

Г.К. Лавренченко, А.В. Копытин

Украинская ассоциация производителей технических газов «УА-СИГМА», а/я 271, 65026, г. Одесса, Украина
e-mail: uasigma@paco.net

КРИОГЕННЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПРОИЗВОДСТВА И ОТГРУЗКИ СПГ, ЕГО ПРИЁМА, ХРАНЕНИЯ И РЕГАЗИФИКАЦИИ В СИСТЕМЕ МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛИ

Высокими темпами в мире развивается индустрия, связанная с производством и продажей сжиженного природного газа (СПГ). Производство СПГ осуществляется на 27-ми крупнотоннажных заводах. В стадии строительства находятся ещё 6 заводов и более 20-ти проектируются. Мировой флот СПГ-танкеров для доставки СПГ его покупателям насчитывает 317 судов. Их количество растёт, например, в 2012 г. перевозкой СПГ будут заниматься 369 танкеров. Для приёма СПГ и его регазификации построено 68 терминалов; ведётся строительство 21 терминала, а ещё 40 — проектируются. В статье излагается становление и развитие технологий производства, хранения, морского транспортирования, приёма и регазификации сжиженного природного газа. Приведена структура терминалов по приёму СПГ. Рассмотрены перспективы повышения их эффективности за счёт полезного использования холода СПГ, в частности, для выработки электроэнергии.

Ключевые слова: Сжиженный природный газ (СПГ). Технология производства СПГ. Экспорт-импорт СПГ. Изотермический резервуар. СПГ-хранилище. СПГ-танкер сферического типа. СПГ-танкер мембранного типа. Метановоз. Терминал вдали от берега. Терминал вблизи берега. Хранение и погрузка СПГ. Инфраструктура СПГ-терминала.

Г.К. Lavrenchenko, A.V. Kopytin

CRYOGENIC COMPLEXES OF LNG PRODUCTION AND UPLOADING, ITS ACCEPTANCE, STORAGE AND REGASIFICATION IN THE INTERNATIONAL TRADE SYSTEM

There is a high developing rate of liquefied natural gas (LNG) production and sales industry in the world. Twenty-seven large-tonnage plants produce LNG. Six plants are being built and more than 20 plants are being designed. The world fleet of LNG-tankers for LNG delivery to its customers include 317 vessels. Their number is increasing, for example, in 2012 369 tankers will ship LNG. Sixty-eight terminals have been built for LNG acceptance and regasification; 21 terminals are being built and 40 are being designed. The article shows formation and development of production, storage, shipment, acceptance and LNG regasification technologies. The structure of LNG accepting terminals has been given. Prospects of their efficiency increase at the expense of useful application of LNG cold for power generation have been considered.

Keywords: Liquefied natural gas (LNG). LNG production technology. LNG export-import. Refrigerated tank. LNG-storage. LNG-tanker of spherical type. LNG-tanker of membrane type. Methane carrier. Offshore terminal. Onshore terminal. LNG storage and uploading. LNG terminal infrastructure.

1. ВВЕДЕНИЕ

В связи с наблюдаемой тенденцией постоянного увеличения цен на природный газ, для диверсификации его поставок в Украину нужен другой независимый источник. Таким источником может быть приобретаемый в ряде стран сжиженный природный газ (СПГ). Актуальным в связи с этим является разработка и строительство в акватории Чёрного моря тер-

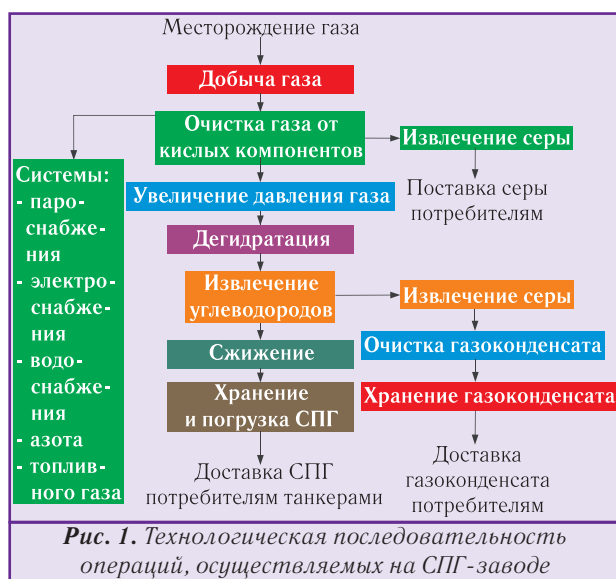
минала по приёму импортного СПГ.

Развитие СПГ-индустрии в Украине осложняется тем, что в стране нет опыта производства и эксплуатации необходимых объектов, отсутствует современная нормативно-техническая база, не проводятся научные исследования в области СПГ-установок. Вместе с тем за рубежом в этой сфере накоплен большой опыт. Поэтому для развития СПГ-технологий в Украине необходимо его изучение и анализ.

Целью данной статьи является ознакомление с зарубежным опытом и технологиями производства, хранения и транспортирования СПГ.

2. СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Сжиженный природный газ — криогенная жидкость, представляющая собой многокомпонентную смесь углеводородов ряда $C_1...C_8$, а также азота N_2 и диоксида углерода CO_2 с преобладающим содержанием метана CH_4 , температура нормального кипения которого 111,66 К. Для производства, хранения и отгрузки СПГ созданы крупные заводы, в большинстве случаев размещаемые в прибрежных морских или океанских зонах. Возможно их сооружение и на морских платформах. Технологическая последовательность операций на типичном СПГ-заводе представлена на рис. 1.



Сырьевой газ до сжижения должен быть очищен от водяного пара, CO_2 и сернистых соединений. Первоначальное удаление кислых газов осуществляется с использованием той же технологии, что и при традиционной обработке природного газа. Окончательная очистка обычно производится чаще всего при пропускании газа через многослойные молекулярные сита. Отделение CO_2 и сернистых соединений происходит в промывной колонне.

При длительной эксплуатации газовых месторождений качество добываемого природного газа постоянно ухудшается. Тогда как требования к его качеству, наоборот, постоянно растут, особенно, в тех случаях, когда он направляется на сжижение. Тонкая очистка газа от следовых примесей, например, от CO_2 , ртути, приобретает всё большее значение, наряду с давно стоящей задачей осушки и очистки от H_2S и CO_2 . Для этих целей в настоящее время на Ближнем Востоке сооружаются установки, в которых используется процесс «OMNISULF».

Процесс «OMNISULF» включает в себя несколько ключевых технологий. Кислые компоненты удаляются по технологии «AMDEA» (фирма «BASF»). Далее очищенный газ направляется на установку «Dual MR», где с помощью цеолитов 13X освобождается от влаги и меркаптанов (технология «Zeochem»).

Если необходимо, далее газ поступает на очистку от ртути пропитанным активированным углём. Все газовые потоки, содержащие серу, подаются на установку «Клаус». Для повышения коэффициента извлечения серы установка «Клаус» дополняется установкой очистки отходящих газов (технология «Lurgi»). Отбросные газы перед сбросом в атмосферу дожигают. После удаления примесей природный газ должен быть сжат, охлаждён и сжижен.

Снижение внутренней энергии при охлаждении осуществляется одним из двух способов: либо сжатый газ подвергается дросселированию и его температура понижается вследствие проявления эффекта Джоуля-Томсона, либо он расширяется с совершением внешней работы в турбодетандере-двигателе. Сжижение газа возможно лишь при охлаждении его до температуры насыщения, соответствующей давлению получаемого СПГ.

Комплексы сжижения природного газа, включающие установки сжижения газа, изотермические хранилища и регазификаторы, изначально рассматривались как эффективное средство регулирования пиковых нагрузок газопотребления. Впервые такие комплексы появились в США и Канаде.

Для сжижения газа в конце 70-ых годов прошлого столетия применялись три основных термодинамических цикла:

- стандартный каскадный с использованием нескольких ступеней внешнего охлаждения;
- модифицированный каскадный, предусматривающий комбинированное охлаждение во внешнем контуре и самоохлаждение;
- расширительный, при котором охлаждение производится в процессе расширения газа, находившегося под высоким давлением, при прохождении его через турбодетандер с совершением работы.

Классический каскадный цикл на чистых холодильных агентах применён на первом заводе сжижения газа, построенном в Алжире в 1964-65 гг. (рис. 2). Выбор цикла был обусловлен сравнительной простотой и хорошей его изученностью, позволяющей рассчитать все элементы криогенной установки с высокой степенью точности. Установка представляет собой совокупность трёх индивидуальных циркуляционных контуров, вырабатывающих холод на различных ступенчато-понижающихся температурных уровнях. В каждом контуре используется чистый однокомпонентный холодильный агент. Указанная схема была реализована также на заводе сжижения в Кенае. Применение классического каскадного цикла ограничилось первыми двумя заводами сжижения газа в г. Арзеве (Алжир), г. Кенае (Аляска) и несколькими СПГ-установками для покрытия пиковых нагрузок газопотребления.

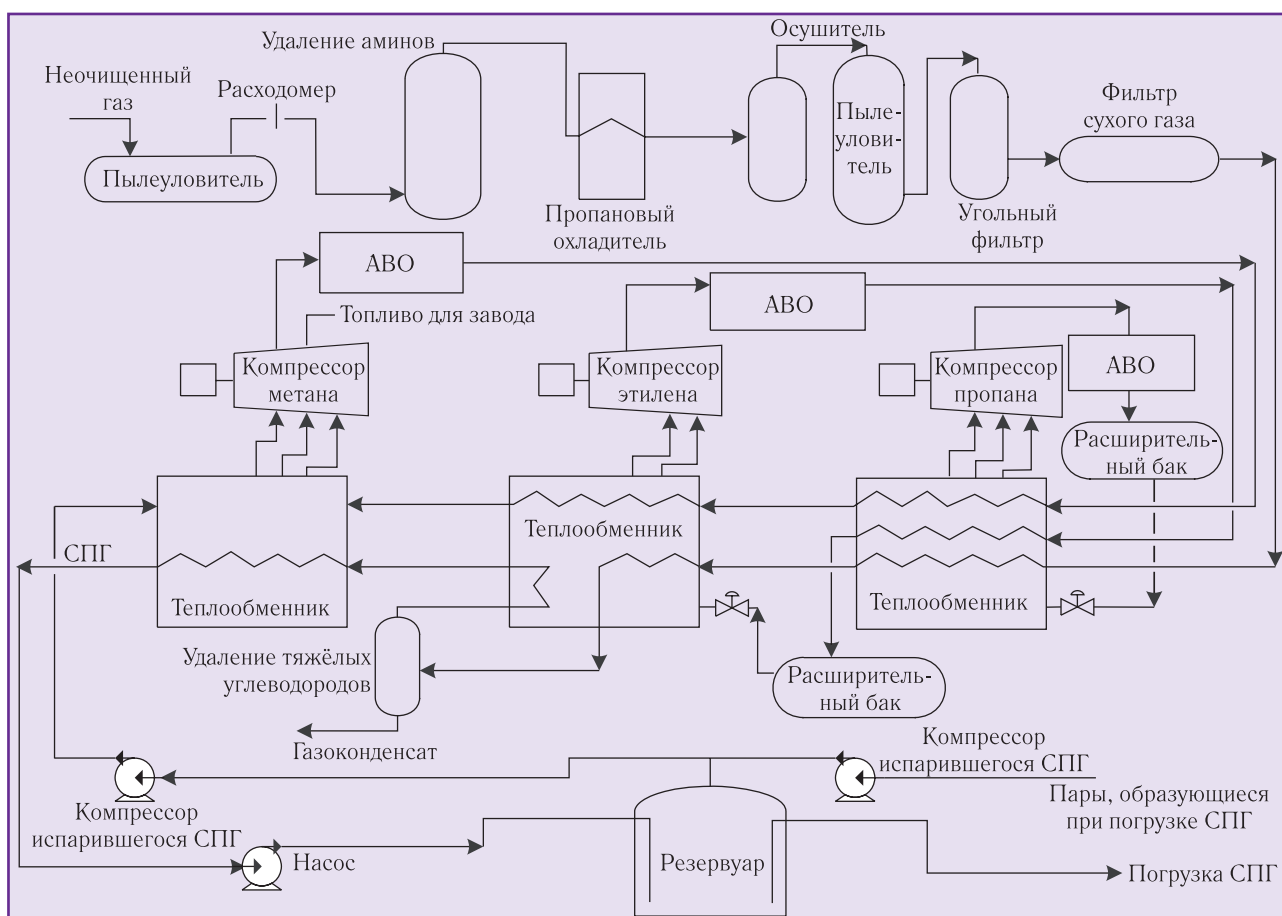


Рис. 2. СПГ-установка, использующая каскадный процесс фирмы «Phillips» (АВО — агрегат воздушного охлаждения)

Существенными недостатками технологии сжижения газа, реализованной на первых двух заводах и на нескольких мелких установках, построенных в 60-ых гг. прошлого века, является наличие разнотипных по характеристикам и мощности компрессорных агрегатов, большое число теплообменников и, как следствие, разветвлённая система коммуникаций. По данным французской фирмы «Air Liquide», капиталовложения в систему коммуникаций (трубопроводов обвязки) завода сжижения в г. Арзеве составили более 25 % от общей стоимости завода. В связи с этим усилия исследователей и проектантов были направлены на разработку технологий, позволяющих уменьшить количество единиц компрессорного оборудования, сократить число теплообменных аппаратов, а также протяжённость и металлоёмкость технологических трубопроводов.

Решение, удовлетворяющее всем перечисленным требованиям, было впервые найдено д.т.н., профессором А.П. Клименко, который, задолго до строительства завода сжижения газа в Алжире, разработал (1956 г.) новую эффективную технологию сжижения газа на основе однопоточного холодильного цикла [1]. Эти схемы нашли широкое применение за рубежом. Сущность предложенной технологии заключается в использовании многокомпонентной смеси углеводородов (от бутанов до метана) с азотом в качестве рабочего тела холодильной установки, обеспечивающей требуемый для ожижения природного газа характер

выработки холода. Сжатие многокомпонентного холодильного агента производится в одном компрессоре. В модифицированном однопоточном цикле смешанный хладагент представляет собой смесь циркулирующих в контуре азота, метана, этана, пропана и бутанов. Преимущества этой технологии, основанной на использовании однопоточных холодильных циклов, оказались столь значительными, что все последующие заводы сжижения природного газа были реализованы с применением различных модификаций этого цикла [2].

Очередной ступенью совершенствования технологии сжижения явился предложенный французскими фирмами «Air Liquide» и «Technip» так называемый процесс «Теаларк с двумя степенями давления». Отличительная особенность процесса — наличие двух групп теплообменных аппаратов, одна из которых используется для извлечения из природного газа хладагентов, а другая — для охлаждения и сжижения природного газа. На базе процесса «Теаларк с двумя степенями давления» был построен технологический цикл завода сжижения газа в г. Скижде (Алжир, 1972-73 гг.).

Опыт эксплуатации завода подтвердил высокую эффективность процесса, его хорошую управляемость и обоснованность выбора принципа регулирования (поддержания оптимального режима работы) блока сжижения газа. Однако совершенствование циклов и схем сжижения СПГ продолжалось. Перспективное решение, обеспечивающее повышение

термодинамической эффективности цикла на многокомпонентном хладагенте, было предложено американской фирмой «Air Products». Оно заключалось во введении дополнительного пропанового контура, обеспечивающего предварительное охлаждение многокомпонентного хладагента и природного газа. Дальнейшие усовершенствования не прекращались. Для предварительного охлаждения рекомендовалось использовать пропан-этановую смесь вместо чистого пропана (предложение фирм «Linde» и «Tealurk»). Термодинамическая эффективность этих циклов выше, чем у классического каскадного и однопоточного циклов. Начиная с 1971 г., все крупные заводы СПГ стали строиться на основе процессов со смешанными агентами и предложенными их улучшениями.

Объединение двух систем смешанного хладагента и модульных теплообменников с ребристыми пластинами в общую крупную линию охлаждения позволяет сократить капиталовложения и эксплуатационные затраты в сравнении с системами, использующими однокомпонентные хладагенты или имеющими несколько линий охлаждения, подключённых к общему сжижающему теплообменнику. Фирмой «Axens» был разработан цикл на двух смешанных холодильных агентах «Liquefin». Детальные исследования, которые провели международные нефтяные и проектно-строительные фирмы, сравнивая обычные (мощностью 4,5-8 млн. т/год) линии сжижения на смешанном хладагенте с пропаном и высшими углеводородами с системами сжижения природного газа «Liquefin», показали, что последние характеризуются сниженными на 15-20 % удельными капиталовложениями.

Дальнейшим развитием технологий сжижения природного газа является схема процесса «MCR» фирмы «Air Products and Chemicals, Inc.», которая изображена на рис. 3.

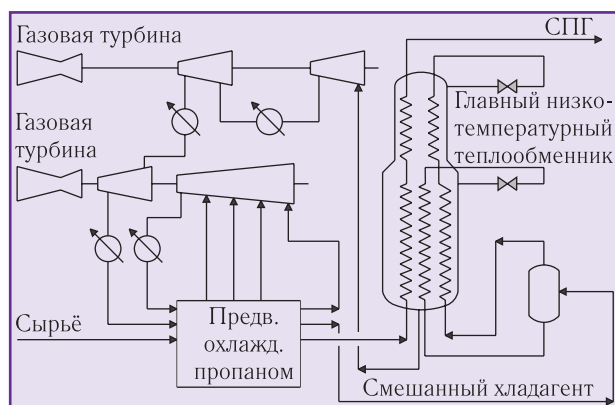


Рис. 3. Технологическая схема реализации процесса «MCR»

Процесс «MCR» включает стадию подготовки газа, за которой следует сжижение с использованием охлаждения хладагентом, содержащим смесь компонентов (mixed component refrigerant — MCR). Чаще всего применяется процесс «MCR» с предварительным охлаждением смесью пропана с другими углеводородами (C₃-MR). Многоступенчатая система

охлаждения пропаном обеспечивает предварительное охлаждение смешанного хладагента и исходного природного газа. Систему можно проектировать с паровыми турбинами, промышленными газовыми турбинами и/или электроприводом. Процессы «MCR» фирмы «Air Products» относятся к самым широко используемым в мире циклам получения СПГ. В разных странах действуют или находятся в стадии строительства более 60 линий получения СПГ на основе процесса «MCR».

Позже был разработан способ «Dual MR» (цикл на двух смешанных хладагентах). Предварительное охлаждение природного газа и частичная конденсация второго смешанного хладагента осуществляются так же, как и в технологии «Liquefin». Разделение в сепараторе второго хладагента на два потока и их дальнейшее дросселирование выполняются подобно тому, как это делается в технологии «MCR».

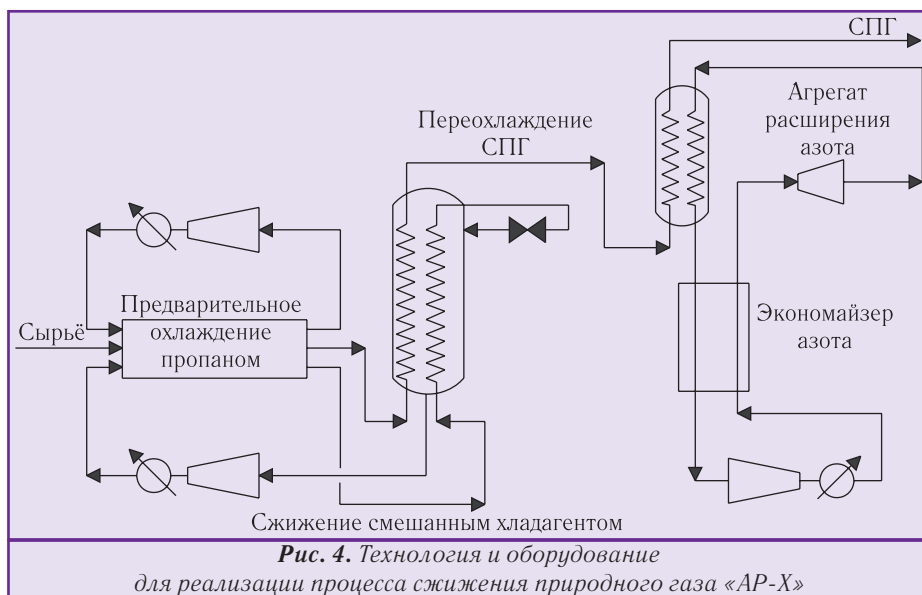
Дальнейшее совершенствование схем со смешанным хладагентом — технологическая схема сжижения природного газа с использованием холодильного цикла «Priso» фирмы «Black and Veatch Corp.» на многокомпонентном хладагенте при транспортировании и/или хранении СПГ. Область применения данной технологии — от крупных установок до небольших для снятия пиковых нагрузок. В настоящее время работают 12 установок и ещё 4 установки разрабатываются. Мощности установок в пределах 113 тыс. м³/сут — 5,1 млн. м³/сут.

Процесс «LNG-PRO» фирм «Randail Gas Technologies» и «ABB Lummus Global, Inc.» позволяет осуществлять получение сжиженного газа для его последующего транспортирования или хранения. В процессе используется гибридная схема сжижения природного газа с пропановым турбодетандерным циклом предварительного охлаждения природного газа. Конструктивно установка состоит из отдельных модулей, которые облегчают монтаж оборудования в отдалённых местах или на морских платформах.

Процесс фирмы «Costain Oil, Gas and Process, Ltd» обеспечивает сжижение природного газа на установках разной мощности до 1,4 млн. т/год с использованием цикла со смешанным хладагентом. Он является достаточно экономичным при получении СПГ, так как сочетает в себе разумные капиталовложения с малым потреблением энергии.

Применяемые в схемах теплообменники с ребристыми пластинами позволяют спроектировать высокоэффективную установку. Для установки мощностью 1,4 млн. т/год достижимые суммарные капиталовложения (включая стоимость монтажа) составляют 300 долл. США на 1 т/год. Для небольших установок экономичными могут быть детандерные циклы с азотом или метаном в качестве хладагентов. Детандерные циклы целесообразно использовать в СПГ-установках, создаваемых для морских платформ.

Процесс «AP-X» фирмы «Air Products and Chemicals, Inc.» (рис. 4) представляет собой гибридный пропанового холодильного цикла для предварительного охлаждения и сжижения природного газа и внешнего азотно-



го холодильного цикла для переохлаждения СПГ.

Благодаря сочетанию преимуществ обоих циклов, достигаются высокая эффективность процессов и низкие эксплуатационные затраты. Процесс «AP-X» удовлетворяет потребностям крупномасштабных производств СПГ, так как его можно получать в одной технологической линии. Стоимость выработки СПГ на установке значительно снижается, благодаря ряду достоинств процесса «AP-X». В настоящее время с использованием этого процесса строятся шесть технологических линий, каждая мощностью около 7,8 млн. т/год СПГ.

Детандерные холодильные циклы в настоящее время нашли применение в основном в установках покрытия пиковых нагрузок газопотребления. Особенно эффективны детандерные циклы, работающие по принципу использования перепада между давлением в газопроводе и давлением в газораспределительной сети.

Недостатком указанного варианта является малое значение коэффициента сжижения, составляющее лишь 0,15-0,17 от количества перерабатываемого природного газа. В таких установках требуются большие поверхности теплообменников. Значительное снижение энергозатрат может быть получено, если в схеме предусмотреть повышение давления перерабатываемого газа до 7-8 МПа и предварительное охлаждение потока, направляемого в детандер, с помощью компрессорной холодильной установки. Ограничивающим фактором здесь служит температура начала конденсации детандерного потока.

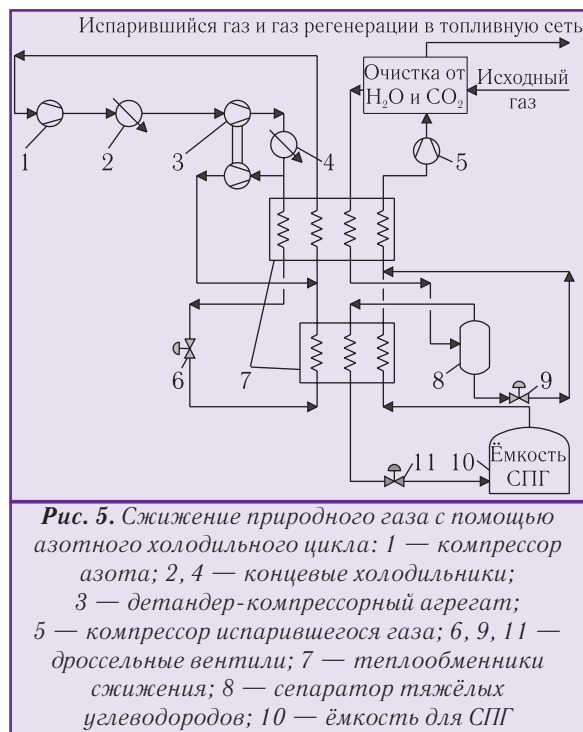
За рубежом разработаны и эксплуатируются в промышленных масштабах турбодетандеры на природном газе высокого давления (до 15 МПа), допускающие конденсацию 20 % весового количества потока непосредственно в расширительной машине. Энергозатраты на сжижение природного газа при использовании эффективных детандерных циклов находятся на таком же уровне, что и в современных каскадных установках. Однако для реализации в крупно-

тоннажных СПГ-установках таких детандерных схем необходима разработка отечественных детандерных агрегатов большой мощности, надёжно и эффективно работающих в области влажного пара. При использовании процесса сжижения с двумя турбодетандерами фирм «Randail Gas Technologies», «ABB Lummus Global, Inc.» можно осуществлять получение СПГ на наземных или морских установках.

Избыточное давление исходного газа должно превышать 5,5 МПа. В зависимости от состава газа по-

требность в электрической мощности составляет 11-16 кВт на 1 т/сут. СПГ.

В последние годы стали уделять внимание разработкам процессов сжижения природного газа с помощью азотных циклов [3]. Процесс фирмы «Air Products and Chemicals, Inc.» обеспечивает сжижение природного газа в установках средней производительности от 5500 до 33000 м³/ч для удовлетворения пиковой потребности в системе распределения газа (см. рис. 5).



Определяющим критерием при выборе технологии является энергоёмкость. Основные же капитальные вложения приходятся на компрессорные агрегаты. Наихудшими показателями характеризуются детандерные процессы и простейшие процессы на сме-

шанных хладагентах. Однако они отличаются простотой, компактностью и малым количеством оборудования. Для выбора той или иной технологии в конкретных случаях необходимо использовать дополнительные критерии, такие как возможность получения из перерабатываемого газа компонентов холодильного агента или доставки их с других предприятий; возможность комплектации установок серийно производимыми компрессорными агрегатами и теплообменными аппаратами для требуемой производительности; простота эксплуатации и др.

По результатам проведённого анализа можно заключить, что практически все рассмотренные технологии (за исключением детандерных и «Prico») характеризуются примерно одинаковым энергопотреблением. В случае производства 3-5 млн. т/год СПГ при создании установок следует учитывать:

- для привода компрессоров могут быть применены газовые турбины;
- для мест с холодным климатом больший эффект достигается на смешанном холодильном агенте с предварительным пропановым охлаждением или в технологии с двумя смешанными холодильными агентами;
- указанные циклы наименее чувствительны к изменению составов смешанных хладагентов;
- минимальными капитальными вложениями характеризуются процессы «Liquefin» и на смешанном холодильном агенте с предварительным пропановым охлаждением.

Производство СПГ непосредственно на месторождении природного газа должно обеспечить меньшие затраты, чем в случае транспортирования природного газа на далеко отстоящую, находящуюся на суше установку для его сжижения.

В 1996 г. компания «Shell» провела исследования по размещению установки по сжижению газа на плавучей барже. Концепция разработки газовых месторождений называется «FLNG» (Floating Liquid Natural Gas — «Плавучий сжиженный природный газ»). Технология «FLNG» создана на основе накопленного опыта эксплуатации установок СПГ на суше и морских плавучих судах по добыче, хранению и отгрузке продукции («FPSO»), а также транспортирования СПГ. Компания «Shell» включилась в работы по проектированию и эксплуатации СПГ-установок на суше более 40 лет назад. Концентрация внимания на альтернативных схемах сжижения природного газа привела к разработке компанией «Shell» процесса «Dual MR» (Dual Mixed Refrigerant — «Двухкомпонентный смешанный хладагент»).

В 2002 г. проектировалась установка мощностью 5 млн. т в год. По предложению «Shell» газ будет обрабатываться, сжижаться и храниться на плавучей установке, а затем перегружаться на метановозы и отправляться на экспорт, минуя сушу.

Другое направление использования СПГ — удовлетворение пикового спроса в тех случаях, когда создаются запасы СПГ на зиму. Новый сектор рынка СПГ — транспортное топливо. Установки сжижения

природного газа для транспортных средств такие же, как и для обеспечения пиковых нагрузок, но ёмкости СПГ для транспорта гораздо меньше, и газ из них чаще отгружается в сжиженном виде, чем в газообразном компримированном.

СПГ-установки для покрытия пиковых нагрузок и получения топлива для транспортных средств сходны по схеме очистки и сжижения, но имеют различия в секциях хранения и отгрузки продукта. Так, СПГ в них хранится в низкотемпературных изотермических резервуарах при атмосферном давлении. В случае необходимости выдаётся насосом высокого давления через испаритель в газопровод.

3. ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПОРТА-ИМПОРТА СПГ

Первый в мире завод для получения сжиженного природного газа начали строить в 1912 г. в Западной Вирджинии (США). Первая партия сжиженного природного газа была получена в 1917 г. Но с развитием технологий трубопроводного транспорта о сжижении природного газа на некоторое время забыли. На основе экспериментов, проводившихся в 1937 г., первое крупномасштабное сжижение природного газа было произведено в Кливленде (штат Огайо) в 1941 г. С середины 1960-ых гг. начинается промышленное производство сжиженного природного газа. Компания «Sonatrach» в Алжире была первым оператором, осуществившим проект сжижения природного газа в Арзеве. Ещё одно преимущество СПГ, которое стало очевидным с развитием технологий транспорта и хранения сжиженного газа, — это то, что СПГ можно было использовать для покрытия пиков потребления газа.

После нефтяного кризиса 1970-ых гг. и резкого роста цен на энергоносители — производство и продажа сжиженного природного газа стали рентабельными. Это дало большой толчок развитию СПГ-индустрии. Она становится отдельной самостоятельной отраслью мировой промышленности. В зарубежных странах создавались и функционировали комплексы в основном двух назначений: комплексы для организации межконтинентальных перевозок газа большой производительности (до 1000 т/ч СПГ) и с большой ёмкостью резервуарного парка (до 300 тыс. м³); комплексы для регулирования пиковых нагрузок газопотребления с малой производительностью (до 20 т/ч СПГ) и с достаточно развитой системой хранения объёмом до 200 тыс. м³. В Советском Союзе процесс получения СПГ был освоен в 1954 г., когда на Московском заводе сжижения природного газа ввели в эксплуатацию установку, рассчитанную на производство 25 тыс. т СПГ в год. Тогда же был успешно проведён комплекс работ по применению СПГ в качестве топлива в автомобильных двигателях. Однако вскоре были открыты крупные месторождения нефти, и проблема использования сжиженного газа потеряла актуальность в СССР. В 1964 г. начались поставки СПГ из Алжира в Великобританию. С тех пор Алжир является одним из главных поставщиков СПГ на мировом рынке.

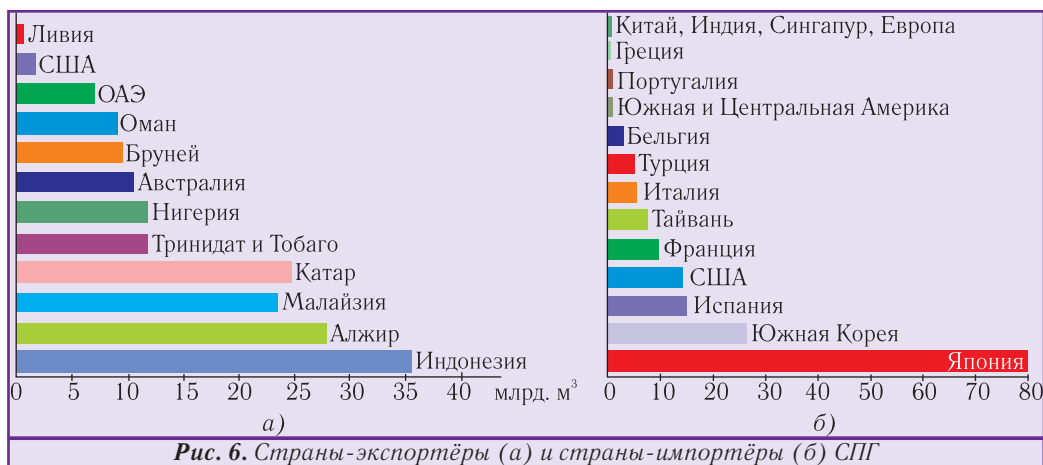


Рис. 6. Страны-экспортёры (а) и страны-импортёры (б) СПГ

По состоянию на ноябрь 2009 г. количество работающих СПГ-установок во всём мире составляет 27 шт., в стадии строительства находятся ещё 6 заводов и планируются к строительству более 20 установок [4,5].

По данным компании «Cheniere Research» [6] производство и потребление СПГ в мире по сравнению с 2007 г. увеличится почти в 2 раза в 2010 г. и составит от 185 до 328 млрд. м³/сут. На рис. 6. показаны основные экспортёры и импортёры СПГ по данным «BMT Marine & Offshore Surveys, Ltd» [7].

Из рис. 6 видно, что наиболее крупными странами-импортёрами СПГ являются Япония, Южная Корея, Тайвань, Испания, США и Франция, а также Италия, Турция, Бельгия и др. К странам-экспортёрам СПГ относятся Индонезия, Катар, Алжир, Малайзия и др.

Технология экспорта-импорта СПГ заключается в следующем. Природный газ добывается на месторождении, очищается от кислых компонентов и подаётся в установку сжижения, в которой имеются резервуары для хранения СПГ. При помощи насосов сжиженный природный газ через систему погрузки-разгрузки перекачивается на морской транспорт — танкеры-метановозы и доставляется потребителю. На приёмных терминалах установлены крупные резервуары хранения СПГ и специальное оборудование, которое позволяет испарить СПГ и далее газ закачать в распределительную трубопроводную систему и доставить потребителям.

4. ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Первое низкотемпературное хранилище сжиженного метана было сооружено в 1939 г. в штате Вирджиния (США). Сжиженный газ хранился в течение четырёх месяцев в горизонтальном цилиндрическом резервуаре ёмкостью около 60 м³. Резервуар был изготовлен из никелевой стали (2 % Ni) и изолирован пробковыми плитами толщиной около 600 мм.

В 1941 г. близ Кливленда (штат Огайо, США) было введено в эксплуатацию низкотемпературное хранилище сжиженного метана, состоявшее из четы-

рёх больших резервуаров общей ёмкостью 15450 м³. Первыми изотермическими резервуарами, появившимися в конце 50-ых годов, были металлические резервуары так называемой «самонесущей» конструкции.

Летом 1964 г. началось строительство станции покрытия пиков неравномерности газопотребления в районе Бирмингема (США). В систему сжижения, хранения и регазификации метана было включено хранилище, ёмкость первой очереди которого составляла 28 тыс. м³ сжиженного метана при температуре хранения — 161 °С.

Идея создания льдогрунтовых хранилищ для сжиженного метана принадлежит *Куперу* (США). Предложенный им тип безопасного хранилища представлял сооружение довольно глубокой выработки (значительно ниже поверхности) с изоляцией стенок грунта паронепроницаемыми листовыми или рулонными материалами.

Вертикальные цилиндрические изотермические резервуары получили наибольшее распространение в мировой практике. Несмотря на то, что при больших объёмах хранилищ подземный способ хранения газов имеет значительные экономические преимущества, наземные резервуары для низкотемпературного хранения газов широко применяют в различных областях техники.

Вертикальные цилиндрические изотермические резервуары классифицируют по следующим признакам:

- по конструктивному исполнению стенок резервуара: одностенные, двустенные, с внутренней мембраной;
- по конструктивному исполнению внутренней крыши: самонесущая, подвесная;
- по типу изоляции: экранная, пористая, засыпная, жёсткая;
- по применяемым материалам: металлические, железобетонные, комбинированные.

Создание изотермических резервуаров мембранной конструкции позволило увеличить полезные объёмы емкостей для хранения сжиженных газов до 130-140 тыс. м³ и более. Ещё один вариант, применяемый для хранения СПГ, — резервуар с замкнутой наружной оболочкой. Конструкция широко применяемого в

рех больших резервуаров общей ёмкостью 15450 м³.

В 1954 г. в Советском Союзе был построен Московский завод сжижения природного газа, на котором предполагалось соорудить два низкотемпературных хранилища: малое (оперативного назначения) и большое для более

мире железобетонного резервуара с замкнутой оболочкой представлена на рис. 7.

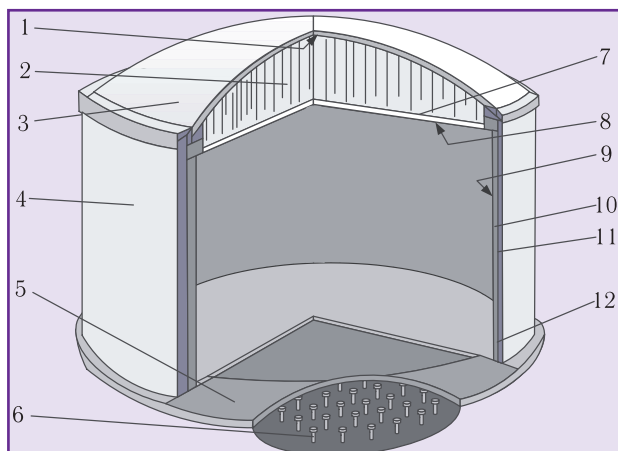


Рис. 7. Железобетонный изотермический резервуар с замкнутой наружной оболочкой: 1 — подкладка крыши; 2 — подвеска; 3 — железобетонная крыша; 4 — боковая стенка из портландцемента; 5 — железобетонная стена основания; 6 — железобетонные сваи; 7 — изоляция крыши; 8 — подвесная платформа; 9 — внутренний корпус; 10 — теплоизоляция стенки резервуара; 11 — подкладка; 12 — вторичная перегородка

Резервуары СПГ с двойной стенкой, внутренний резервуар которых изготовлен из стали с содержанием никеля 9 %, а внешний — из предварительно напряжённого бетона, имеющий обкладку от утечек на внутренней поверхности, бетонную крышу и днище, с системой защиты углов и днища — это эффективное, а также долговечное экономичное решение.

В зарубежной практике наибольшее распространение получили конструкции крыш, собираемые и свариваемые из отдельных элементов на днище резервуара с последующим пневмоподъёмом в проектное положение. В конструкции с самонесущей внутренней крышей избыточное давление газа воспринимается внутренним резервуаром. В межстенное пространство подаётся инертный газ, например, сухой азот, который сушит теплоизоляцию в процессе эксплуатации. Для хранения азота используют специальный газгольдер.

В мировой практике широко распространена также конструкция подвесной плоской крыши. Принципиальное отличие такой конструкции от конструкции с самонесущей внутренней крышей заключается в том, что пары продукта свободно проникают в межстенное пространство через зазор между крышей и стенкой или через специальные отверстия в подвесной крыше.

Многие фирмы, применявшие одностенные резервуары, в настоящее время предпочитают сооружать двустенные конструкции. Это объясняется тем, что относительно высокая первоначальная стоимость двустенных резервуаров окупается значительной экономией эксплуатационных расходов.

Разновидностью наземных изотермических ре-

зервуаров являются металлические вертикальные цилиндрические резервуары, заглубленные в грунт, обычно на высоту корпуса. Это делается по соображениям безопасности для того, чтобы максимальный уровень залива продукта не превышал уровня поверхности земли. Схема заглубленного изотермического резервуара приведена на рис. 8. Его внутренний объём — 200 тыс. м³, высота — 49,2 м, диаметр — 72 м.

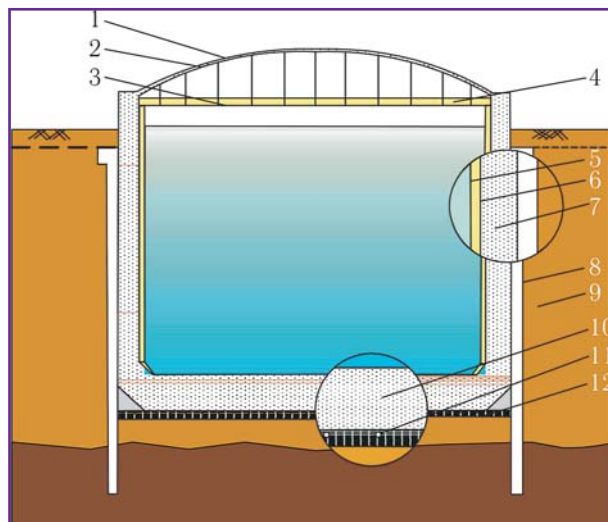


Рис. 8. Схема конструкции заглубленного изотермического резервуара: 1 — железобетонная крыша; 2 — стальная крыша; 3 — подвесная платформа; 4 — теплоизоляция из стекловаты; 5 — твёрдая полиуретановая изоляция; 6 — мембрана из нержавеющей стали, содержащей 18 % Cr и 8 % Ni; 7 — железобетонная стенка; 8 — железобетонная шпунтовая стенка; 9 — боковой подогреватель; 10 — железобетонное дно; 11 — подогреватель основания; 12 — основание из гравия

Различают два типа конструкции заглубленных изотермических резервуаров:

- 1) с подвесной платформой;
- 2) с крышей, имеющей внутреннюю изоляцию.

Заглубленные резервуары принципиально не отличаются от наземных резервуаров открытой установки, но из-за необходимости проведения сложных и трудоёмких земляных работ, устройства специальных фундаментов с дренажем и гидроизоляцией более дороги, хотя вместе с тем более надёжны, особенно в районах с повышенной сейсмичностью. Заглубленные резервуары не нуждаются в обваловании и обязательном пространстве между резервуарами и объектами.

Согласно зарубежному опыту на долю изотермических хранилищ приходится около 50 % суммарных капиталовложений при сооружении комплексов СПГ, что предъявляет повышенные требования к надёжности конструкций хранилищ и технологии их эксплуатации.

Особый интерес представляет доклад [8], в котором подробно рассматривается устройство криогенного резервуара для хранения СПГ. В докладе приводятся европейские нормы и стандарты, по которым

проектируются резервуары для хранения СПГ, показана 3D-модель резервуара и даны детальные чертежи конструкций различных типов хранилищ. Рассмотрены варианты исполнения бетонных стен, а также их упрочнения обмоткой из стальной проволоки для снятия излишка нагрузок на основание конструкции и снижения давления столба жидкости на стенки резервуара. Проектирование выполняется с условием сейсмической устойчивости конструкции. Данные типы хранилищ могут проектироваться и изготавливаться вместимостью от 200 до 300 тыс. м³, что потребуются в ближайшем будущем. Что же касается внутренней бетонной стены хранилища, то в докладе рассматривался вариант её исполнения с использованием никелевой стали. Такой резервуар для хранения СПГ относится к типу РС-9%Ni. Дан расширенный график монтажа и сдачи в эксплуатацию танков вместимостью 154000 м³ СПГ типа РС-РС (с двумя бетонными стенами) и РС-9%Ni по месяцам. Сроки строительства хранилищ составляют 31 и 37 месяцев, соответственно. Проведён также анализ характеристик и сопоставление стоимости указанных резервуаров одинаковой вместимости.

Сделан вывод о том, что резервуар для хранения СПГ типа РС-РС на 5-6 % дешевле в строительстве по отношению к РС-9%Ni и на 6 месяцев быстрее возводится и сдаётся в эксплуатацию.

Отметим, что резервуар для хранения СПГ типа РС-РС является наиболее надёжным и безопасным в настоящее время, но и дорогим (на 25-50 %) по сравнению с одно- или двустенными резервуарами других конструкций.

Компания «KOGAS-Tech» [9] занимается разработкой и строительством наземных хранилищ СПГ большой вместимости (200000 м³) типа РС-9%Ni. Компанией построены 36 хранилищ во всём мире; находятся в строительстве ещё 14 резервуаров СПГ. Свои новые разработки компания применяет для строительства резервуара хранения СПГ в «Tongyong and Pyeongtaek LNG Receiving Terminals». В качестве основных решений можно выделить применение никелевой стали, содержащей 9%Ni в стали внутреннего сосуда хранилища; оптимизацию толщины наружной бетонной стены, составляющей 1200 мм; достижение минимальных величин испарения СПГ при хранении в танке (0,05 % об/сут.); обеспечение рабочего давления до 29 кПа; разработку танков с внутренним диаметром до 84 м и с максимальной скоростью подачи СПГ 11000 м³/ч. При этом проверяются: нагруженность конструкции (её масса); структура бетона, внутреннего стального корпуса, трубопроводов, подвесных металлических сооружений; напряжения в местах крепления, учитывая возникающие линейные расширения при нагреве и охлаждении; наполнение внутреннего резервуара СПГ; рабочее давление в резервуаре; внутренний резервуар вначале гидростатически и затем давлением; установка и обвязка трубопроводов на крыше хранилища; временная нагрузка кровли; перепад температур в крыше, стене, канаве вокруг хранилища, по трубопроводам и др.

Все эти ситуации моделируются при помощи специальных программ и по их результатам принимаются решения о конструктивном исполнении новых резервуаров хранения СПГ.

Стоимость строительства резервуара для хранения СПГ вместимостью 200000 м³ в сравнении с резервуаром на 150000 м³ в будущем будет снижена на 12 %, а стоимость строительной площадки — на 33 %. Благодаря разработанным новым технологическим решениям испарение жидкости в резервуаре снизится на 15 %.

Консорциум «СЕТМА», «Department of Materials and Structures Engineering» и «EnginSoft Mesagne» являются разработчиками программы «LS-DYNA» [10], которая широко используется для проектирования и изготовления СПГ-хранилищ большой ёмкости (более 150000 м³). Данная программа позволяет наглядно в графическом 3D-виде наблюдать за состоянием хранилища СПГ при моделировании определённых ситуаций, таких как землетрясение (сейсмические нагрузки), ветровые и снеговые нагрузки, давление столба жидкости хранимого СПГ на конструкцию резервуара (см. рис. 9) и т.д.

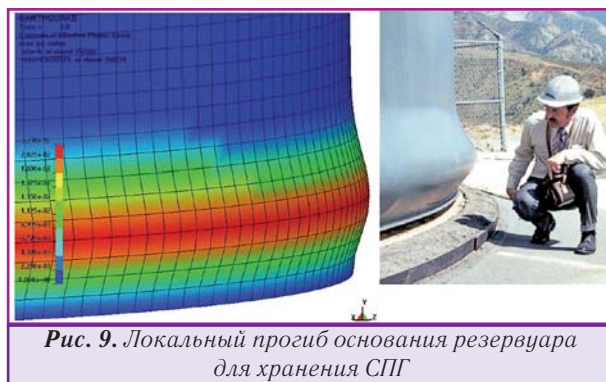


Рис. 9. Локальный прогиб основания резервуара для хранения СПГ

Компания «KOGAS Gas Technology Corporation» («KOGAS-Tech») в своих разработках и проектах по строительству резервуаров для хранения СПГ использует программу «LUSAS» Civil & Structural [11]. Эта программа позволяет моделировать всевозможные нагрузки на СПГ-хранилища и прогнозировать результаты событий: ветровые нагрузки, сейсмические нагрузки, тепловое воздействие.

Компания «Kawasaki Heavy Industries, Ltd» [12] является одной из крупных компаний, занимающихся строительством СПГ-хранилищ и приёмных терминалов. На её счету более 30-ти крупных проектов строительства резервуаров для хранения СПГ различных типов и исполнений. Их сооружение требует больших затрат, например, стоимость одного хранилища СПГ объёмом 85000 м³ (диаметр — 53,7 м, высота — 37,6 м) по состоянию на апрель 1996 г. составляла \$ 46 млн., а резервуара на 140000 м³ (диаметр — 79 м, высота — 28,56 м) — \$ 79 млн.

Специалистами в области проектирования и изготовления резервуаров для хранения СПГ являются также компании «СВ&I» [13] и «Dawidag» [14]. Стоимость резервуаров для хранения СПГ, изготавливаем-

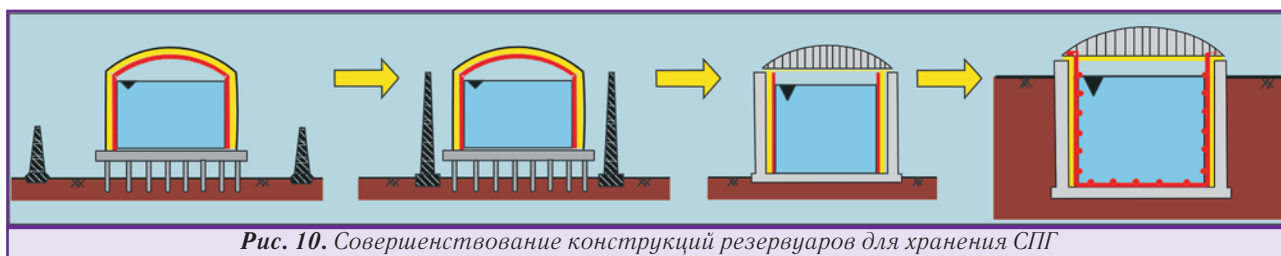


Рис. 10. Совершенствование конструкций резервуаров для хранения СПГ

мых этими компаниями, достигает почти 50 % стоимости терминала для его приёма.

Представление о том, как развивалось исполнение резервуаров для хранения СПГ, даёт рис. 10.

Отметим, что резервуар для хранения СПГ под землёй является более безопасным из всех типов хранилищ, а также не создаёт большую психологическую нагрузку, которая появляется при восприятии наземных крупных резервуаров для хранения СПГ.

5. МОРСКОЕ ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ СПГ

Транспорт природного газа на дальние расстояния может осуществляться тремя способами: по трубопроводам, танкерами для перевозки сжиженного природного газа и судами для перевозки сжатого природного газа.

Наибольшее распространение в первом десятилетии XXI века получили танкеры для перевозки 140000 м³ СПГ. Для межконтинентальных перевозок СПГ на сегодняшний день, в основном, используются танкеры, которые впервые появились в конце 50-ых годов прошлого столетия.

В 1914 г. Г. Кабот запатентовал баржу для перевозки жидкого газа, показав, что транспортировка по воде технически осуществима.

В 1959 г. первый в мире танкер-метановоз «Метан Пионер» — переоборудованное грузовое судно с вместимостью 5000 м³ СПГ, курсировал между Лейк-Чарльзом и Великобританией. Оно имело пять алюминиевых призматических ёмкостей на 7000 баррелей каждая; основание под каждую ёмкость было сделано из дерева бальза, изоляция каждой ёмкости — из фанеры и полиуретана.

В 1997 г. — флот СПГ-танкеров составлял 100 судов. За 50 лет было выпущено более 170 танкеров.

В настоящее время можно выделить три типа танкеров для перевозки СПГ. Они различаются конструкцией ёмкостей для хранения СПГ, которая может быть, как на фото 11, сферической («Moss»), мембранной («Membrane») (см. фото 12) и структурной призматической.

Из всего количества СПГ-танкеров, находящихся в эксплуатации, 40 % из них выполнены с хранилищами сферического типа, из которых 80 % поставляют СПГ в Японию. Другие 60 % СПГ-танкеров в мире относятся к мембранному типу.

По конструктивному типу метановозы представляют собой суда с кормовым расположением машинного отделения и надстройки, двойным дном, с двойными бортами и цистернами изолированного балласта.

Газ, сжиженный при атмосферном давлении, перевозится в термоизолированных и вкладных мембранных и полумембранных танках (мембрана — тонкая металлическая оболочка, опирающаяся через несущую изоляцию на внутреннюю обшивку корпуса).

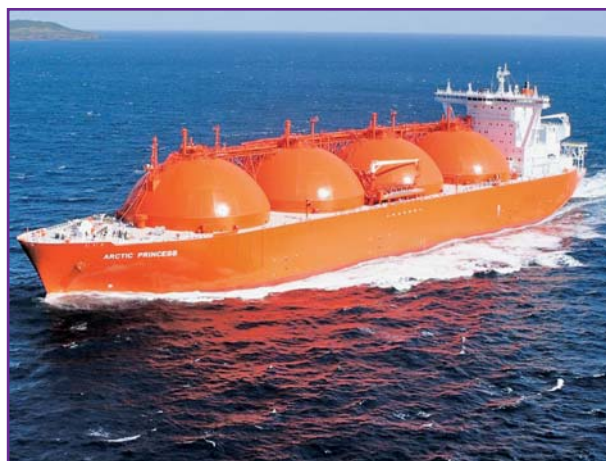


Фото 11. СПГ-танкер с ёмкостями сферического типа



Фото 12. СПГ-танкер с мембранными ёмкостями

Материал танков — алюминиевые сплавы; стали, легированные никелем и хромом; специальные сплавы, например, инвар, содержащий 36 % никеля.

Вкладные танки имеют различную форму, включая сферическую, цилиндрическую и призматическую.

Разгрузка газа, сжиженного при атмосферном давлении, производится судовыми погрузочными насосами, а погрузка — береговыми средствами. Для морской транспортировки СПГ преимущественно используются два типа танкеров со сферическими или цилиндрическими хранилищами (Moss-технологии), а также мембранные.

«Moss»-танкеры имеют отдельные сферические грузовые танки, обычно изготовленные из алюминия,

Таблица 1. Характеристики СПГ-танкеров (по состоянию на август 2009 г.)

Тип	Объём перевозимого СПГ	В эксплуатации			В строительстве					Итого
		2008	2009*	Итого	2009	2010	2011	2012	Итого	
Q-Max	>250 тыс. м ³	5	4	9	3	2	0	0	5	14
Q-Flex	200-250 тыс. м ³	18	7	25	0	4	0	0	4	29
Standard	100-200 тыс. м ³	246	8	254	17	15	9	2	43	297
Small	<100 тыс. м ³	29	0	29	0	0	0	0	0	29
Итого:		298	19	317	20	21	9	2	52	369

Примечание: *) Указаны только танкеры, дополнительно введённые в эксплуатацию в 2009 г.

в которых отсутствуют внутренние конструктивные элементы или переборки. Эти танки поддерживаются металлическими кольцевыми юбками, укреплёнными на экваторе специальным образом, позволяющим сфере свободно расширяться и сжиматься. Танки самостоятельны, независимы и не являются деталями конструкции корпуса корабля.

Мембранные танкеры отличаются от «Moss» тем, что в них используются гибкие стальные мембраны толщиной приблизительно 1 мм для хранения груза. Мембраны окружены изоляционным материалом, прилегающим непосредственно к двойному корпусу корабля, и вес груза передаётся через изоляцию и воспринимается конструкцией корабля. Конструкция содержит основную и вторичную мембраны. Между основной и вторичной мембранами есть теплоизоляция, а между вторичной мембраной и внутренним корпусом корабля — свободное пространство. Это пространство продувается сухим азотом и постоянно контролируется на наличие газа или изменение температуры.

Существуют два основных типа мембранных танкеров. В танкерах проекта «GazTransport» используются плоские пластины из инвара (сплав железа с никелем) для основной мембраны; в танкерах проекта «Technigaz» — гофрированные мембраны из легированной стали.

После многих лет развития конструкций СПГ-танкеров предлагаются более совершенные танкеры с объёмами 200000 м³ и более 266000 м³. Разрабатываются новые виды двигателей для танкеров; некоторые из них уже введены в эксплуатацию. Так, построенное на французской верфи судно имеет дизельный электродвигатель, в котором может сжигаться дизельное топливо или непосредственно испарившийся газ. Сооружаются суда с установками регазификации на борту. Одно такое судно с установкой регазификации уже находится в эксплуатации.

Мировой флот кораблей, перевозящих СПГ, насчитывает более 200 шт. по состоянию на 2007 г. [15]. Прогнозы до 2015 г. показывают, что будет построено ещё более 160 кораблей. Стоимость корабля для перевозки СПГ варьируется от \$ 130 до 240 млн. в зависимости от его вместимости и типа исполнения резервуаров хранения СПГ. Срок постройки метановоза 2-3 года.

По типу вместимости кораблей, перевозящие СПГ, подразделяются на категории, которые указаны в табл. 1 [16].

Из табл. 1 видно, что в настоящее время в наличии имеются 317 СПГ-танкеров и в строительстве на-

ходятся ещё 52 корабля. К 2012 г. общее количество танкеров, перевозящих СПГ, составит 369 шт.

Темпы роста СПГ-кораблестроения подтверждает и рис. 13 [5].

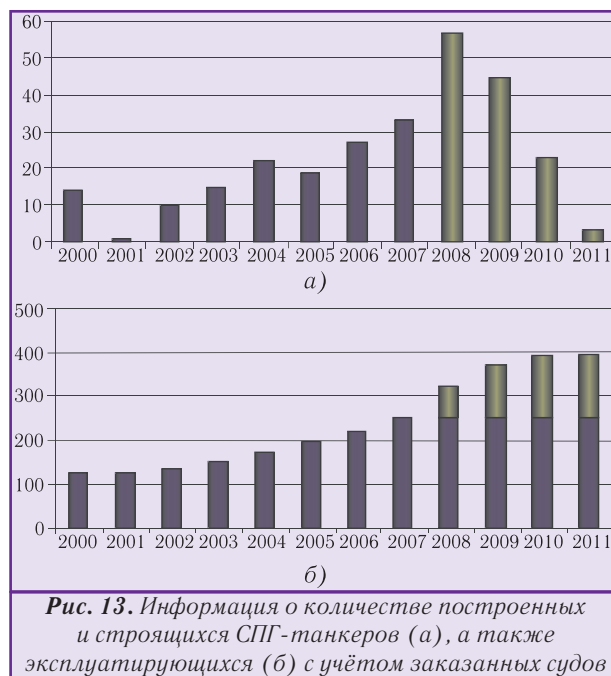


Рис. 13. Информация о количестве построенных и строящихся СПГ-танкеров (а), а также эксплуатирующихся (б) с учётом заказанных судов

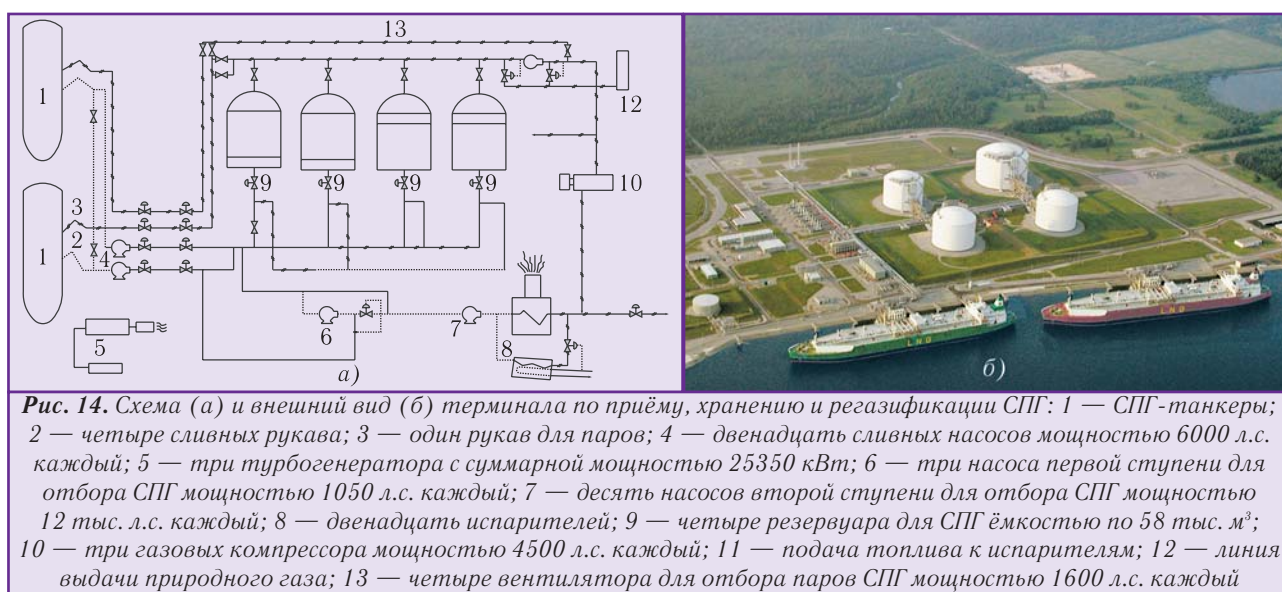
Наблюдается существенный рост грузоподъёмности СПГ-танкеров. Суммарная вместимость всех СПГ-танкеров по состоянию на 2007 г. — 32 млн. м³; 2011 г. — 78 млн. м³.

Более чем в 2 раза увеличивается грузооборот СПГ в мире, о чём также свидетельствует информация о строительстве новых СПГ-установок и экспортно-импортных терминалов.

В настоящее время ведутся новые разработки мембранных СПГ-танкеров вместимостью 220 тыс. м³ для STX Eufore [17]. Новые танкеры будут характеризоваться следующими техническими показателями: длина — 319,2 м; ширина — 50 м; высота — 59 м; водоизмещение — 105400 т; вместимость СПГ — 220340 м³; количество винтов — 2; диаметр винта — 4,5 м; мощность дизельного двигателя — 51300 кВт.

6. АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕРМИНАЛОВ ПО ПРИЁМУ СПГ

Типовой терминал по приёму СПГ состоит из причала, расположенного на берегу или на некотором



удалении от него, системы разгрузки СПГ-танкеров, резервуаров для хранения СПГ, насосов низкого и высокого давлений, компрессоров для паров СПГ, реконденсационной установки, испарителей СПГ, системы аварийного энергоснабжения, пожаротушения, охраны, подстанции, азотной установки, хозяйственных, бытовых, рабочих и административных помещений, лаборатории, газораспределительной и измерительной станции, ограждения, рвов безопасности и подъездной дороги.

На приёмных терминалах установлено специальное оборудование, которое позволяет регазифицировать СПГ, подать газы в распределительную трубопроводную систему и доставить потребителям. Терминалы работают круглосуточно, за исключением времени планово-предупредительных ремонтов. Регазификация СПГ осуществляется по схеме, изображённой на рис. 14.

До подачи в обычную газопроводную сеть СПГ должен быть регазифицирован с целью перевода его в первоначальное газообразное состояние и обеспечения давления, равного давлению в газопроводе. Обычно это достигается либо нагревом СПГ за счёт тепла морской воды или воздуха, либо за счёт тепла, образующегося в результате сжигания части СПГ или другого топлива. Модификацией системы регазификации, работающей с применением промежуточного теплоносителя, является водяная баня, через которую проходят трубы СПГ. Нагрев бани производится погружным нагревателем. Применяются также различные комбинации этих систем.

После регазификации газ поступает в распределительную сеть (магистральный газопровод, хранилище газа, объекты химии и т.д.). Также СПГ можно отгружать непосредственно в автомобильные криогенные полуприцепы для его дальнейшего распространения (дистрибуции) и расширения инфра-

структуры его применения.

В настоящее время в состав новых терминалов, планируемых к строительству, включают энергетические установки, с помощью которых эффективно используется холод СПГ для выработки электроэнергии в паротурбинных либо газотурбинных циклах.

По береговому исполнению терминалы подразделяются на «оффшорные» (вдали от берега) и «оншорные» (береговые, вблизи побережья). Внешние виды «оффшорного» и «оншорного» терминалов показаны на фото 15.

Первый оффшорный приёмный СПГ-терминал был построен в мексиканском заливе [18]. В настоящее время в мире начитывается более 7-ми таких терминалов. Особенностью таких терминалов является то, что корабль не подходит к берегу, и разгрузка СПГ поэтому происходит прямо в море. По трубопроводу, находящемуся под водой и землёй, СПГ поступает в приёмные хранилища, расположенные на берегу, или же сразу регазифицируется на судне и подаётся в виде газа под давлением.

На фото 16 показано, как СПГ из танкера разгружается у причала при помощи разгрузочной системы и затем подаётся в хранилища, которые имеют свои криогенные насосы.

Испарившиеся пары из резервуара во время разгрузки судна поступают по обратной линии на корабль, затем компрессором направляются в установку по реконденсации паров СПГ и далее в виде СПГ





Фото 16. Внешний вид причала приёмного терминала СПГ (а) и погрузочная / разгрузочная система СПГ (б) с СПГ-рукавами: три рукава для жидкого СПГ, один — для возврата паров, образующихся при вскипании СПГ

— в насос высокого давления. Пары СПГ, которые образовались при его транспортировании из резервуара по трубопроводам, также подаются в реконденсационную установку для их последующего ожижения. Из хранилища СПГ при помощи насоса низкого давления (погружной насос, находящийся внутри хранилища) нагнетается по трубопроводам к насосу высокого давления. Насос высокого давления сжимает СПГ до давления 7,5-10 МПа и подаёт в испаритель; далее — на измерительную станцию и в газопровод потребителю.

Испарители СПГ высокого давления по конструктивному исполнению подразделяют на: трубчатые испарители, работающие на морской воде; испарители открытого типа ORV, работающие также на морской воде; испарители закрытого типа SCV, использующие теплоту сгорания природного газа.

Специалистами в области проектирования и из-



Фото 17. Береговой приёмный СПГ-терминал «Rabaska LNG terminal»: 1 — помещение охраны; 2 — административные здания; 3 — рабочие помещения и товарные склады; 4 — пожарная станция; 5 — центральный пульт управления; 6 — лаборатория; 7 — хранилища воды и насосы для пожаротушения; 8 — коммунальные сооружения; 9 — основная подстанция (две линии по 230 кВ); 10 — установка по производству азота; 11 — газораспределительная станция; 12 — испарители; 13 — насосы низкого и высокого давлений; 14 — компрессор испарившихся паров СПГ; 15 — два надёжных двустенных бетонных резервуара хранения СПГ вместимостью по 160000 м³ каждый; 16 — водохранилище местного стока (длина 150 м, ширина 150 м, глубина 10 м); 17 — труба с горящим факелом; 18 — бассейн для испытаний; 19 — измерительная станция; 20 — рабочий коридор (расположение и сборка трубопроводов); 21 — береговые средства обслуживания; 22 — причал; 23 — система укрытия (защитный вал); 24 — оградительный ров (траншея); 25 — туннель под дорогой; 26 — подъездная дорога к терминалу

готовления различных типов испарителей СПГ является компания «Tokyo Gas» [19] и фирма «Сгупогт» [20,21].

В качестве примера рассмотрим структуру берегового СПГ-терминала «Rabaska LNG terminal» [22], который изображён на фото 17.

Кратко изложим основные требования, относящиеся к терминалам по приёму СПГ:

- типовая система разгрузки СПГ должна быть рассчитана на приём метановозов вместимостью от 87000 до 145000 м³;

- насосы, входящие в систему разгрузки кораблей, должны иметь производительность от 10000 до 12000 м³/ч, чтобы время разгрузки судна вместимостью, например, 135000 м³, составляло от 12 до 14 ч;

- насосы СПГ низкого давления должны работать в диапазоне давлений от 0,1 до 1 МПа;

- давление нагнетания насосов высокого давления должно быть не менее 8 МПа;

- производительность одного испарителя СПГ должна быть не менее 120 т/ч.

Кроме, этого при строительстве СПГ-терминалов необходимо пользоваться услугами специализированных компаний, которые способны обеспечить

строительство терминала «под ключ».

Компания «King & Spalding» является одной из крупных адвокатских (юридических) компаний, занимающихся СПГ-бизнесом. Она проводит экспертизы проектов строительства экспортных СПГ-терминалов, связанных с ожижением СПГ, а также технологии морского транспортирования, разработки и создания импортных СПГ-терминалов в Европе [23]. В экспертизу входят следующие основные пункты: коммерческая производительность терминала; портовое размещение терминала; регулирование санкций и разрешений на строительство; мероприятия, связанные с инжинирингом, закупками и поставками конструкций; финансирование проекта и мн. др.

В качестве примера приведём краткую информацию по строительству импортного СПГ-терминала в Свиноуице (Swinoujście), Польша [8,24]: разработчик терминала — компания «PGNiG»; ёмкость хранения СПГ — 2100000 м³; выходная производительность — 3-5 млрд. м³; планируемая дата начала строительства — 4 кв. 2010 г.; дата окончания строительства — 2014 г.; стоимость терминала — 400 млн. евро; поставки СПГ — из Алжира, Египта, Ливии, Нигерии, Норвегии и Катара.

Общее количество действующих, строящихся, законсервированных или демонтированных приёмных терминалов для СПГ в мире составляет около 90 (68 действующих регазификационных терминалов, 21 терминал находится в стадии строительства и ещё 40 терминалов проектируются). Основное количество терминалов (более 30) размещено в Японии, причём в стадии строительства там находятся ещё несколько терминалов.

Объёмы криогенных хранилищ СПГ, расположенных на действующих терминалах, составляют от 36 тыс. м³ до 2,66 млн. м³. Регазификационные мощности терминалов обеспечивают подачу от 0,3 до 110 млн. м³/сут. природного газа в магистральные трубопроводы или же на расположенные рядом с терминалами тепловые электростанции.

Средняя стоимость одного нового терминала для приёмки, хранения и регазификации СПГ составляет около 800 млн. долл. Основные составляющие стоимости строительства терминала по приёму СПГ оказываются следующими: причал — 11 %; СПГ-хранилище — 45 %; технологическое оборудование — 24 %; вспомогательное оборудование — 16 %; основные строения — 4 %.

7. БЕЗОПАСНОСТЬ ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ СПГ

Эти показатели зависят от многих факторов, которые воздействуют как на сам СПГ, так и на все конструкции, с которыми он соприкасается либо может соприкоснуться. В связи с этим были разработаны правила, нормы и требования, предъявляемые к СПГ при его производстве, хранении и транспортировании. Выполнение этих требований позволит избежать аварий и несчастных случаев. Кратко проанализи-

зируем несколько информационных источников.

Так, в статье [25] рассматриваются вопросы безопасного хранения СПГ, связанные с расположением факелов горения сбросного газа; определено безопасное расстояние факела от кровли резервуаров. Также указаны возможные воздействия повышенных температур на характеристики материалов, применяемых при создании резервуаров СПГ. Приведена математическая модель резервуара, позволяющая определить изменение градиента температуры при утечке СПГ в секциях стены резервуара. Построены графики временной зависимости от градиента температур для кровли хранилища, а также внутренней и наружной бетонных стен резервуара. Определена оптимальная, с позиции безопасности, толщина бетонной стены и расстояние между наружной и внутренней стенами резервуара. Приведён список стандартов, норм по проектированию и изготовлению резервуаров для хранения СПГ.

Определение возможных нагрузок на крупные резервуары для хранения СПГ и деформаций при воздействии разнообразных вибраций, которые могут возникать при землетрясениях, изложено в [26]. Авторами рассмотрены различные варианты вибрационных нагрузок на резервуары, установлены наиболее уязвимые элементы и узлы резервуаров, нуждающиеся в дополнительной защите и укреплении. При определении возможных деформаций элементов резервуаров при землетрясениях учитывались местоположение резервуара, его конструкция, степень заполнения, а также тип грунта, на котором он расположен. В результате проведенного анализа рекомендуются области безопасной эксплуатации резервуара для хранения СПГ, оснащённого системой демпфирования вибраций или не имеющего её.

Конструктивные решения, позволяющие до минимума сократить ущерб от проливов СПГ в кольцевое теплоизоляционное пространство, заполненное перлитом или другим теплоизоляционным материалом, между внутренней и наружной стенами резервуара, предложены в работе [27]. Отмечается, что в существующих нормах (BS 7777. Flat-bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low temperature services) нет достаточно чётких указаний относительно защиты наружной бетонной стены резервуара от воздействия криогенных температур при аварийном проливе СПГ в кольцевое пространство резервуара.

Проведённый анализ показал, что при отсутствии тепловой защиты бетонной стены резервуара от возможного воздействия низких температур в ней могут возникать значительные напряжения, превышающие допустимые величины. С другой стороны, авторы указывают на то, что нет необходимости покрывать защитной теплоизоляцией всю внутреннюю поверхность наружной бетонной стены.

Согласно приведённым данным, высота защитного теплоизоляционного слоя должна определяться в каждом конкретном случае в зависимости от объёма кольцевого зазора и свободного от перлита пространства. Как правило, высота защитного теплоизоляционного

Таблица 2. Производство электроэнергии компанией «Osaka Gas»

Название терминала	Способ производства электроэнергии	Выходная мощность	Начало действия
«Senboku 1»	комбинированный газотурбинный цикл	18 МВт (9 МВт, 2 установки)	июль 2002
«Himeji Terminal»		50 МВт	июнь 2004
«Senboku 1 & 2»		1100 МВт (270 МВт, 4 установки)	ноябрь 2009

слоя не превышает 6 м от уровня дна резервуара.

В [28] подробно описаны немногочисленные аварии на объектах, которые, так или иначе, связаны с СПГ. Приведён подробный анализ причин аварий, в том числе, наиболее крупных: в г. Кливленде (США), произошедшей в 1944 г., и в г. Скида (Алжир), случившейся в 2004 г. Кроме этого, в данной работе приведены классификация резервуаров для хранения СПГ и нормы безопасности, которые принимаются во внимание при выборе типа резервуара.

Авторами работы [29] на основе математического моделирования проведён анализ различных причин аварий с участием танкеров для перевозки СПГ. Более подробное изложение возможных последствий аварий танкеров для перевозки СПГ приведено в работе [30]. При этом основное внимание уделено проливу СПГ из танкера на воду. Определялся радиус поражения в результате воспламенения пролившегося СПГ, а также уровень тепловой радиации в кВт на различных расстояниях от потерпевшего аварии танкера. Для этих целей создавались адекватные математические модели, проводились натурные испытания. Этой же тематике посвящена работа [31]. Средства эффективной защиты инфраструктуры СПГ от террористических атак подробно рассмотрены в работе [32].

В отчете «California Energy Commission» [33] проведён сравнительный анализ американских требований к безопасности терминалов по приему СПГ. В частности, рассмотрены канадские, мексиканские, японские и европейские нормы, в том числе: EN 1473. Installation and Equipment for LNG — Design of Onshore Installations; EN 1474. Installation and Equipment for LNG — Design and testing of LNG loading arms; EN 1532. Installation and Equipment for LNG — Ship to Shore Interface. Кроме этого, авторы обращают внимание на методику учёта различного рода природных (землетрясения, ураганы и т.п.) и внешних (аварии на смежных объектах, террористические атаки) рисков.

8. ПЕРСПЕКТИВЫ РАСШИРЕНИЯ ИНФРАСТРУКТУР ТЕРМИНАЛОВ ПО ПРИЁМУ СПГ

Перспективы расширения инфраструктуры приёмного терминала СПГ связаны не только с планируемыми поставками природного газа в газотранспортную систему Украины, но и с полезным использованием холода газификации СПГ, что в свою очередь позволит снизить стоимость подаваемого в магистральную трубу природного газа.

Кратко рассмотрим, как осуществлялось расширение инфраструктуры терминала, предприятия и бизнеса, связанного с газификацией СПГ, на примере

компании «Osaka Gas» (Япония). Эта компания является владельцем СПГ-терминала «Senboku LNG Terminal», который состоит из двух заводов: «Senboku 1» и «Senboku 2». Компания обеспечивает природным газом более 70 % потребителей в области Кансаи (Япония). Приведём краткие показатели компании, достигнутые в определённом секторе развития инфраструктуры СПГ-терминалов.

8.1. Энергетический бизнес (производство электроэнергии на терминале)

На терминалах «Senboku 1» и «Himeji Terminal» установлены заводы небольшой производительности по производству электроэнергии. Компания «Osaka Gas» построила и вводит в эксплуатацию электростанцию мощностью 1100 МВт на приёмном терминале «Senboku LNG Terminal». Это позволяет компании снизить затраты, связанные с постройкой электростанции, а также иметь более высокий коэффициент использования природного газа на месте его разгрузки и хранения. В табл. 2 приведены данные о ГТУ, работающих на СПГ-терминалах компании «Osaka Gas».

8.2. Криогенный энергетический бизнес (производство электроэнергии и продуктов разделения воздуха на терминале)

Данное направление позволяет эффективно использовать эксергию холода природного газа для производства электрической энергии с помощью криогенных циклов. Создаваемое давление СПГ в насосе полезно применяется в турбине, где расширяется газообразный природный газ после его газификации в криогенной установке, вырабатывающей жидкий аргон, кислород и азот.

Использование СПГ для производства электроэнергии и продуктов разделения воздуха, во-первых, снижает стоимость самих установок, входящих в комплекс, во-вторых, позволяет более эффективно преобразовать эксергию природного газа в работу, в-третьих, уменьшает стоимость природного газа для населения.

В табл. 3 в хронологическом порядке дана информация о развитии инфраструктуры на СПГ-терминале компании «Osaka Gas».

Помимо данных, приведённых в табл. 3, холод газификации СПГ ещё полезно используется для охлаждения воздуха, а также воды, которой обеспечиваются энергетические установки и различные теплообменные аппараты.

8.3. Криогенная паротурбинная установка

Выработка электрической энергии производится за счёт расширения пропана в турбине газотурбинной

Таблица 3. История использования холода СПГ на терминале «Senboku LNG Terminal»

70-ые годы	77 г. Воздухоразделительная установка № 1 (Производство холодного воздуха) 79 г. Криогенная паротурбинная установка (Цикл Ренкина на пропане)
80-ые годы	80 г. Установка по ожижению диоксида углерода (CO ₂) 82 г. Криогенная паротурбинная установка (Цикл Ренкина + расширение в турбине) 83 г. Воздухоразделительная установка № 2 (Производство холодного воздуха) 87 г. Использование холода в химической промышленности
90-ые годы	93 г. Воздухоразделительная установка № 3 (получение жидкого воздуха) 97 г. Установка по ожижению испарившихся газов СПГ
00-ые годы	04 г. Энергетический комплекс с каскадным использованием холода СПГ

установки, интегрированной с испарителем СПГ (рис. 18). Для более полной утилизации холода СПГ используется морская вода.

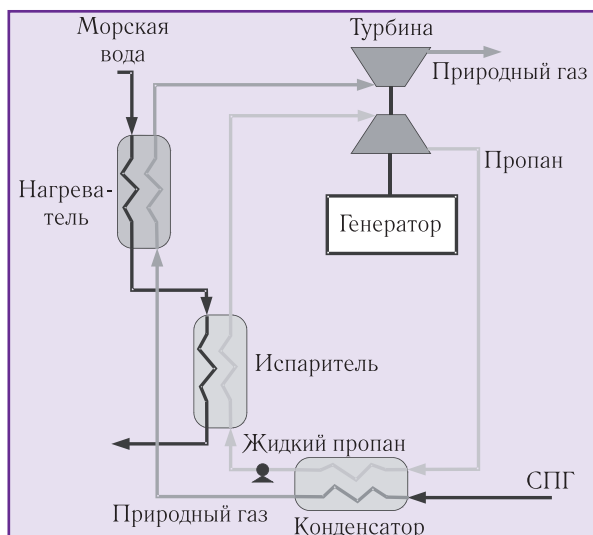


Рис. 18. Криогенная энергетическая установка, в которой используется холод СПГ для конденсации пропана, являющегося рабочим телом паротурбинной установки, и перепад давления природного газа после его регазификации в турбине для выработки дополнительной электрической мощности

8.4. Воздухоразделительная установка

Две воздухоразделительные установки утилизируют холод СПГ. Собственником ВРУ являются компании «Osaka Gas», «Cold Air Products Co. Ltd» и «Cryo Air Co Ltd».

8.5. Установка сжижения паров СПГ при его хранении

Установка по сжижению паров СПГ позволяет снизить затраты энергии от 30 до 60 %, которая обычно расходуется на сжатие природного газа в компрессорах до высокого давления для дальнейшего его сжижения.

8.6. Каскадный процесс производства энергии с помощью утилизации холода СПГ

Если нефтеочистительный и нефтехимический завод расположены рядом с терминалом «Senboku», то береговой промышленный комплекс использует производимую работу в замкнутом контуре, тем самым, развивая эффективно технологии каждого завода, в

частности, и всего комплекса, в целом.

8.7. Ожижитель диоксида углерода

С помощью холода регазификации СПГ ожижается CO₂, который является побочным продуктом производства водорода в аммиачных агрегатах. Диоксид углерода сжимается в компрессорах до 2 МПа, после охлаждается, конденсируется и переохлаждается за счёт холода СПГ до температуры –30 °С. Далее жидкий низкотемпературный диоксид углерода накапливается в изотермической ёмкости, из которой отгружается потребителям. Благодаря применяемой технологии, затраты на конденсацию CO₂ снижены более чем на 10 %.

8.8. Процесс охлаждения бутана

Аналогично CO₂, холод СПГ используется для конденсации и переохлаждения бутана на температурном уровне от –60 до –20 °С. Холодный жидкий бутан направляется на хранение в изотермические ёмкости.

8.9. Водоиспарительная система охлаждения воздуха для газовых турбин (водяные системы охлаждения, производство водяного пара)

Теплота природного газа в области температур от –20 до 10 °С полезно используется как для охлаждения чистой воды, применяемой в системе охлаждения газотурбинных двигателей, так и для производства пара на нужды предприятия.

Много других задач решает компания «Osaka Gas» с помощью эффективного использования холода СПГ, на опыт которой можно положиться при выборе той или иной технологии [34].

Компания «Senboku LNG Terminal» существует более 30 лет. Объём хранимого СПГ составляет 1765000 м³. Производительность испарителей СПГ — 1800 т/ч. Терминал имеет развитую инфраструктуру и бизнес, связанный с утилизацией холода газификации СПГ, включающий: производство жидких кислорода, азота, аргона, диоксида углерода, бутана; использование холода для утилизации других материалов (криозаморозка и разрушение вещества); производство электрической энергии и чистой воды для выработки пара.

Применение опыта данного терминала по приёме и газификации СПГ может стать новым шагом в развитии крупной промышленной инфраструктуры и бизнеса в Украине.

9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время стремительными темпами в мире развивается СПГ-индустрия. Об этом свидетельствуют заказы на строительство в 2010-2014 гг. новых СПГ-установок, экспортно-импортных терминалов, СПГ-танкеров. Всё это свидетельствует о высокой актуальности и своевременности строительства приёмного СПГ-терминала в акватории Чёрного моря на территории Украины.

По состоянию на начало 2010 г. количество работающих СПГ-установок во всём мире составляет 27 шт., в стадии строительства находятся ещё 6 заводов и планируются к строительству более 20. Таким образом, количество СПГ-установок в течение ближайших трёх лет увеличится в 2 раза. Аналогичные темпы строительства наблюдаются также и в кораблестроении. Мировой флот СПГ-танкеров насчитывает 317 кораблей, из которых 40 % СПГ-танкеров выполнены с хранилищами СПГ сферического типа, другие 60 % — мембранного типа. В строительстве находятся ещё 52 корабля, из которых: 82 % — танкеры вместимостью от 100 до 200 тыс. м³, 8 % — вместимостью 200-250 тыс. м³ и 10 % — более 250 тыс. м³. Наиболее распространены танкеры для перевозки СПГ объёмом 140000 м³. К 2012 г. общее количество танкеров, перевозящих СПГ, достигнет 369 шт. Суммарная вместимость всех СПГ-танкеров по состоянию на 2007 г. составила 32 млн. м³, а в 2012 г. — 78 млн. м³. Более чем в 2 раза увеличивается грузооборот СПГ в мире.

В мире также насчитывается 68 действующих регазификационных СПГ-терминалов, 21 терминал находится в стадии строительства и ещё 40 терминалов проектируются. Итого, к 2015 г. количество импортных СПГ-терминалов увеличится в 2 раза и составит около 130 терминалов.

По береговому исполнению терминалы подразделяются на офшорные (вдали от берега) и оншорные (береговые, вблизи побережья). Особенностью офшорных терминалов является то, что корабль не подходит к берегу, и разгрузка СПГ происходит прямо в море. По трубопроводу, находящемуся под водой и землёй, СПГ поступает в приёмные хранилища, расположенные на берегу.

Типовой оншорный терминал по приёму СПГ состоит из причала, расположенного на берегу или на некотором расстоянии от него, системы разгрузки СПГ-танкеров, резервуаров для хранения СПГ, насосов низкого и высокого давлений, компрессоров для паров СПГ, реконденсационной установки, испарителей СПГ, системы аварийного энергоснабжения, пожаротушения, подстанции, азотной установки и мн. др.

Объёмы криогенных хранилищ СПГ на действующих терминалах составляют от 36 тыс. м³ до 2,66 млн. м³. Наибольшее распространение в мировой практике получили вертикальные цилиндрические изотермические резервуары.

По конструктивному исполнению стенок резервуара они бывают: одностенные, двухстенные, с внутрен-

ней мембраной. По применяемому материалу: металлические, железобетонные, комбинированные.

Наибольшее распространение получили двухстенные железобетонные резервуары, которые являются более безопасными, но и более дорогими на 25-50 % по сравнению с одностенными резервуарами одинаковой ёмкости. Также применяются резервуары большой ёмкости (200 тыс. м³) для подземного хранения СПГ, которые обладают рядом преимуществ: большей безопасностью хранения СПГ, меньшими эксплуатационными затратами, меньшим расстоянием до ближайшего объекта.

Регазификационные мощности терминалов могут обеспечивать подачу от 0,3 до 110 млн. м³/сут. природного газа в магистральные трубопроводы или же на расположенные рядом с терминалами тепловые электростанции.

Ориентировочная стоимость терминала по приёму СПГ составит 200 \$/(т/год). Срок строительства терминала ориентировочно оценивается в 3 года.

Общая стоимость строительства терминала по приёму СПГ распределяется следующим образом: причал — 11 %, СПГ-хранилище — 45 %, технологическое оборудование — 24 %; вспомогательное оборудование — 16 %; основные строения — 4 %.

Перспективы расширения инфраструктуры терминала связаны с полезным использованием холода регазификации СПГ для производства жидких продуктов разделения воздуха, диоксида углерода; для утилизации других материалов (криозаморозка и разрушение вещества); выработки электрической энергии и чистой воды для получения пара. Примером является терминал «Senboku LNG Terminal» (Япония), который существует более 30 лет. Опыт данного терминала по приёму и эффективной регазификации СПГ можно использовать при развитии крупной индустриальной инфраструктуры и бизнеса в Украине.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лавренченко Г.К. Вклад профессора А.П. Клименко и его школы в создание научных основ углеводородных энерготехнологий// Технические газы. — 2009. — № 5. — С. 9-14.
2. Гречко А.Г., Новиков А.И. Мировой рынок сжиженного природного газа// Холодильная техника. — 2009. — № 9. — С. 52-55; № 10. — С. 45-48.
3. Кузьменко И.Ф., Передельский В.А., Довбиш А.Л. Установки сжижения природного газа на базе детандерных азотных циклов// Технические газы. — 2010. — № 2. — С. 39-43.
4. World's LNG Plants and Terminals/ as of November 2009/ www.globallnginfo.com.
5. Carnegie LNG seminar/ Richard K. Eriksen/ Head of LNG Trading & Operations/ StatoilHydro/ Report/ 28 January 2008.
6. Wachovia LNG Conference/ CHENIERE ENERGY, INC./ November 13, 2007.

7. Loss Prevention Through Risk Assessment Surveys of LNG Carriers in Operation, Under Construction, Conversion and Repair/ **K.S. Wang**/ The Principal Surveyor for Japan BMT Marine & Offshore Surveys, Ltd/ bmtmarinerisk.com.
8. **Paul J. Kirkup**. Whessoe's cryogenic double concrete (PC-PC) full containment LNG tank/ [BEng (Hons) CEng MICE]/ Civil & Structural engineering section head.
9. Development of the world's largest above-ground full containment LNG storage tank/ **Young-Myung Yang, Ji-hoon Kim, Heung-Seok Seo, Kangwon Lee, Ihn-Soo Yoon**/ «Korea Gas Technology Corporation»/ 23rd World Gas Conference, Amsterdam 2006.
10. Sloshing response of a LNG storage tank subjected to seismic loading/ **Rosario Dotoli, Daniela Lisi, Danilo Bardaro, Marco Perillo, Massimo Tomasi**/ 6th European LS-DYNA Users' Conference/ P. 173-180.
11. Design and analysis of above-ground full containment LNG storage tanks/ **Hag-Goo Sung**, Civil & Arch Dept Manager, KOGAS Gas Technology Corporation (KOGAS-Tech)/ www.kogas.or.kr.
12. Cryogenic storage tanks and terminals constructed/ Kawasaki heavy industries, LTD.
13. LNG tank project profiles/ Brochure/ CB&I/ www.cbi.com.
14. LNG Storage Technology/ DYWIDAG International GmbH/ www.dywidag-international.com.
15. LNG carrier fleet & deliveries/ Statistics/ LNG world shipping, November/December 2007. — P. 15-17.
16. The Orderbook of LNG Carriers/ Operators and Builders SEC Filings and Web Sites, Clarksons SIN and many others.
17. Move to IMPROVE LNG carrier design/ The Naval Architect, May 2009. — P. 17-19.
18. First offshore LNG receiving terminal in the world/ www.lngplants.com/ExcelerateEnergy.html#Exmar_Excelerate_Energy_LP_Orders_LNGRV.
19. Open RackType LNG Vaporizer (ORV)/ Optimal-design technology for heat transfer tube has created the world's most cost-efficient, high-performing ORV/ Tokyo Gas/ http://www.tokyo-gas.co.jp/Ingtech/chap_03/index.html.
20. SCV — 70 ton/hr LNG 100 barg/ Brochure/ www.cryoonorm.nl.
21. ORV — 180 ton/hr LNG 75 barg/ Brochure/ www.cryoonorm.nl.
22. Rabaska LNG terminal/ www.rabaska.net.
23. LNG in Europe: Overview of European Import Terminals/ King & Spalding/ Brochure/ www.kslaw.com/energy.
24. Building a world of difference/ Black & Veatch Holding Company/ Brochure 04/09/ www.bv.com.
25. Fire hazard possibilities for LNG tanks are investigated by Dywidag/ **Josef Roetzer, Hamish Douglad, Helmut Maurer**/ Dywidag International, Munich, Germany/ www.lngjournal.com.
26. Hazard and Safety Investigations for LNG Tanks. Part 1: Earthquakes/ **Josef Roetzer, Hamish Douglas, and Helmut Maurer**/ LNG journal, July/August 2005. — P. 23-24.
27. Liquid spill hazard investigated for LNG tanks/ **Josef Roetzer, Hamish Douglas, Helmut Maurer**/ LNG journal, October 2006. — P. 33-34.
28. Is the LNG Supply Chain Safe and Environmentally Friendly?/ **David Wood, Saied Mokhtab**/ ROGTEC Magazine/ www.rogtecmagazine.com.
29. Consequences of LNG Marine Incidents/ **R.M. Pitblado, J. Baik, G.J. Hughes, C. Ferro, S.J. Shaw**, Det Norske Veritas (USA) Inc. Presented at a conference held by the Center for Chemical Process Safety (CCPS) in Orlando, Florida June, 2004/ www.energy.ca.gov/lng.
30. Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water, prepared by Sandia National Laboratories, SAND2004-6258, December 2004/ www.energy.ca.gov/lng/documents/2004-12_SANDIA-DOE_RISK_ANALYSIS.
31. Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers; prepared by ABSG Consulting Inc. for the Federal Energy Regulatory Commission under contract number FERC04C40196; May 13, 2004/ www.energy.ca.gov/lng/documents/2004-05_FERC_CONSEQUENCES_ASSESSMENT.
32. Liquefied Natural Gas (LNG) Infrastructure Security: Background and Issues for Congress, Congressional Research Service — Library of Congress. September 9, 2003/ www.energy.ca.gov/lng/documents/CRS_RPT_LNG_INFRA_SECURITY.
33. International and National Efforts to Address the Safety and Security Risks of Importing Liquefied Natural Gas: A Compendium, prepared for the California Energy Commission by Aspen Environmental Group, January 2005/ www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-600-2005-002.
34. Evolution of an LNG Terminal: Senboku Terminal of Osaka Gas/ **Toshiro Otsuka**// 23rd World Gas Conference, Amsterdam 2006.