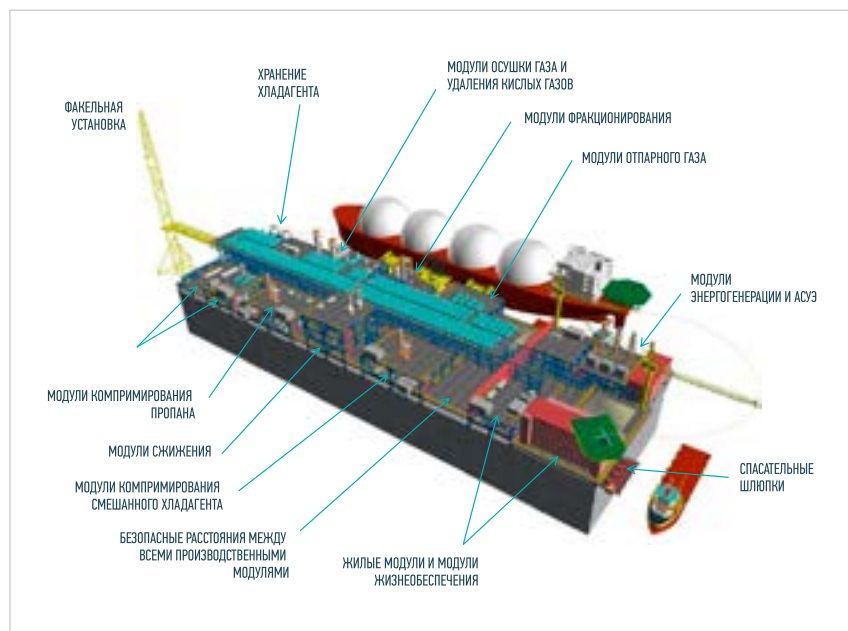


Рис. 8. Концепция завода СПГ производительностью 5 млн т/год на бетонном ОГТ компаний KBR и Kvaerner

ВЫВОДЫ

В условиях увеличивающейся конкуренции между производителями СПГ возрастает важность оптимизации проектов крупнотоннажного производства СПГ с точки зрения снижения себестоимости продукта и повышения экономической эффективности проекта, для чего при проектировании необходимо проводить многовариантные расчеты завода с учетом возможных направлений оптимизации. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals as of January 2017 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.globalnginfo.com/GLNG_Database.aspx (дата обращения: 02.06.2017).
2. Blume A. GE O&G'17: Snam CEO Foresees LNG Boost From 30 New Markets. Hydrocarbon Processing, 1/31/2017 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.hydrocarbonprocessing.com/conference-news/2017/01/ge-og-17-snam-ceo-foresees-lng-boost-from-30-new-markets> (дата обращения: 13.06.2017).
3. William P. Schmidt et al. Arctic LNG Plant Design Taking Advantage of the Cold Climate. 17th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG 17). 16–19 April, 2013. Houston, Texas, USA [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.airproducts.com/~media/Files/PDF/industries/Ing/arctic-Ing-plant-design.pdf> (дата обращения: 13.06.2017).
4. Pek Barend, Van Der Velde Harry. A High Capacity Floating LNG Design. 17th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG 17). 16–19 April, 2013, Houston, Texas, USA [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gastechnology.org/Training/Documents/LNG17-proceedings/12-1-Barend_Pek.pdf (дата обращения: 02.06.2017).
5. Petronas FLNG Satu. Engineering and delivering Malaysia's first FLNG [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.technip.com/sites/default/files/technip/fields/publications/attachments/petronas-flng-satu_march.pdf (дата обращения: 13.06.2017).
6. Prelude FLNG – Overview [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.shell.com/promos/prelude-flng-overview-page-as-pdf/_jcr_content.stream/1453492291532/a4cb3918fc1cd6a9bb98b63d46f76069f99a6ee35dc6fd438ef81527206416d0/prelude-flng-overview.pdf (дата обращения: 13.06.2017).
7. Прибрежные заводы СПГ на бетонных ОГТ. Эффективные решения для монетизации газа в Арктике и других удаленных районах // Мат-лы конгресса СПГ-2015. Москва, 31 марта – 2 апреля 2015 г.

REFERENCES

1. World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals as of January 2017. Access mode: http://www.globalnginfo.com/GLNG_Database.aspx (Access date: 02.06.2017).
2. Blume A. GE O&G'17: Snam CEO Foresees LNG Boost From 30 New Markets. Hydrocarbon Processing, 1/31/2017. Access mode: <http://www.hydrocarbonprocessing.com/conference-news/2017/01/ge-og-17-snam-ceo-foresees-lng-boost-from-30-new-markets> (Access date: 13.06.2017).
3. William P. Schmidt et al. Arctic LNG Plant Design Taking Advantage of the Cold Climate. 17th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG 17). 16–19 April, 2013. Houston, Texas, USA. Access mode: <http://www.airproducts.com/~media/Files/PDF/industries/Ing/arctic-Ing-plant-design.pdf> (Access date: 13.06.2017).
4. Pek Barend, Van Der Velde Harry. A High Capacity Floating LNG Design. 17th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG 17). 16–19 April, 2013, Houston, Texas, USA. Access mode: http://www.gastechnology.org/Training/Documents/LNG17-proceedings/12-1-Barend_Pek.pdf (Access date: 02.06.2017).
5. Petronas FLNG Satu. Engineering and delivering Malaysia's first FLNG. Access mode: http://www.technip.com/sites/default/files/technip/fields/publications/attachments/petronas-flng-satu_march.pdf (Access date: 13.06.2017).
6. Prelude FLNG – Overview. Access mode: http://www.shell.com/promos/prelude-flng-overview-page-as-pdf/_jcr_content.stream/1453492291532/a4cb3918fc1cd6a9bb98b63d46f76069f99a6ee35dc6fd438ef81527206416d0/prelude-flng-overview.pdf (Access date: 13.06.2017).
7. In-Shore Liquefied Natural Gas Facilities at Concrete Common-Depth Points. Effective Solutions for the Monetization of Gas in the Arctic Region and other Remote Areas. Materials of the Congress «Liquefied Natural Gas–2015». Moscow, March 31, 2015 – April 2, 2015. (In Russian)



группа компаний
ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ

Консультант №1 в России*

*1-е место в рейтинге
«Консалтинг в области организации производства».
По данным «Эксперт РА» (2004–2010, 2012 гг.)

**УСЛУГИ
СЛУЖБМ
ГЛАВНОГО
ИНЖЕНЕРА**

**Экспертиза
промышленной
безопасности**

Энергоаудит

**Специальная
оценка условий
труда**

Проектирование

**Экологический
аудит**

на правах рекламы

Работаем с предприятиями ПАО «Газпром» с 1998 года



Входит в GCE Group («ДжиСиИ Групп»).
Международный консультант по организации производства

Санкт-Петербург: +7 (812) 334 5984 Москва: +7 (499) 176 8772
www.gce.ru