

## Морская транспортировка природного газа

**С. Эндрю МакИнтош**

*BP Trinidad and Tobago*

*Порт-оф-Спейн, Тринидад и Тобаго*

**Питер Г. Ноубл**

**Джим Роквелл**

*ConocoPhillips*

*Хьюстон, штат Техас, США*

**Карл Д. Рамлахан**

*Atlantic LNG Company of Trinidad and Tobago*

*Пойнт-Фортин, Тринидад и Тобаго*

---

Благодарим за помощь в подготовке данной статьи Мишель Фосс (Университет Техаса в Остине, США) и Патришу Гэнейз (Atlantic LNG, Пойнт-Фортин, Тринидад и Тобаго).

Coselle является товарным знаком компании Sea NG Corporation. Invar является товарным знаком компании Imphy Alloys. Moss является товарным знаком компании Moss Maritime. Optimized Cascade является товарным знаком компании ConocoPhillips.

**Значительные запасы природного газа находятся в удаленных районах, где нет местного рынка и откуда его транспортировка по трубопроводам может оказаться нерентабельной. Все чаще этот газ сжижается и отправляется на приемные терминалы по всему миру. Сжиженный природный газ становится одним из главных экологически чистых энергоносителей с низким уровнем вредных выбросов при сжигании.**



Использование природного газа имеет долгую историю, начавшуюся не позднее 390 г. до н.э., когда в Китае природный газ стали употреблять в качестве топлива при выпаривании соли. За прошедшие с тех пор 2 400 лет область его применения значительно расширилась – от того же простого солеварения до транспортировки через океаны в сжиженном виде. За последние 100 лет природный газ превратился из местного топлива в региональный ресурс, а нынче он готов стать глобальным товаром.

Правда, древние китайцы, римляне и греки использовали газ весьма ограниченно, и такая ситуация сохранялась примерно до 1800 г., когда были изобретены фонари, работающие на светильном газе, получаемом из угля.<sup>1</sup> В начале XX века спрос на природный газ рос, но его потребление оставалось преимущественно местным. Ситуация изменилась вскоре после Второй мировой войны, когда появившиеся в то время технологии позволили строить безопасные и надежные протяженные трубопроводы для транспортировки природного газа.

Когда использование природного газа приобрело региональный характер, диапазон его применения расширился от бытового топлива до нефтехимического сырья и производства электроэнергии. Потребление газа в электроэнергетике за последние 25 лет выросло ввиду создания эффективных газовых турбин и осознания экологических преимуществ, связанных с использованием природного газа. Сегодня на долю электроэнергетики приходится более половины прироста спроса на газ. По оценкам Управления энергетической информации США (US Energy Information Administration) в период с 2002 по 2025 гг. объем потребления газа возрастет на 70%.<sup>2</sup>

Хотя потребление природного газа быстро увеличивается, новые газовые месторождения не всегда радуют их открывателей. Большую часть XX века рынки природного газа были ограничены низкими ценами и избыточным предложением. Газ, который нельзя было продать, сжигался в факелах или закачивался в пласт для вытеснения нефти или поддержания пластового давления.

Но такое отношение к газу изменилось благодаря повышению приоритетности вопросов борьбы с загрязнением окружающей среды.

Природный газ – самое чистое из ископаемых топлив. Потенциальные уровни выбросов серы, азота и твердых частиц при сжигании газа на несколько порядков ниже соответствующих уровней для нефти или угля. Хотя на нефтеперерабатывающих заводах и электростанциях возможно удаление большинства таких выбросов, это

1. В древнем Китае газ транспортировали по бамбуковым трубам от неглубоких скважин до работавших на газе испарителей солевого раствора, Подробнее см.: Kidnay AJ and Parrish WR: *Fundamentals of Natural Gas Processing*. Boca Raton, Florida, USA: Taylor & Francis Group, 2006.

Светильный газ – это горючий газ, получаемый при нагреве угля водяным паром и представляющий собой смесь монооксида углерода, водорода, метана и летучих углеводородов. Подробнее см.: <http://www.123exp-technology.com/t/03884354486/> (данные на 8 июня 2008 г.).

2. Tusiani MD and Shearer G: *LNG*. Tulsa: PennWell Publishing Company, 2007.



требует повышенных затрат энергии и капитальных вложений. Помимо низких уровней выбросов загрязняющих веществ при сгорании газа образуется намного меньше парниковых газов. Так, выбросы углекислого газа на 40 и 80% ниже, чем для нефти и угля соответственно (по энергосодержанию).<sup>3</sup>

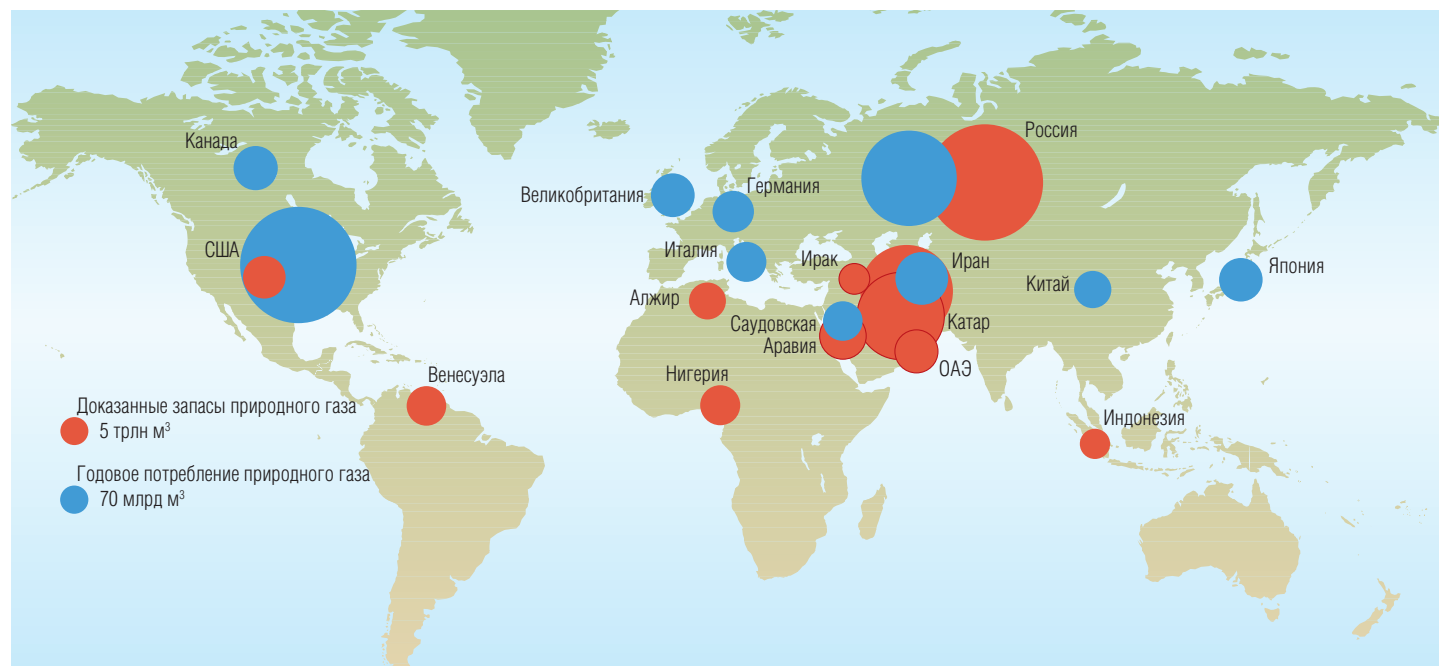
За эти благоприятные экологические характеристики природный газ называют топливом будущего, и сегодня он используется в качестве энергоносителя наравне с углем.<sup>4</sup> Этот статус должен быть подкреплен сглаживанием несоответствия между местами добычи и потребления газа (рис. 1).<sup>5</sup> От 60 до 70% мировых запасов газа находится на территории 6 стран, причем более половины этого объема – в Иране и России.<sup>6</sup> С другой стороны, почти 50% газа потребляется в США и странах Евросоюза.<sup>7</sup> Несоответствие между местами потребления и нахождения запасов газа дополняется тем фактом, что около 60% его запасов считаются трудноизвлекаемыми.<sup>8</sup> Для этого газа нет местных рынков сбыта, а его транспортировка по трубопроводам нерентабельна.

Для районов, откуда газ из трудноизвлекаемых запасов не может быть транспортирован по трубопроводам, существует лишь ограниченное число альтернатив его использования. Одной из них является технология конверсии природного газа в жидкие углеводороды (gas-to-liquids technology – GTL) путем реакции Фишера–Тропша.<sup>9</sup> Химические основы этого процесса были разработаны в Германии в начале XX века. В дальнейшем проводились исследования для совершенствования катализаторов и химических реакторов, используемых в данном процессе. В настоящее время работают несколько заводов, перерабатывающих природный газ по технологии GTL, но эта технология очень сложна, оборудование дорогое, и для достижения окупаемости капитальных вложений требуются большие объемы сырьевого трудноизвлекаемого газа.

Еще одним вариантом является морская транспортировка сжатого природного газа.<sup>10</sup> Сжатый природный газ – это решение для связывания небольших запасов газа с небольши-

ми рынками при среднем расстоянии между ними. Хотя сжатие природного газа и технология GTL могут обеспечить потребности некоторых рынков, самым распространенным решением проблемы транспортировки больших объемов природного газа на большие трансокеанские расстояния является сжиженный природный газ (СПГ).

Мотивировка сжижения природного газа очень проста. При атмосферном давлении, когда газ охлаждается до перехода его в жидкое состояние, его объем уменьшается примерно в 600 раз. Это делает сжижение и транспортировку газа с крупных удаленных месторождений на большие расстояния экономически привлекательной. СПГ отличается от других промышленных флюидов своей низкой температурой: его температура кипения при атмосферном давлении составляет около  $-160^{\circ}\text{C}$  ( $-256^{\circ}\text{F}$ ).<sup>11</sup> Природный газ в жидком виде закачивается в морские суда специальной конструкции и перевозится на терминалы, расстояние до которых часто составляет тысячи миль. Цепочка сжижающих



**Рис. 1.** Запасы и потребление природного газа. Крупнейшие запасы природного газа находятся на территории России и Ближнего Востока. Объем доказанных запасов в России составляет 44,7 трлн м<sup>3</sup> (1 577 трлн фут<sup>3</sup>), а в Иране, Катаре, Саудовской Аравии, ОАЭ и США – 72,6 трлн м<sup>3</sup> (2 563 трлн фут<sup>3</sup>). Меньшими, но тем не менее значительными запасами обладают Ирак, Нигерия, Венесуэла, Алжир и Индонезия. Суммарный объем доказанных запасов в этих странах

оценивается в 21,1 трлн м<sup>3</sup> (745 трлн фут<sup>3</sup>). Остальная часть мировых запасов природного газа объемом 39 трлн м<sup>3</sup> (1 377 трлн фут<sup>3</sup>) относится на долю 42 стран. Крупнейшим потребителем природного газа является США – 653 млрд м<sup>3</sup>/год (23,1 трлн фут<sup>3</sup>/год), на втором и третьем местах находятся Россия и Иран – 439 млрд м<sup>3</sup>/год (15,5 трлн фут<sup>3</sup>/год) и 112 млрд м<sup>3</sup>/год (3,9 млрд фут<sup>3</sup>/год) соответственно.

установок и приемных терминалов в разных частях планеты, связанных морскими транспортными маршрутами, называется производственно-сбытовой цепочкой СПГ.<sup>12</sup>

Затраты для каждого звена этой цепочки высоки, и в прошлом проекты, касающиеся СПГ, были связаны только с долгосрочными контрактами.<sup>13</sup> Рынок СПГ изменился из-за роста цен на энергоносители. Возникновение спотовых сделок и перемещение грузов на дальние, а не на ближние приемные терминалы, стали признаками того, что СПГ превратился в глобальный товар.<sup>14</sup>

Главной темой настоящей статьи является СПГ, а именно – как природный газ сжижают, транспортируют и хранят до регазификации для потребителя. Приведенные примеры демонстрируют технологии, используемые на каждом этапе цепочки производства и сбыта СПГ, включая меры безопасности. Также обсуждается влияние увеличения размеров сжижающих установок и судов с точки зрения местоположения терминалов.

### Первый этап: сжижение

Сжижение природного газа имеет долгую историю. Английский химик и физик Майкл Фарадей, который больше известен своими достижениями в области электричества, в начале XIX века занимался также сжижени-

ем газа.<sup>15</sup> За его работой последовали исследования Карла фон Линде и Дэвида Бойля, построивших в 1870-х гг первые холодильные установки.<sup>16</sup> В конце того же века Линде разработал процесс получения коммерческих объемов жидкого кислорода и азота.

Работа этих первооткрывателей в области сжижения газа привела к росту интереса к данной технологии как методу его компактного хранения. Первая установка для производства СПГ была построена в 1912 г. в Западной Вирджинии, США, а первый коммерческий завод – в 1941 г. в Кливленде, штат Огайо, США.<sup>17</sup> Первые заводы по производству СПГ, такие как кливлендский, использовались для сглаживания пикового потребления и дополнения поставок природного газа в периоды пикового спроса.<sup>18</sup> В периоды низкого спроса запасы СПГ возобновлялись.

Заводы по сжижению природного газа, построенные для переработки газа из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, называются заводами базовой нагрузки, и сегодня они составляют основную часть мощностей по производству СПГ. Один из первых таких заводов был построен компанией ConocoPhillips в 1969 г. на полуострове Кенай (Kenai), штат Аляска, США. Его задачей была переработка природного газа, поступающего с месторождений в заливе Кука.

СПГ с этого завода до сих пор поставляется на энергетический рынок Японии.

Со времени постройки завода на полуострове Кенай мощности по сжижению газа постоянно наращиваются, хотя и не всегда в режиме плавного роста. Из-за перенасыщенности рынка в 1980-х гг. реализация планов, разработанных во время нефтяного кризиса 1970-х гг, была прекращена. Однако текущее падение прежде высоких цен, уменьшение поставок и необходимость в экологически чистом топливе инициировали быстрое увеличение этих мощностей, которые удвоились за последнее десятилетие с 86 млн англ. тонн/год (94,8 млн амер. тонн/год) примерно до 183 млн англ. тонн/год (201,7 млн амер. тонн/год), и теперь заводы по производству СПГ имеются во всех частях планеты (рис. 2).<sup>19</sup>

Несмотря на свою дороговизну и сложность, заводы по производству СПГ – это просто большие холодильные установки, а охлаждение – главный процесс в сжижении природного газа. Для охлаждения газа от температуры окружающей среды до  $-160^{\circ}\text{C}$  требуется отвод немалого количества тепла, что осуществляется в ходе замкнутого процесса охлаждения с использованием хладагента.<sup>20</sup> Хладагент проходит через несколько ступеней, возвращаясь в начальную точку процесса, после чего процесс повторяет-

3. "Natural Gas and the Environment," <http://www.naturalgas.org/environment/Naturalgas.asp> (данные на 3 мая 2008 г.).
4. Fesharaki F, Wu K and Banaszak S: "Natural Gas: The Fuel of the Future in Asia," <http://www.eastwestcenter.org/fileadmin/stored/pdfs/apr044.pdf> (данные на 9 июня 2008 г.).  
Makogon YF and Holditch SA: "Gas Hydrates as a Resource and a Mechanism for Transmission," paper SPE 77334, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 29–October 2, 2002.
5. "Statistical Review of World Energy 2008", <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622> (данные на 11 июля 2008 г.).
6. Эти шесть стран – Россия, Иран, Катар, Саудовская Аравия, ОАЭ и США. Подробнее см.: Kidnay and Parrish, сноска 1.
7. "International Energy Outlook 2007," [http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat\\_gas.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html) (данные на 21 мая 2008 г.).
8. "A Dynamic Global Gas Market," *Oilfield Review* 15, no. 3 (Autumn 2003): 4–7.
9. "Turning Natural Gas to Liquid," *Oilfield Review* 15, no. 3 (Autumn 2003): 32–37.
10. Stenning S and Mackey T: "CNG Opens New Markets," *Fundamentals of the Global LNG Industry*. London: Petroleum Economist (2007): 67–68.
11. Температура кипения чистого метана в нормальных условиях составляет  $-162^{\circ}\text{C}$  ( $-259^{\circ}\text{F}$ ). Трубопроводный газ, подлежащий сжижению, должен быть очищен от примесей, которые могут замерзнуть в процессе сжижения. Остаточные количества углеводородов и других газов, оставшиеся после предварительной обработки, улетучиваются из СПГ при сжижении, поскольку их температура кипения немного выше температуры кипения чистого метана. Подробнее см.: <http://encyclopedia.airliquide.com/Encyclopedia.asp?GasID=41> (данные на 11 июня 2006 г.).
12. Tusiani and Shearer, сноска 2.
13. Общая стоимость всех компонентов цепочки СПГ (разработка запасов газа, сжижение, транспортные суда и приемные терминалы) составляет 4–6 млрд долл. США.
14. Davis A and Gold R: "Surge in Natural-Gas Price Stoked by New Global Trade," *The Wall Street Journal* CCL, no. 91, April 18, 2008.
15. "Brief History of LNG," [http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/LNG\\_Introduction\\_06.php](http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/LNG_Introduction_06.php) (данные на 16 мая 2008 г.).
16. "Karl von Linde Biography (1842–1934)," <http://www.madehow.com/31inventorbios/31/Karl-von-Linde.html> (данные на 15 мая 2008 г.).
17. Foss MM: "Introduction to LNG," [http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/Documents/CEE\\_Introduction\\_To\\_LNG-Final.pdf](http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/Documents/CEE_Introduction_To_LNG-Final.pdf) (данные на 4 мая 2008 г.).
18. Заводы по производству СПГ, предназначенные для сглаживания пикового потребления, включают три составляющих: сжижение, хранение и регазификацию. По состоянию на 2004 г., в США имелось 59 таких заводов. Подробнее см.: Kidnay and Parrish, сноска 1.
19. Chabreli MF: "LNG, The Way Ahead," *Fundamentals of the Global LNG Industry*. London: Petroleum Economist (2007): 10–14.
20. Выбор хладагента зависит от природы охлаждаемой системы. Пропан широко применяется как хладагент в нефтегазовой отрасли, а различные гидрофторуглероды используются в качестве бытовых хладагентов.



Рис. 2. Заводы по сжижению природного газа. Заводы базовой нагрузки находятся на всех континентах, кроме Антарктиды, и сгруппированы в регионах, где имеются большие, но трудноизвлекаемые запасы газа: в Северной Африке, на Ближнем Востоке и в Австралии. Всего в мире работает 20 базовых заводов по производству

СПГ, четыре из которых в настоящее время расширяются. Шесть заводов находятся на стадии строительства. Заводы в Сновите (Snóhvit), Норвегия, и на Сахалине, Россия, являются примерами наметившейся тенденции к расширению работ на месторождениях в суровых арктических условиях.

ся. Эти ступени называются циклами охлаждения и чаще всего иллюстрируются диаграммами Мольте.<sup>21</sup> Поскольку охлаждение всегда сопровождается вводом большого количества энергии, циклы промышленного охлаждения стараются приблизить к идеальному циклу – обратному циклу Карно, насколько это позволяет оборудование и рабочие процедуры.<sup>22</sup> В большинстве промышленных операциях используется простой цикл охлаждения испарением с эффектом расширения Джоуля–Томсона (рис. 3).<sup>23</sup>

Цикл Джоуля–Томсона в наибольшей степени подходит для простого охлаждения, но иногда он применяется и для коммерческого производства СПГ. Например, в 64 км от изолированной электростанции вблизи Ванкувера, провинция Британская Колумбия, Канада, был построен небольшой завод по производству СПГ, вырабатывающий топливо для генерации электроэнергии.<sup>24</sup> СПГ между этими двумя объектами перевозился грузовыми автомобилями. Газ, поступающий на завод, сжимали до 20,7 МПа (3 000 фунт/дюйм<sup>2</sup>) и подвергали двухступенчатому необратимому расшире-

нию по циклу Джоуля–Томсона: сначала до 2,1 МПа (300 фунт/дюйм<sup>2</sup>), а затем до конечного манометрического давления 0,07 МПа (10 фунт/дюйм<sup>2</sup>), в результате чего получали СПГ. Для этого небольшого завода техническая простота процесса Джоуля–Томсона перевесила термодинамическую неэффективность необратимого процесса. В отличие от этого, для существующих заводов по производству СПГ требуется минимизация разности между температурами охлаждаемого природного газа и хладагента. Это достигается путем подбора хладагента и использования нескольких ступеней охлаждения. Данные соображения отодвигают в сторону техническую простоту процесса расширения по циклу Джоуля–Томсона.

Заводы по производству СПГ – это крупные и сложные технологические объекты. Они включают три отдельных участка: участок очистки сырьевого газа, участок его сжижения и хранения и участок погрузки на суда. Поскольку производство СПГ связано с крайне низкими температурами, обычный трубопроводный газ должен пройти тщательную очистку перед

сжижением. Удаление примесей на заводе по производству СПГ направлено на предотвращение трех потенциальных осложнений.<sup>25</sup> Во-первых, такие примеси, как вода и углекислый газ, подлежат полному удалению, поскольку они могут замерзнуть во время сжижения и закупорить трубопроводы и другое оборудование. Во-вторых, азот может повысить вероятность расслаивания содержимого резервуаров СПГ, и его концентрацию обычно понижают до менее чем 1 мол. %. Наконец, осуществляется удаление ртути до содержания менее 0,01 мкг/м<sup>3</sup>. Более высокое содержание ртути приводит к коррозии алюминиевых поверхностей теплообменников и их последующему разрушению.

Очищенный природный газ поступает в секцию сжижения. Эта секция конструируется так, чтобы КПД сжижения был максимально близок к КПД идеального цикла Карно. КПД, равный 100%, имеет место в случае полностью обратимого процесса и точного совпадения кривых охлаждения материала и нагрева хладагента.<sup>26</sup> Хотя такой КПД достижим только в идеальном случае, на существующих

заводах по производству СПГ сделан значительный шаг вперед к этой цели. Ключевые решения для повышения КПД следует искать в трех областях: хладагентах, компрессорах и теплообменниках.

В современных установках для производства СПГ используются два варианта циклов охлаждения: с использованием смешанного хладагента и каскадное охлаждение чистыми компонентами.<sup>27</sup> Например, в процессе охлаждения смешанным хладагентом (mixed refrigerant) с предварительным охлаждением пропаном (C3-MR), разработанном компанией Air Products & Chemicals, используется пропан и многокомпонентный хладагент для сжижения очищенного природного газа за два цикла охлаждения. Альтернативная технология, которой является оптимизированный процесс каскадного охлаждения компании ConocoPhillips, включает три цикла охлаждения чистыми хладагентами для постепенного охлаждения и сжижения природного газа (рис. 4). Каждый подход имеет свои достоинства и недостатки, и окончательный выбор существенно зависит от требований заказчика и условий на площадке. В 2006 г. примерно на 80% заводов по производству СПГ в мире использовался процесс со смешанным хладагентом, а на остальных 20% – каскадное сжижение.

Если сжижение является «сердцем» процесса производства СПГ, то сжатие и связанные с ним приводные газовые турбины – это его «мускулы». Для сжатия хладагента используются как центробежные, так и осевые компрессоры.<sup>28</sup> Компрессоры для смешанного хладагента должны иметь высокую производительность при низких температурах, и обычно для этого выбираются осевые компрессоры. С другой стороны, для этиленового хладагента, применяемого в каскадном процессе ConocoPhillips, может потребоваться центробежный компрессор. Выбор типа и конструкции компрессора зависит от конкретного хладагента и рабочих условий. КПД центробежных компрессоров на заводах по производству СПГ, построенных в 1970-х гг., достигал почти 70%, а в настоящее время в тех же условиях он составляет 80% и выше.<sup>29</sup>

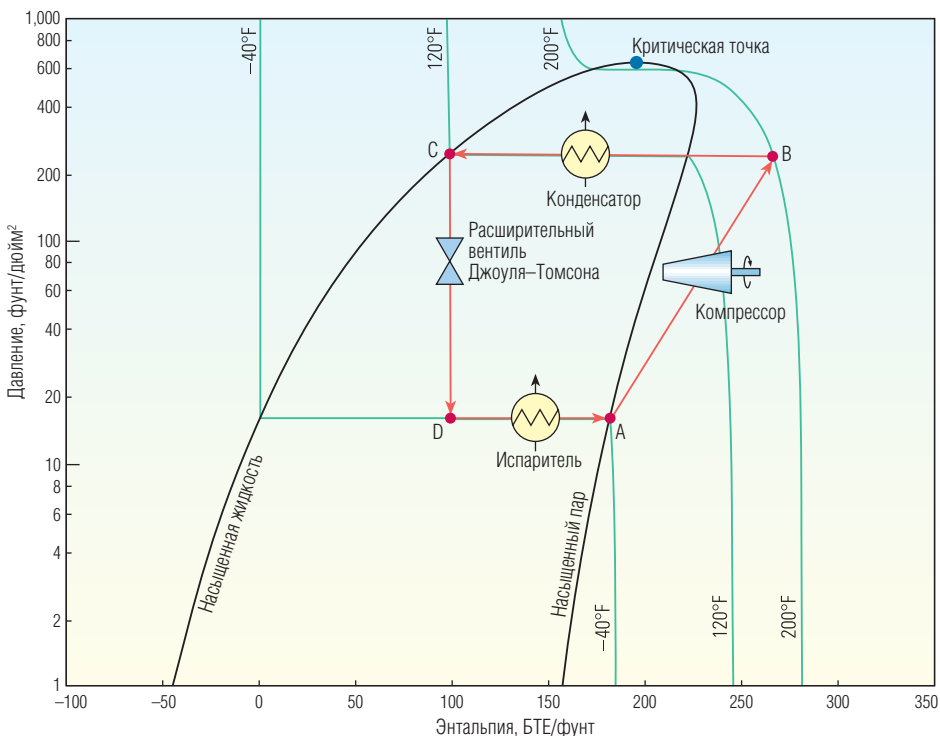


Рис. 3. Цикл охлаждения испарением. Процесс расширения по циклу Джоуля–Томсона, традиционный для нефтяной отрасли, представляет собой одноступенчатый цикл охлаждения пропаном. Установка, работающая по этому принципу, состоит из четырех аппаратов: компрессора, конденсатора, расширительного вентиля и испарителя. Работа системы происходит в четыре стадии, которые можно проиллюстрировать с помощью диаграммы Мольте «давление–энтальпия» для пропана. Цикл начинается в точке А, в которой пропан существует в виде насыщенного пара при атмосферном давлении и температуре  $-40^{\circ}\text{C}$  ( $-40^{\circ}\text{F}$ ). Пар пропана сжимают до абсолютного давления 1,62 МПа (235 фунт/дюйм<sup>2</sup>) при температуре  $93^{\circ}\text{C}$  ( $200^{\circ}\text{F}$ ) в точке В. Конденсация пара в точке В при постоянном давлении до состояния насыщенной жидкости при температуре  $49^{\circ}\text{C}$  ( $120^{\circ}\text{F}$ ) в точке С происходит за счет теплообмена с внешним хладагентом (как правило, воздухом). Жидкий пропан в точке С расширяется через расширительный вентиль Джоуля–Томсона, приходя в точку D в виде парожидкостной смеси при температуре  $-40^{\circ}\text{C}$  и атмосферном давлении. На последней стадии эта смесь в точке D проходит через испаритель, где она теряет скрытое тепло из-за охлаждения внешним потоком. Пропан возвращается в исходную точку А в виде насыщенного пара.

21. "Mollier Charts," <http://www.chemicalogic.com/mollier/default.htm> (данные на 26 июня 2008 г.).

22. Цикл Карно для теплового двигателя состоит из четырех ступеней (двух изотермических и двух адиабатических). Поскольку все процессы в цикле Карно обратимы, то энтропия системы не меняется, что делает данный цикл наиболее эффективным. Термодинамические циклы, подобные циклу Карно, к которым можно только приблизиться, но нельзя достичь, часто называют «идеальными». Подробнее см.: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/carnot.html> (данные на 10 июня 2008 г.).

23. В процессе расширения по циклу Джоуля–Карно происходит необратимое расширение хладагента через малое отверстие или дроссельный вентиль. Подробнее см.: Kidnay and Parrish, сноска 1.  
Smith JM and Van Ness HC: *Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics*. New York City: McGraw-Hill Company, 1975.

24. Blakely R: "Remote Areas of Canada Can Now Be Served by Trucked LNG," *Oil & Gas Journal* 66, no. 1 (January 1968): 60–62.

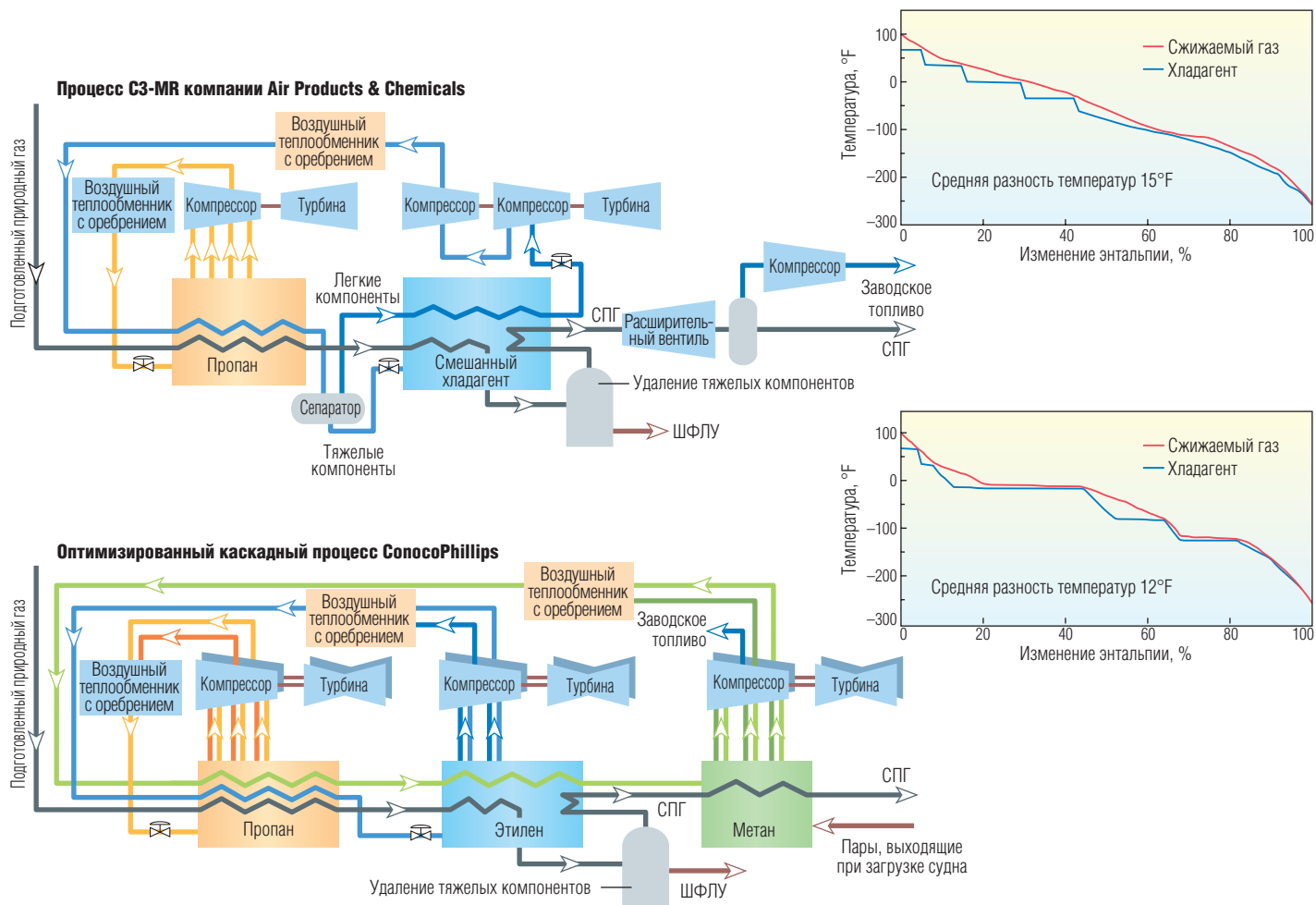
25. Kidnay and Parrish, сноска 1.  
Tusiani and Shearer, сноска 2.

26. Эти кривые часто называют рабочими кривыми. Они отражают зависимость между температурой и энтальпией (теплосодержанием). Подробнее см.: Ransbarger W: "A Fresh Look at Process Efficiency," *LNG Industry* (Spring 2007), <http://lnglicensing.conocophillips.com/publications/index.htm> (данные на 26 июля 2008 г.).

27. Хотя существуют различные возможности, на большинстве установок по производству СПГ со смешанным хладагентом используется технология компании Air Products & Chemicals. Аналогично, технология ConocoPhillips доминирует на установках, где применяется каскадный процесс.

28. "Liquefied Natural Gas - Enhanced Solutions for LNG Plants," [http://www.geoilandgas.com/businesses/ge\\_oilandgas/en/downloads/liquified\\_natural\\_gas.pdf](http://www.geoilandgas.com/businesses/ge_oilandgas/en/downloads/liquified_natural_gas.pdf) (данные на 13 июня 2008 г.).

29. Ransbarger, сноска 26.



**Рис. 4.** Варианты процесса сжижения природного газа. Сжижение может осуществляться либо с использованием многокомпонентного хладагента за один цикл, либо нескольких чистых однокомпонентных хладагентов в каскадном процессе. Метод многокомпонентным (смешанным) хладагентом воплощен в процессе C3-MR компании Air Products & Chemicals (слева сверху на рис.). Сухой очищенный природный газ предварительно охлаждается пропаном до температуры примерно  $-30^{\circ}\text{C}$  ( $-22^{\circ}\text{F}$ ), чтобы удалить жидкий пропан и другие жидкости широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Затем этот газ направляется в главный криогенный теплообменник, где он конденсируется и затем быстро охлаждается для получения СПГ при  $-160^{\circ}\text{C}$ . После теплообмена для получения СПГ смешанный хладагент, состоящий, как правило, из азота, метана, этана, пропана, бутана и пентана, подается на сжатие для завер-

шения цикла. Этот процесс позволяет достичь средней разницы температур хладагента и охлаждаемого материала примерно  $8,3^{\circ}\text{C}$  ( $15^{\circ}\text{F}$ ) (вверху справа на рис.). Оптимизированный каскадный процесс, разработанный компанией ConocoPhillips, включает три цикла производства СПГ с использованием отдельных однокомпонентных хладагентов (слева внизу на рис.). Как и в процессе со смешанным хладагентом, в каскадном процессе сначала газ входит в контур охлаждающего пропана для удаления ШФЛУ из подготовленного природного газа. Затем газ проходит через еще два цикла охлаждения (этиленом и метаном), в результате чего получается СПГ. Каждый охлаждающий контур состоит из автономных компрессоров, расширительных вентилялей, конденсаторов и испарителей. Данный процесс позволяет достичь средней разности температур около  $6,7^{\circ}\text{C}$  ( $12^{\circ}\text{F}$ ) (внизу справа на рис.).

Привод таких компрессоров на существующих заводах осуществляется от газовых турбин, и объем производства СПГ напрямую связан с их мощностью. На заводах, построенных в 2000 г., могли быть использованы газотурбинные агрегаты, позволяющие получать 3,3 млн англ. тонн СПГ в год (3,7 млн амер. тонн в год), тогда как нынешние крупные газовые турбины обеспечивают выработку почти 7,8 млн англ. тонн/год (8,6 млн амер. тонн/год).<sup>30</sup> Как и компрессоры, турбины на заводах по производству

СПГ претерпели увеличение КПД цикла – с 28 до 40% за последние 30–40 лет.

Последним критическим фактором эффективного сжижения природного газа является эффективный теплообмен. Специальное теплообменное оборудование обеспечивает минимальную разность температур хладагента и охлаждаемого природного газа. В основном такое оборудование пришло на современные заводы по производству СПГ из других областей криогенной техники. Как правило, в контурах

охлаждения СПГ используется три типа специальных теплообменников: пластинчато-ребристые, спиральные и типа «сердечник в кожухе».<sup>31</sup>

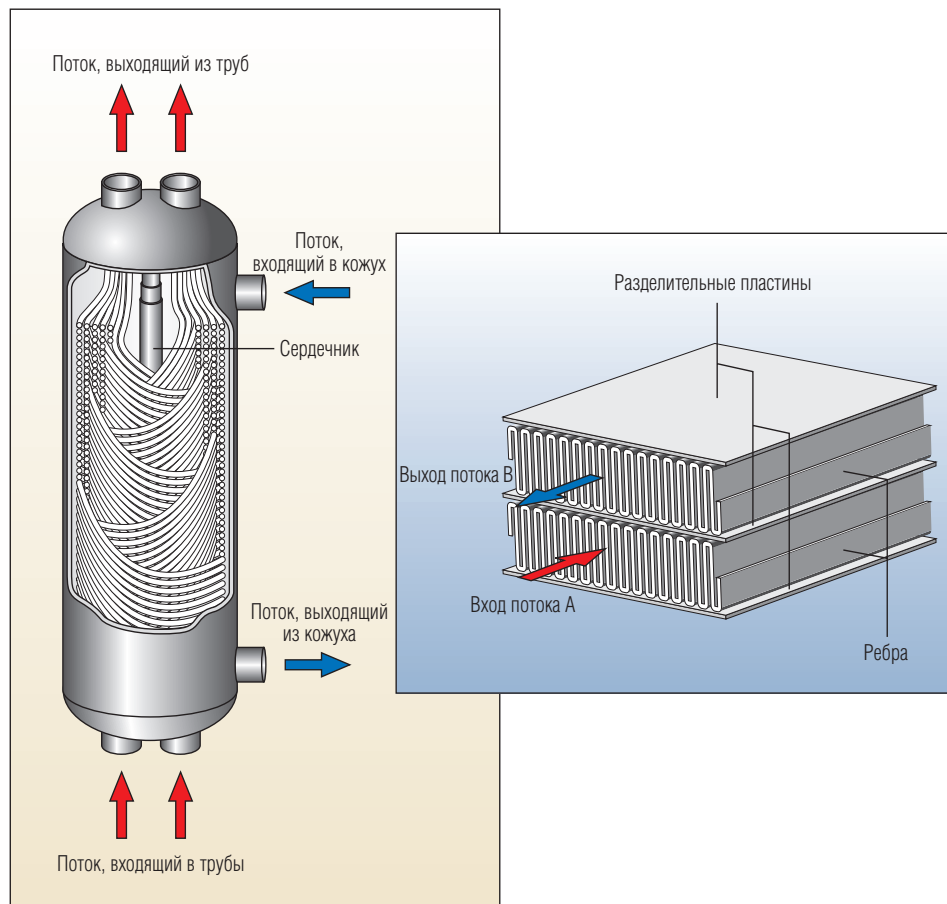
Алюминиевые пластинчато-ребристые теплообменники, применяемые в каскадном процессе охлаждения, состоят из чередующихся слоев ребер и пластин, заключенных в прямоугольный кожух.<sup>32</sup> Размер и вес этих теплообменников по сравнению с аналогичным оборудованием из графита или нержавеющей стали составляет всего 20 и 10% соответственно. Главным

теплообменным аппаратом при производстве СПГ с охлаждением смешанным хладагентом является спиральный теплообменник.<sup>33</sup> В нем внутри кожуха находится центральный сердечник с навитой на него спиральной трубкой (рис. 5). Для каскадного процесса и процесса со смешанным хладагентом может использоваться теплообменник третьего типа – «сердечник в кожухе». Он обычно применяется при охлаждении пропаном и состоит из пластинчато-ребристого блока, размещенного в большом горизонтальном цилиндрическом кожухе.<sup>34</sup>

Как правило, на заводах по производству СПГ имеется несколько технологических линий для сжижения природного газа. Это позволяет осуществлять запланированное расширение завода. Продукция одной или нескольких линий отправляется в близлежащие теплоизолированные резервуары-хранилища, где СПГ хранится до прибытия судна для загрузки и транспортировки на удаленные терминалы.<sup>35</sup>

### Транспортировка карибского газа по всему миру

На заводе по производству СПГ в Пойнт-Фортине (Point Fortin), Тринидад и Тобаго, внедрена современная технология сжижения, описанная выше. У побережья острова Тринидад в Карибском море находятся большие запасы газа, и последние 50 лет этот газ используется для производства электроэнергии, метанола и аммиака, а теперь еще и экспортируется в сжиженном виде. Для постройки завода по производству СПГ в Пойнт-Фортине в 1995 г. была образована компания Atlantic LNG Company of Trinidad and Tobago.<sup>36</sup>



**Рис. 5.** Спиральные и пластинчато-ребристые теплообменники. Сжижение со смешанным хладагентом происходит путем использования спирального криогенного теплообменника (слева на рис.) в качестве главного. В таком аппарате на сердечник в разных направлениях навиты трубы малого диаметра. На показанной схеме поток в трубах входит в низ теплообменника, поднимается по трубам и выходит через верх, а поток внутри кожуха снаружи трубок идет сверху вниз, чем обеспечивается противоточный теплообмен между потоками. Все трубы заканчиваются в трубных решетках, являющихся частью цилиндрического кожуха. Теплообменники для производства СПГ, как правило, изготавливаются целиком из алюминия, а достигаемое отношение площади теплообмена к объему составляет 50–150 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup> (15,2– 45,6 фут<sup>2</sup>/фут<sup>3</sup>). В каскадном процессе сжижения, наоборот, используются пластинчато-ребристые теплообменники (справа на рис.). Такие теплообменники представляют собой слои гофрированных листов или ребер, разделенных металлическими пластинами. Горячие и холодные потоки проходят через чередующиеся слои, и тепло одного потока передается от ребра одного слоя через разделительную пластину к ребрам следующего слоя и далее к другому потоку. Эти теплообменники изготавливаются в виде цельнопаяного сварного сосуда высокого давления, не имеющего механических соединений. Как и спиральные теплообменники, пластинчато-ребристые теплообменники для производства СПГ обычно алюминиевые и очень компактные: отношение площади к объему достигает 300–1 000 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup> (91,5–305 фут<sup>2</sup>/фут<sup>3</sup>).

30. "Liquefied Natural Gas," [http://www.geoilandgas.com/businesses/ge\\_oilandgas/en/downloads/liquified\\_natural\\_gas.pdf](http://www.geoilandgas.com/businesses/ge_oilandgas/en/downloads/liquified_natural_gas.pdf) (данные на 11 июня 2008 г.).

31. На заводах по производству СПГ могут также применяться воздушные теплообменники с оребрением и кожухотрубные теплообменники, традиционные для добычи и переработки нефти. Эти теплообменники в данной статье не рассматриваются.

32. Markussen D: "All Heat Exchangers Are Not Created Equal," *The Process Engineer* (September 2004), [http://www.chart-ind.com/literature\\_library\\_forall.cfm?maincategory=5](http://www.chart-ind.com/literature_library_forall.cfm?maincategory=5) (данные на 26 июля 2008 г.).

Markussen D: "Hot Technology for Lower Cost LNG," *Hydrocarbon Engineering* 10, no. 5 (May 2005): 19–22.

Markussen D and Lewis L: "Brazed Aluminum Plate Fin Heat Exchangers—Construction, Uses and Advantages in Cryogenic Refrigeration Systems," presented at the Spring Meeting of the American Institute of Chemical Engineers, Atlanta, Georgia, USA, April 10–14, 2005.

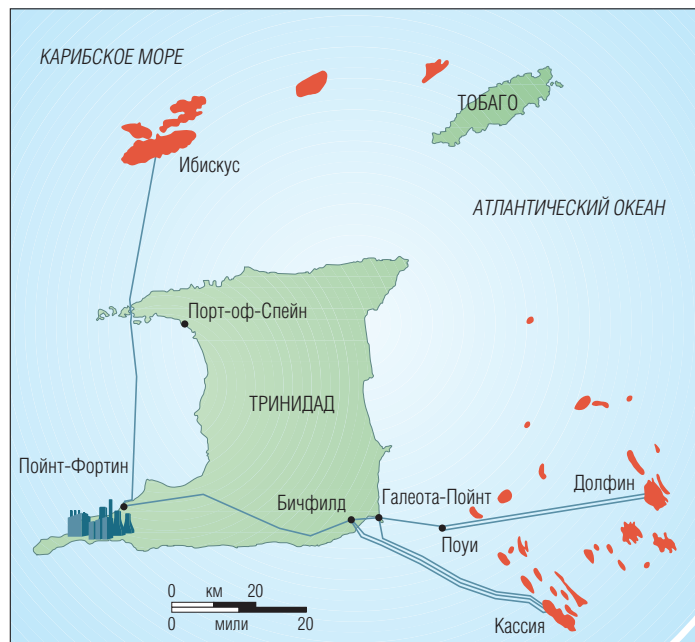
33. "Looking Inside...Spiral Wound Versus Plate-Fin Heat Exchangers," [http://www.linde-plantcomponents.com/documents/looking\\_inside\\_PFHE\\_SWHE.pdf](http://www.linde-plantcomponents.com/documents/looking_inside_PFHE_SWHE.pdf) (данные на 15 июня 2008 г.).

34. Теплообменник типа «сердечник в кожухе» — специальный вариант пластинчато-ребристого теплообменника.

35. Резервуары для хранения СПГ на сжижающих заводах схожи с резервуарами на приемных терминалах. Воплощенная в них технология описана в следующем разделе, посвященном приемным терминалам.

36. В состав акционеров компании Atlantic LNG Company входят компании BP, British Gas, Repsol, Suez LNG и National Gas Company of Trinidad and Tobago.

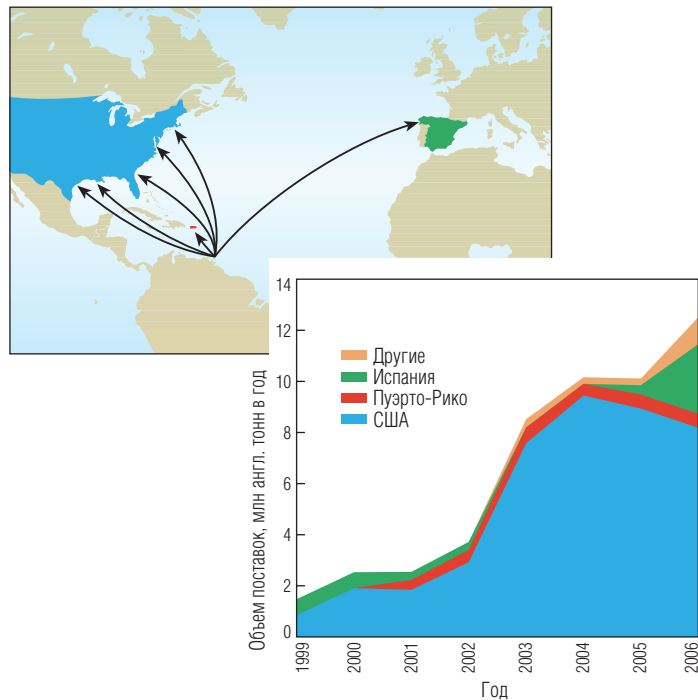




**Рис. 6.** Поставки газа компанией Atlantic LNG Company. Основные месторождения природного газа находятся в море, примерно в 55 км (34 мили) юго-восточнее острова Тринидад и в 100 км (68 миль) от Пойнт-Фортина. Газ поступает на берег по сложной системе подводных газопроводов. Например, транспортировка газа с площади Кассиа (Cassia) до Галеота-Пойнт (Galeota Point) и Бичфилда (Beachfield) осуществляется по трем газопроводам диаметрами 122, 91 и 76 см (48, 36 и 76 дюймов). Два газопровода диаметром 61 см (24 дюйма) доставляют газ с площади Долфин (Dolphin) на сушу через промежуточный пункт Поуи (Poui). Еще несколько газопроводов соединяют месторождения Оспри (Osprey), Тик (Teak), Махогани (Mahogany), Флэмбойант (Flamboyant), Пеликан (Pelican) и Кискади/Бэньян (Kiskadee/Vanuan) с подводной трубопроводной системой (не показана). Несколько наземных газопроводов соединяют береговые приемные объекты с заводом по производству СПГ в Пойнт-Фортине. Газ поступает с месторождения Ибискус (Hibiscus), расположенного на севере, по подводному трубопроводу диаметром 61 см. Северные морские месторождения находятся примерно в 32 км (34 мили) от берега и более чем в 83 км (52 мили) от Пойнт-Фортина.

Завод Atlantic в Пойнт-Фортине, построенный на участке восстановленных земель площадью 838 000 м<sup>2</sup> (207 акров), предназначен для переработки газа с морских месторождений, находящихся к юго-востоку и северу от острова Тринидад (рис. 6). Завод был пущен в эксплуатацию в 1999 г., а его производительность составила 3,0 млн англ. тонн (3,3 млн амер. тонн) СПГ в год и 950 м<sup>3</sup> (6 000 барр.) ШФЛУ в сутки. После успешного начала работы в 2000 и 2002 гг. были запущены проекты расширения производства с увеличением числа технологических линий с одной до четырех производительностью 14,8 млн англ. тонн

(16,3 млн амер. тонн) СПГ в год и 3 820 м<sup>3</sup> (24 000 барр.) широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в сутки.<sup>37</sup> В 2007 г. компания Atlantic LNG заняла седьмое в мире по производительности мощностей производства СПГ и крупнейшим поставщиком СПГ в США (рис. 7). В прошлом основной объем продукции компании поступал на приемные терминалы США, но теперь эта ситуация меняется. Из-за более высоких цен на газ в Европе начались крупные поставки продукции на терминалы Испании. В результате компания Atlantic LNG стала играть ключевую роль в формировании цен на газ в странах Атлантического бассейна.<sup>38</sup>



**Рис. 7.** Объемы поставок компании Atlantic LNG Company. Компания поставляет продукцию на приемные терминалы в Карибском бассейне, США и Европе (слева сверху на рис.). Приемные терминалы СПГ также имеются в Доминиканской Республике и Пуэрто-Рико. Терминалы в США находятся в Эверетте (Everett), штат Массачусетс, Коув-Пойнте (Cove Point), штат Мэриленд, Эльба-Айленде (Elba Island), штат Джорджия, Галф-Гейтуэе (Gulf Gateway) (морской), штат Луизиана, и Лейк-Чарльзе (Lake Charles), штат Луизиана. Основной объем СПГ, направляемый в Европу, поступает на испанские терминалы в Бильбао, Уэльве (Huelva) и Картахене. Также компания Atlantic поставляет СПГ в Великобританию, Японию и Бельгию. Объем первых поставок СПГ из Коув-Пойнта (справа внизу на рис.), начавшихся в 1999 г., был не очень большим – менее 2 млн англ. тонн/год (2,2 млн амер. тонн/год), но по мере роста производственных мощностей он быстро увеличился, достигнув в 2006 г. почти 13 млн англ. тонн (14,3 млн амер. тонн).

твие большими газовыми турбинами. Каждая линия производства СПГ на этом заводе оснащена дублирующими парами газовых турбин и компрессоров, работающих параллельно, что позволяет продолжить работу в случае остановки одного из компрессоров или одной из турбин.<sup>40</sup>

Сжиженный на заводе в Пойнт-Фортин газ направляется в резервуары-хранилища и находится там в ожидании отгрузки на транспортные суда.<sup>41</sup> Заводские причалы могут принимать газозовы вместимостью до 145 000 м<sup>3</sup> (912 000 барр.), что намного превышает объемы морских перевозок СПГ 50 лет назад.

### Морские перевозки природного газа

Первая морская перевозка СПГ была осуществлена судном «Methane Pioneer» в 1959 г. Его вместимость составляла всего лишь 5 560 м<sup>3</sup> (35 000 барр.).<sup>42</sup> Данный груз был отправлен из Лейк-Чарльза, штат Луизиана, США, в Кэнви-Айленд (Canvey Island), Великобритания. Эта и последующие перевозки ясно показали возможность безопасной транспортировки СПГ морем. С тех пор крупные суда-газовозы стали постоянными гостями в портах всего мира. Этот транспортный флот стал многочисленнее одновременно с укрупнением и усовершенствованием судов (рис. 8). Количество газозовов быстро выросло с 70 в 1990 г. до 266 в настоящее время, 126 из которых зафрахтованы.<sup>43</sup>

Быстрый рост и изменение отрасли морских перевозок СПГ, насчитывающей 50 лет, начались не сегодня. Строительство судна для транспортировки СПГ занимает около 4 лет и требует больших капитальных затрат, превышающих затраты на строительство крупнотоннажного нефтяного танкера примерно в два раза. В прошлом строительство газозовов осуществлялось в рамках долгосрочных контрактов по транспортировке СПГ с конкретного завода на определенные приемные терминалы. Но в условиях высоких цен на природный газ и волатильности спотового рынка этот аспект перевозок СПГ меняется.<sup>44</sup> Продукция завода СПГ, выходящая за рамки контракта, пос-

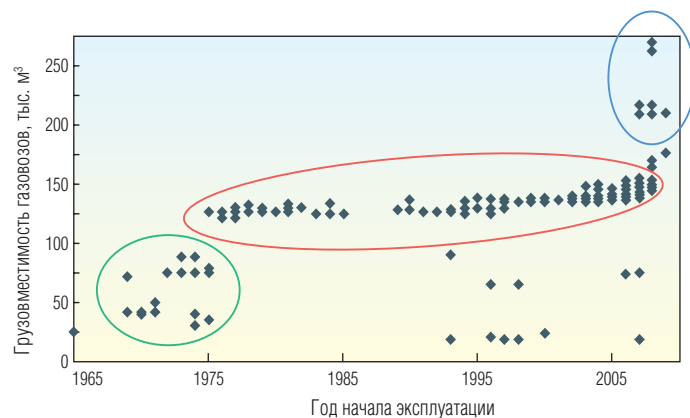


Рис. 8. Эволюция грузовой вместимости газозовов. За последние десятилетия грузовой вместимости судов для перевозки СПГ существенно увеличилась. Газозовы стандартного размера, построенные в последней четверти XX века, рассчитаны на перевозку СПГ в объеме, превышающем в 25 раз грузовой вместимости первого газозова «Methane Pioneer», а для новейших газозовов это соотношение превышает 40. Такое увеличение вызвано необходимостью в снижении стоимости перевозки и удельных затрат на строительство судов в расчете на их вместимость. Историю роста грузовой вместимости газозовов можно разделить на три четких периода. Сначала, между 1965 и 1975 гг., газозовы сильно отличались по размерам, но все они были относительно небольшими (точки внутри зеленого контура). Затем наступил более продолжительный период, когда их вместимость составляла около 125 000 м<sup>3</sup> (787 000 барр.). Постепенное увеличение размера началось в конце 1990-х гг. (точки внутри красного контура). В настоящее время имеет место следующий этап увеличения грузовой вместимости. Для дальних перевозок построены новые супергазовозы вместимостью до 265 000 м<sup>3</sup> (1 668 000 барр.) (точки внутри синего контура).

тавляется на рынки по максимальными спотовыми ценами.

Конструкция газозова определяется несколькими критериями, основанными на физических характеристиках самого СПГ.<sup>45</sup> Во-первых, низкая плотность СПГ обуславливает необходимость в двухкорпусном судне с водяным балластом, малой осадкой и высоким надводным бортом.<sup>46</sup> Двойной корпус обеспечивает безопасность и пространство

для водяного балласта. Во-вторых, из-за крайне низкой температуры СПГ требуются танки (резервуары для хранения СПГ), изготовленные из специальных сплавов. В зависимости от типа танка, это может быть алюминиевый сплав, нержавеющая или никелевая сталь. Далее, для судовых танков, в которых происходят интенсивные циклические изменения температуры, требуется специально спроектированная опор-

37. Это параллельные технологические линии для производства СПГ. Подробнее см.: Hunter P and Andress D: "Trinidad LNG – The Second Wave," presented at Gastech 2002, Doha, Qatar, October 13–16, 2002.

Diocce TS, Hunter P, Eaton A and Avidan A: "Atlantic LNG Train 4, The World's Largest LNG Train," presented at LNG 14, Doha, Qatar, March 21–24, 2004.

38. Davis and Gold, сноска 14.

39. Redding P and Richardson F: "The Trinidad LNG Project – Back to the Future," *LNG Journal* (November–December 1998), <http://lnglicensing.conocophillips.com/publications/index.htm> (данные на 26 июля 2008 г.).

40. Хотя отключение отдельного компрессора или турбины может привести к значительному снижению объема производства СПГ, технологическая линия не нагреется до температуры окружающей среды и продолжит работу до окончания ремонта.

41. См. сноску 35.

42. Foss, сноска 17.

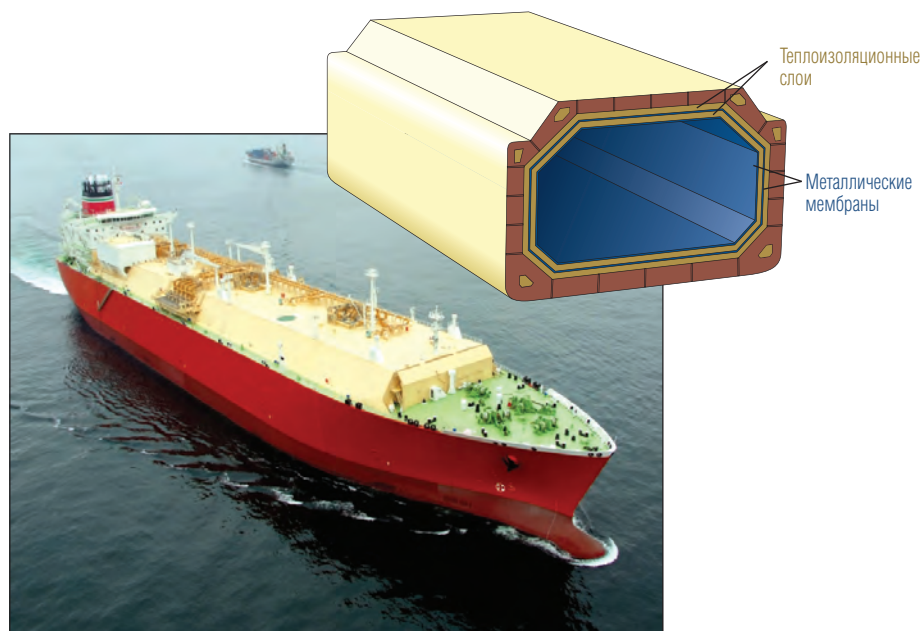
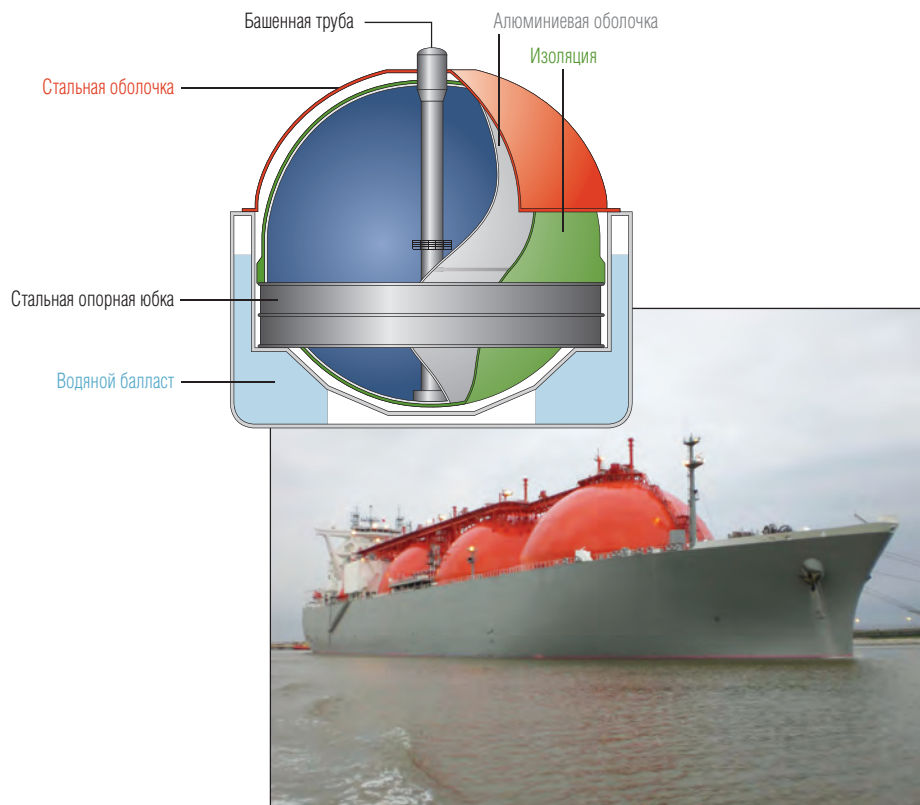
43. Greer MN, Richardson AJ and Standstrom RE: "Large LNG Ships – The New Generation," paper IPTC 10703, presented at the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, November 21–23, 2005.

Vedernikova O: "LNG Shipping," <http://www.lngship.net/userFiles/2008%20Norton%20Rose.pdf> (данные на 17 июня 2008 г.).

44. Valsgård S and Kenich A: "All at Sea," *LNG Industry* (Spring 2007): 100–104.

45. Ffooks RC and Montagu HE: "LNG Ocean Transportation: Experience and Prospects," *Cryogenics* 7, issue 1–4 (December 1967): 324–330.

46. Осадка – глубина воды, при которой судно может плавать; надводный борт – часть судна между палубой и ватерлинией.



**Рис. 9.** Системы хранения СПГ на морских судах. Было разработано несколько разных систем хранения СПГ на морских судах, но сегодня, в основном, применяются лишь две из них. Мембранные танки, установленные на 50% действующих судов, – это крупные танки с тонкой металлической мембраной для удержания СПГ (внизу на рис.). Они поддерживаются теплоизоляцией между мембраной и корпусом судна. Мембраны могут изготавливаться из высоконикелевой стали (35% Ni), сплава с заданным тепловым расширением или нержавеющей стали и обычно имеют толщину от 0,7 до 1,2 мм (0,028–0,047 дюйма), в зависимости от материала изготовления. Теплоизоляция между металлической мембраной и корпусом судна обычно состоит из двух слоев фанерных коробов, заполненных перлитом или полиуретановой пеной и разделенных еще одной металлической мембраной. Система Moss, используемая на 47% действующих судов, включает автономные сферические танки из алюминия (вверху на рис.). Они опираются на стальную юбку и не являются конструктивной частью корпуса судна. Танки системы Moss имеют три слоя: внутренний алюминиевый слой, средний теплоизоляционный слой и внешнюю стальную оболочку. Загрузочная и разгрузочная линии СПГ защищены башенной трубой.

ная конструкция. Наконец, поскольку нержавеющая сталь, из которой обычно изготавливается корпус газозова, чувствительна к воздействию крайне низких температур, характерных для СПГ, необходима надежная теплоизоляция. Для некоторых конструкций танков эта теплоизоляция должна также обеспечивать поддержку веса груза.

Применение этих критериев привело к созданию нескольких конструктивных схем газозовов с двумя основными типами танков: автономными или мембранными. Автономные танки, такие как танки типа Moss, являются самонесущими и не входят в конструкцию корпуса судна. Мембранные танки, например, разработанные компанией GazTransport and Technigaz, поддерживаются корпусом судна через теплоизоляцию и включают тонкую металлическую мембрану для герметизации (рис. 9).<sup>47</sup>

Усилившаяся тенденция перехода на более вместительные суда породила ограничения для обеих систем хранения груза, в том числе в отношении автономных сферических танков и специальных средств для их строительства. Кроме того, плата за проход по Суэцкому каналу для судов со сферическими танками выше, чем для других типов газозовов.<sup>48</sup> С другой стороны, мембранные системы могут получить повреждения в результате плескания СПГ в танках с большой площадью свободной поверхности, и этот эффект усиливается с увеличением размера судна. Для определения способов борьбы с этим явлением было проведено его исследование на макетах танка. Несмотря на то, что обе судовые системы хранения нашли широкое применение, для большинства строящихся в настоящее время супергазовозов выбрана мембранная система.<sup>49</sup>

Хотя система хранения СПГ при перевозке на судах остается в центре исследований, предлагаются новые концепции судовых двигательных установок, отвечающие все возрастающим требованиям о снижении вредных выбросов, предъявляемым к энергоносителям, и росту цен на них. Обычно на газозовах используются паротурбинные двигательные установки, работающие на отпарном газе перевозимого СПГ.<sup>50</sup> Но отрасль начала пе-

реход с таких установок (КПД 28%) на двухтопливные дизельные двигатели (КПД 38–40%).<sup>51</sup> Также рассматривается возможность применения систем повторного сжижения газа на газовозе, комбинированных парогазотурбинных установок и обратного ввода отпарного газа. Интерес ко всем этим новым концепциям двигательных установок, хранения груза СПГ и конструкции газовозов вызывается высокой стоимостью доставки, высокими ценами на энергоносители и стремлением к сокращению вредных выбросов. История одного из газовозов – «Polar Eagle» – иллюстрирует, насколько быстро изменилась отрасль транспортировки СПГ за последние 15 лет.

Судно «Polar Eagle» было построено компаниями ConocoPhillips и Marathon Oil Corporation в 1993 г. на верфи IHI Aichi в Нагое, Япония.<sup>52</sup> Судно имело длину 230 м (755 футов), ширину 40 м (131 фут) и полный вес 60 032 англ. тонн (66 174 амер. тонн). Численность команды – 40 человек. Двигательная установка была сконструирована на базе паровой турбины, работающей на отпарном газе и мазуте.

Этот газовоз предназначался для перевозки 87 500 м<sup>3</sup> (550 660 барр.) СПГ в самонесущих мембранных танках призматической формы. В отличие от мембранных танков других типов такой танк может выдержать сильное плескание СПГ. В течение 15 последних лет судно «Polar Eagle» перевозило СПГ со сжижающего завода компании ConocoPhillips на полуострове Кенай японским потребителям. Хотя судно оставалось в хорошем рабочем состоянии, оно оказалось неконкурентоспособным на дальних маршрутах из-за небольшой вместимости и паротурбинной установки. Недавно этот газовоз был приобретен компанией Teekay Ltd., чтобы помочь своим заказчикам в разработке небольших газовых месторождений и выходе на соответствующие рынки.<sup>53</sup>

Хотя сжижение является эффективным способом доставки на рынок газа, добываемого из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, существуют такие комбинации масштаба рынка, расстояния транспортировки и объема запасов, для которых перевозка газа нерентабельна как в виде СПГ, так и по трубопроводам. Альтернативным

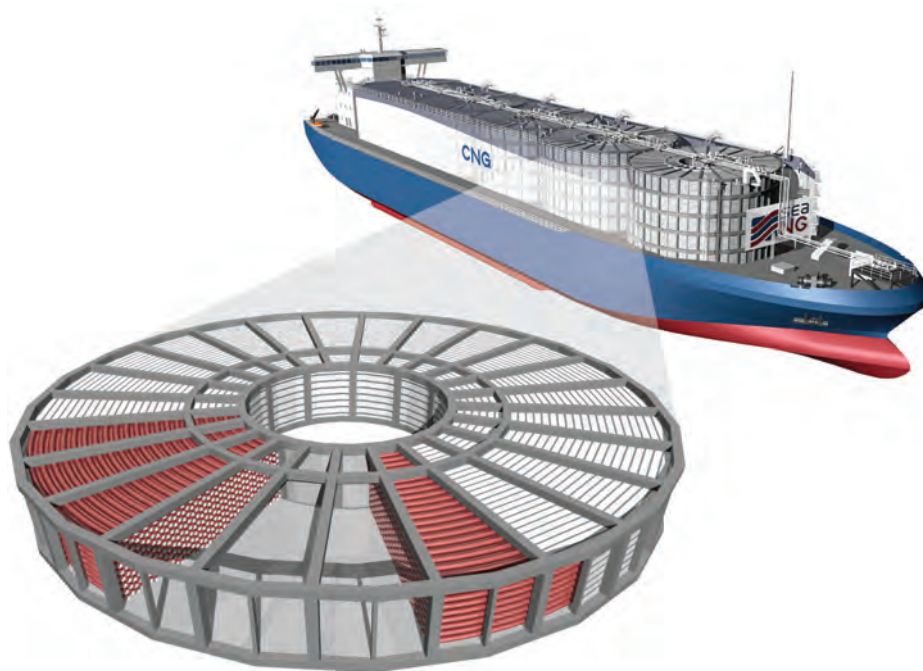


Рис. 10. Транспортировка СПГ. Основой транспортной системы Coselle является обычная стальная труба диаметром 15,2 см (6 дюймов) и длиной 16 км (9,9 мили), намотанная на штабелируемый поворотный стеллаж и заполняемая сжатым природным газом (внизу на рис.). На судне для перевозки сжатого природного газа можно установить несколько таких стеллажей (вверху на рис.). (Рисунок любезно предоставлен Sea NG Corporation).

решением в таких случаях может быть сжатый природный газ.<sup>54</sup> Технология сжатия позволяет уменьшить объем природного газа без сжижения, что существенно сокращает затраты. Одна из таких технологий, разработанная компанией Sea NG, воплотилась в модуле для хранения газа под высоким давлением Coselle.<sup>55</sup> В нем используются

стальные змеевики, заполненные сжатым природным газом и установленные в виде штабелируемых блоков на судне для транспортировки на короткие расстояния (рис. 10). Эти суда работают в челночном режиме для обеспечения непрерывных поставок газа. Развитие технологии сжатого природного газа может открыть небольшие рынки сбы-

47. Deybach F: "Membrane Technology for Offshore LNG," paper OTC 15231, presented at the 2003 Offshore Technology Conference, Houston, May 5–8, 2003.

Kvamdsal R: "Spherical Tank Supported by a Vertical Skirt," US Patent No. 4,382,524 (May 10, 1983).

48. Размер платы за проход по Суэцкому каналу пропорционален внутреннему объему судна. Доля неиспользуемого объема на газовозах системы Moss гораздо больше, чем на газовозах с мембранными танками, поэтому плата для первых выше.

49. Dabouis B: "Getting Gas to the Consumer," *LNG Industry* (Spring 2008): 28–32.

50. СПГ на судне остается жидким благодаря самоохладению. Несмотря на теплоизоляцию, через стенку танка передается достаточно тепла, чтобы вызвать слабое кипение СПГ. В результате образуется малое количество газа, называемого отпарным.

51. Эти двигатели работают на дизельном топливе или отпарном газе. Помимо возможности выбора топлива, дизельные двигатели выбрасы-

вают меньше оксидов азота NO<sub>x</sub>. NO<sub>x</sub> – общее обозначение оксидов азота, получающихся в результате сгорания топлива. Подробнее см.: Kidnay and Parrish, сноска 1.

52. "87,500 m3 SPB LNG Carrier Polar Eagle," [http://www.ihl.co.jp/ihimu/images/seihin/pl12\\_1.pdf](http://www.ihl.co.jp/ihimu/images/seihin/pl12_1.pdf) (данные на 17 июня 2008 г.).

53. "Teekay Builds on Its LNG Service Offering," <http://www.marinelink.com/Story/TeekayBuildsOnItsLNGServiceOffering-210674.html> (данные на 9 мая 2008 г.).

54. Результаты одного из исследований показали, что перевозка природного газа в сжатом виде является оптимальным вариантом для расстояний до 2 500 км (1 550 миль). Подробнее см.: Economides MJ, Kai S and Subero U: "Compressed Natural Gas (CNG): An Alternative to Liquid Natural Gas (LNG)," paper SPE 92047, presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, April 5–7, 2005.

55. Stenning D: "CNG Opens New Markets," *Fundamentals of the Global LNG Industry*. London: Petroleum Economist (2007): 67–68.

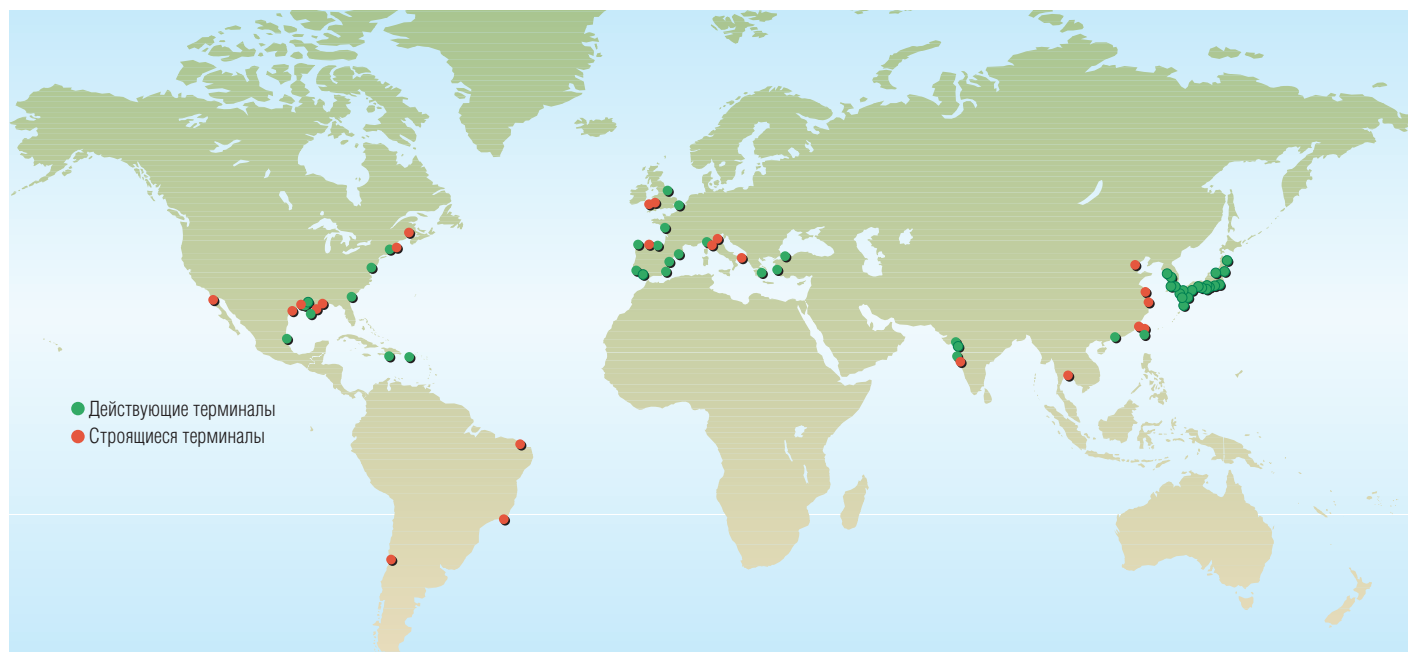


Рис. 11. Приемные терминалы СПГ. Всего в мире действует 60 морских и береговых приемных регазификационных терминалов, расположенных в 18 странах (зеленые точки). Еще 22 терминала находятся на стадии строительства (красные точки).

та газа, которые сегодня недостаточно охвачены традиционными поставками.

#### Последнее звено цепочки

Последним звеном цепочки поставок СПГ является приемный терминал. На таких терминалах осуществляется разгрузка СПГ с морских судов и его хранение в теплоизолированных резервуарах до регазификации и подачи в местную систему транспортировки. Всего в мире имеется 60 действующих приемных терминалов СПГ, а еще 22 находятся на стадии строительства (рис. 11).<sup>56</sup> Терминалы СПГ построены на всех континентах, кроме Антарктиды. Около 50% из них находится в Азиатско-Тихоокеанском регионе, а 25% – в Западной Европе. Остальные терминалы рассеяны по всей планете. В настоящее время в США имеется 6 терминалов, а история отрасли СПГ в этой стране демонстрирует циклический характер за последние 30 лет.

Между 1971 и 1980 гг. газовые компании построили в США 4 приемных терминала СПГ: Лейк-Чарльз, штат Луизиана, Эверетт, штат Массачусетс, Эльба-Айленд, штат Джорджия, и Коув-Пойнт, штат Мэриленд.<sup>57</sup> Объем поставок достиг пика в 1979 г., но затем импорт СПГ быстро сократился. Этот спад имел две причины: ценовые споры с Алжиром и либерализация рынка природного газа,

приведшая к увеличению его добычи в самих США. В итоге терминалы в Коув-Пойнте и Эльба-Айленде в 1980 г. были законсервированы, а на остальных двух в последующие годы резко снизился перевалочный объем.

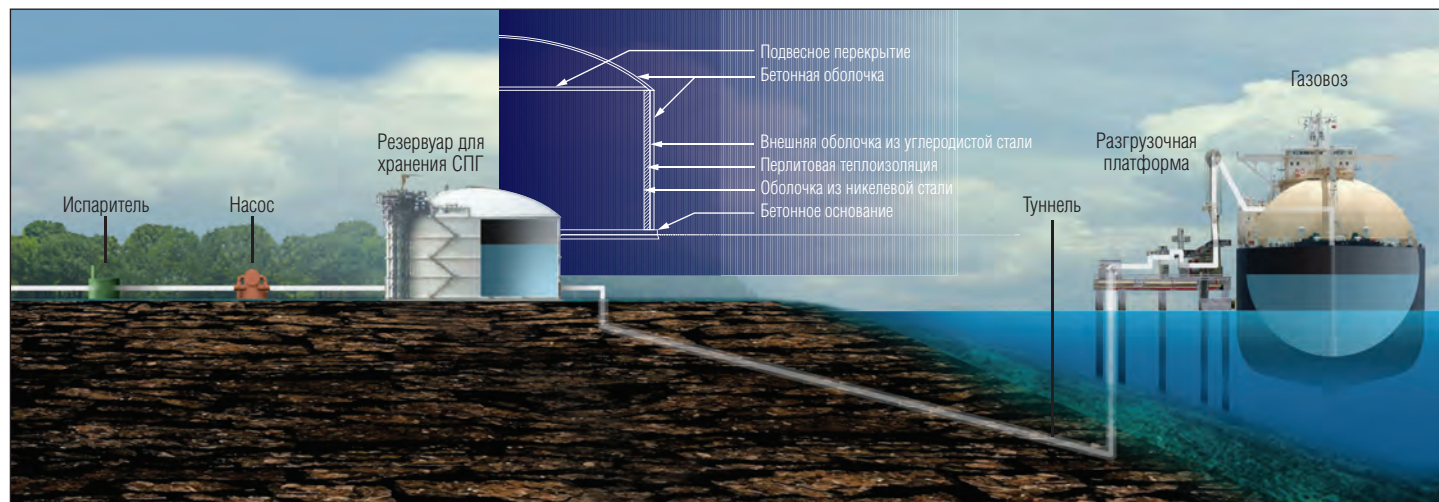
В 1999 г. ввоз СПГ в США снова стал привлекательным благодаря совпадению трех факторов. Во-первых, был запущен завод Atlantic по производству СПГ на острове Тринидад, что привело к снижению стоимости транспортировки. Во-вторых, повышение спроса на природный газ вызвало рост цен на него. И наконец, экологические соображения обусловили повышенное использование природного газа для производства электроэнергии. В результате приемные терминалы в Эльба-Айленде и Коув-Пойнте вновь начали работу (в 2001 и 2003 гг. соответственно). Терминал в Коув-Пойнте является показательным примером объекта для приема СПГ.

Приемный терминал СПГ в Коув-Пойнте находится на побережье Чесапикского залива, примерно в 120 км (75 миль) к югу от Балтимора, Мэриленд. Объем хранения СПГ на этом терминале эквивалентен 221 млн м<sup>3</sup> (7,8 млрд фут<sup>3</sup>) природного газа и пропускной способности трубопроводов 28,3 млн м<sup>3</sup>/сутки (1,0 млрд фут<sup>3</sup>/сутки). Терминал подсоединен к трем газоп-

роводным системам: Transcontinental Gas, Columbia Transmission и Dominion.

Терминал в Коув-Пойнте работает так же, как и большинство подобных терминалов (рис. 12). Сюда прибывают газозовы из различных мест, включая Тринидад, Нигерию, Норвегию и Алжир. СПГ выгружается на платформу в Чесапикском заливе, расположенную примерно в 4 км (2,5 мили) от берега, откуда он перекачивается по теплоизолированному трубопроводу, проложенному в подземном бетонированном туннеле, в двустенные резервуары-хранилища этого берегового терминала. При возникновении спроса на СПГ он откачивается из резервуаров в испарители и далее в систему газоснабжения. Меры безопасности на терминале в Коув-Пойнте включают контроль прохождения газозовов к платформе по Чесапикскому заливу, осуществляемый Береговой охраной США, которая требует наличия зоны безопасности вокруг морской разгрузочной платформы и пришвартованного к ней судна, даже если само судно отсутствует.

Состояние безопасности при перевалочных операциях с СПГ подверглось кардинальному пересмотру после 11 сентября 2001 г. Факторы опасности напрямую связаны с физическими свойствами СПГ и получившегося в результате испарения газа. Эти факторы включают кри-



**Рис. 12.** Компоненты приемного терминала. Газовозы прибывают к береговым или морским разгрузочным платформам приемного терминала. Если причал и разгрузочная платформа находятся в море, СПГ перекачивается с судна в береговые теплоизолированные резервуары-хранилища по подводному трубопроводу. Теплоизолированные стальные резервуары обычно используются для хранения СПГ и могут быть одно- или двухоболочечными (показан двухоболочечный резервуар). Они устанавливаются на бетонном

основании и имеют внутреннюю оболочку из 9% никелевой стали, покрывающую внешние оболочки из углеродистой стали и бетона. Крыша резервуара представляет собой подвесное бетонированное перекрытие. Когда возникает потребность в поставках природного газа, СПГ перекачивается в испаритель. Хотя резервуары для хранения СПГ хорошо теплоизолированы, в них всегда происходит некоторое испарение. Отпарной газ можно снова сжечь или отправить в систему газоснабжения (не показано).

огенные температуры, газодисперсные характеристики и воспламеняемость. С момента рождения отрасли в 1940-х гг. произошло всего пять аварий на заводах по производству СПГ или вблизи них, две из которых, к сожалению, привели к гибели людей.<sup>58</sup> Самой серьезной стала авария на заводе Скикда (Skikda), Алжир, имевшая место в январе 2004 г.,

когда взорвался паровой котел, что привело к еще более сильному взрыву облака газовых паров.<sup>59</sup> Кроме того, аварии со смертельным исходом имели место еще на двух приемных терминалах. Самая серьезная авария произошла на приемном терминале в Стэйтен-Айленде, штат Нью-Йорк, США, когда обрушился свод пустого резервуара-хранилища.<sup>60</sup> Однако эти отдельные случаи не идут ни в какое сравнение с высочайшей безопасностью морских перевозок СПГ. За последние 40 лет было доставлено более 80 000 грузов СПГ без каких-либо серьезных происшествий или нарушений правил безопасности.<sup>61</sup>

Операторы, перевозящие СПГ, всегда руководствовались строгими правилами обеспечения безопасности, важность которых еще более возросла в последние несколько лет. В 2003 и 2004 гг. проведено не менее шести крупных исследований в области безопасности СПГ.<sup>62</sup> Помимо общих вопросов безопасности, эти исследования охватывали проблему разливов на воде, площадки приемных терминалов и количественную оценку рисков. Практические методы обращения с СПГ в разных частях мира весьма различаются, но на настоящее время выявлены четыре элемента обеспечения безопасности, которые, возможно, свяжут их воедино. Это – первичные меры по

хранению, вторичные меры по хранению, предохранительные системы и разделяющие расстояния.<sup>63</sup>

Первичные меры по хранению связаны с применением подходящих материалов и конструкций для хранения СПГ, вторичные меры относятся к локализации и изоляции возможных разливов, предохранительные системы предназначены для минимизации выбросов и ослабления их последствий, а разделяющие расстояния связаны с зонами безопасности вокруг морских путей и наземных мощностей. Эти четыре элемента действуют по всей производственно-сбытовой цепочке СПГ.

Хотя СПГ иной раз громко критикуется в отношении безопасности, история этой отрасли говорит сама за себя. Необходимость в дальней транспортировке природного газа на местные рынки гарантирует, что данная технология будет продолжать играть важную роль в мировой энергетике.

### Взгляд в будущее

Взгляд в будущее отрасли СПГ позволяет увидеть многочисленные возможности применения в ней новых более совершенных технологий. Продолжающееся увеличение КПД новых сжижающих заводов в начале цепочки производства и сбыта СПГ направлено на сокращение

56. "Liquefied Natural Gas Worldwide," <http://www.energy.ca.gov/lng/international.html> (данные на 15 мая 2008 г.).

57. <http://www.dom.com/about/gas-transmission/coverpoint/index.jsp> (данные на 23 июля 2008 г.).

58. "Liquefied Natural Gas Safety," <http://www.energy.ca.gov/lng/safety.html> (данные на 20 июня 2008 г.).

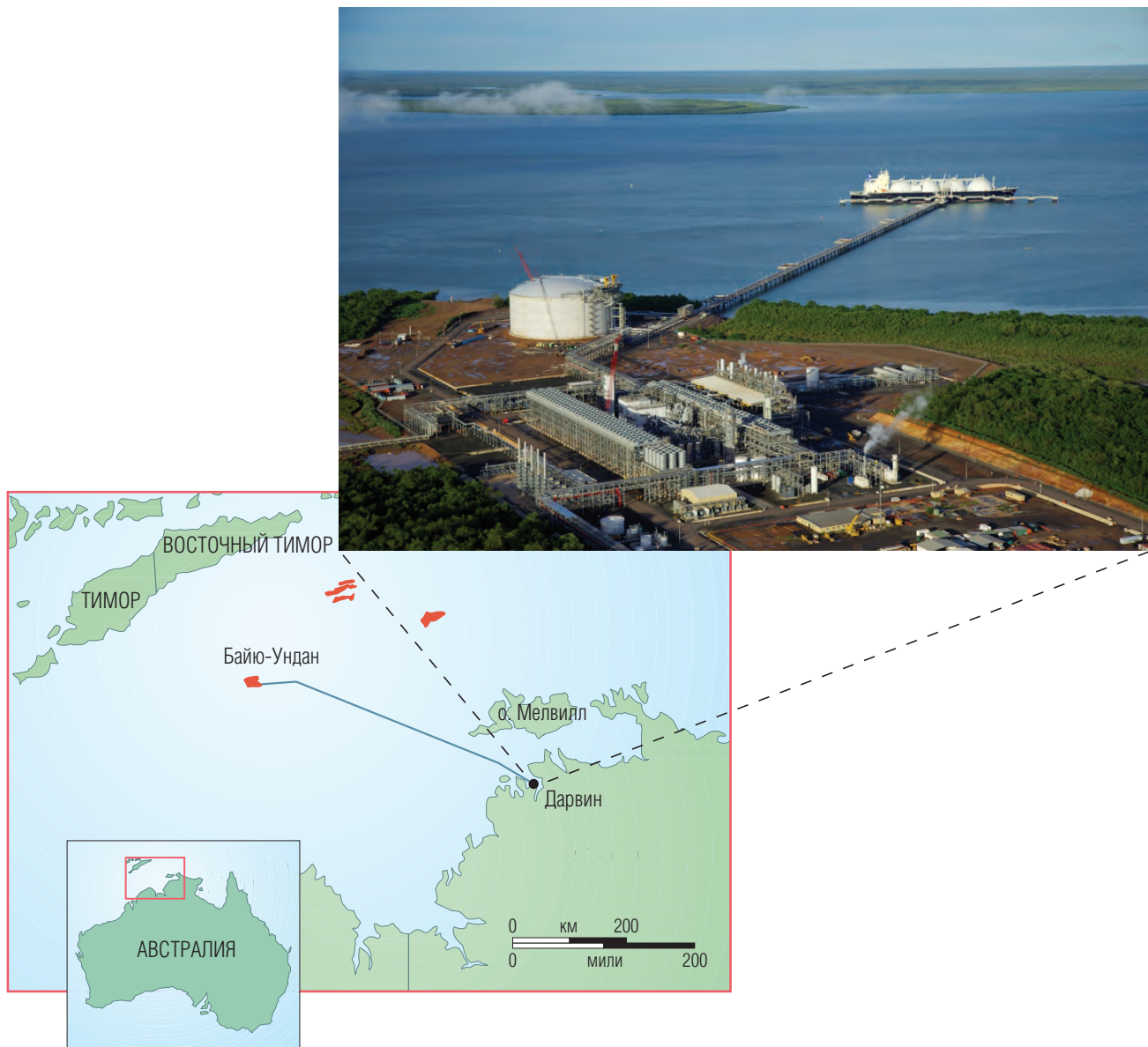
59. В результате аварии в Скикде погибло 27 и ранено 56 человек. Подробнее см.: <http://www.ferc.gov/industries/lng/safety/safety-record.asp> (данные на 20 июня 2008 г.).

60. В резервуаре произошел пожар, из-за чего увеличилось давление, поднявшее бетонный купол. В результате разрушения погибло 37 человек.

61. Hightower M, Gritz L, Luketa-Hanlin A, Covan J, Tieszen S, Wellman G, Irwin M, Kaneshige Melof B, Morrow C and Raglan D: "Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water," <http://www.ferc.gov/industries/lng/safety/reports/sandia-report.asp> (данные на 13 июня 2008 г.).

62. Сноска 58.

63. Foss MM: "LNG Safety and Security," [http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE\\_LNG\\_Safety\\_and\\_Security.pdf](http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_LNG_Safety_and_Security.pdf) (данные на 15 мая 2008 г.).



**Рис. 13.** Завод по производству СПГ близ Дарвина. Этот завод расположен в Уикхэм-Пойнт на северо-западе Австралии (слева на рис.). Природный газ поступает на завод из месторождения Байю-Ундан (Bayu-Undan), находящегося в международных водах между Дарвином и Восточным Тимором. Глубина моря на месте

газодобывающих скважин составляет около 80 м (262 фута), а объем запасов месторождения оценивается в 96,3 млрд м<sup>3</sup> (3,4 трлн фут<sup>3</sup>) газа и 65,6 млн м<sup>3</sup> (413 млн барр.) конденсата. Газ поступает на завод по подводному трубопроводу диаметром 66 см (26 дюймов).

эксплуатационных затрат. Показательным примером этого является новый завод близ Дарвина, Северная Территория, Австралия, на котором внедрен оптимизированный каскадный процесс сжижения CopocoPhillips (рис. 13). Строительство завода завершилось в 2005 г., а первый СПГ с него был отправлен в начале 2006 г. в Японию. На этом заводе было внедрено несколько новшеств.<sup>64</sup> Он стал первым из заводов по производству СПГ, оснащенным высокоэффективными газотурбинными установками на базе авиационного двигателя для привода компрессоров хла-

дагента.<sup>65</sup> Эти турбины более экономичны и производительны, а также характеризуются меньшим объемом выбросов CO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> в атмосферу. Это – первый случай использования выхлопных газов турбин для обеспечения теплом нескольких технологических участков. Наконец, загрузочные и паровые линии на заводе близ Дарвина изготовлены из труб с вакуумной, а не традиционной теплоизоляцией.

Новые сжижающие заводы, такие как описанный выше, все чаще строятся в удаленных районах с неблагоприятными условиями, чтобы поставлять трудноиз-

влекаемый газ далеким потребителям. Ярким примером этого является крупный завод по производству СПГ, строящийся на острове Сахалин у тихоокеанского побережья России. Этот завод практически закончен и после ввода в эксплуатацию будет производить от 5 до 6% мирового объема СПГ.<sup>66</sup> Уже заключены долгосрочные контракты на поставку сахалинского СПГ покупателям из Японии, Кореи, Мексики и США.

Сжижающие заводы – не единственное звено производственно-сбытовой цепочки СПГ, где происходят улучшения, – про-

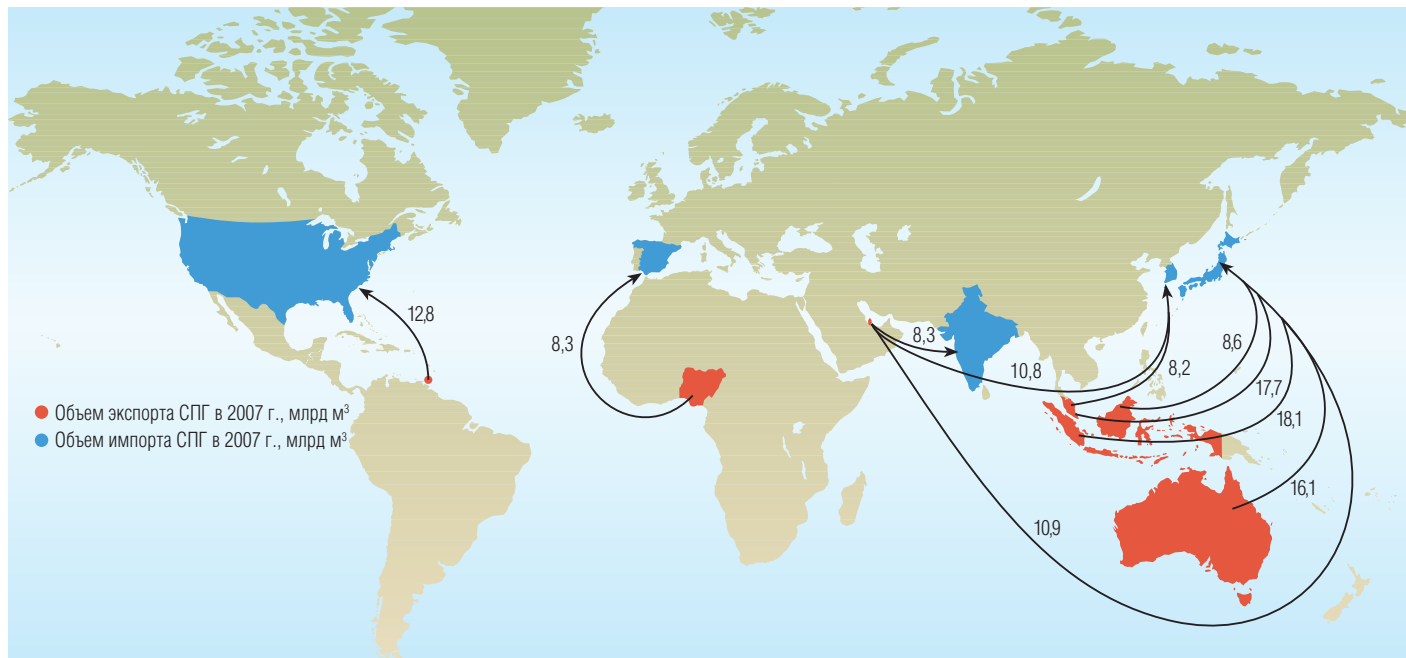


Рис. 14. Основные маршруты морских перевозок СПГ. СПГ, полученный из газа месторождений с трудноизвлекаемыми запасами Ближнего Востока, Африки и Карибского бассейна, поставляется крупным потребителям в Азии, Европе и США. На долю поставок в Японию и Южную Корею приходится 54% общего объема морских поставок

СПГ. По маршрутам из Катара в Индию, из Нигерии в Испанию и из Тринидада и Тобаго в США перевозится еще 13% СПГ. Оставшиеся 33% морских перевозок СПГ приходится на межгосударственные поставки в объеме менее 8,0 млрд м³ (282 трлн фут³) для каждого маршрута и общим объемом 73,8 млрд м³ (2 606 трлн фут³) (не показано).

гресс наблюдается и в области транспортировки. Создаются новые конструкции танков, корпуса судов с мелкой осадкой, двухвинтовые суда и более эффективные энергетические установки. Наконец, для перевозки газа из удаленных районов с арктическими условиями рассматривается вариант судов с корпусом ледокольной формы. Все это позволит усовершенствовать и расширить существующую глобальную сеть транспортировки СПГ (рис. 14).

Последнее звено цепочки производства и сбыта СПГ – приемные терминалы – может подвергнуться самым существенным технологическим усовершенствованиям. Крупнотоннажные газовозы, для которых требуются глубокие каналы и причальные сооружения, что также связано с их безопасностью, делают привлекательным вариант с морскими объектами СПГ. Концепция морских или плавучих сооружений не нова – она была предложена еще

30 лет назад.<sup>67</sup> Это предложение охватывало не только приемные терминалы, но и весь спектр объектов цепочки производства и сбыта СПГ, от сжижения до регазификации. Такие концепции стали реальностью после строительства приемного терминала в Порто-Леванте у побережья Италии, который будет принимать СПГ со сжижающих заводов в Катаре.<sup>68</sup> Остальные морские проекты находятся на различных этапах проектирования, получения разрешений и строительства.

Возможно, самое значительное изменение в производственно-сбытовой цепочке СПГ будет связано с коммерческими, а не технологическими инновациями. Отрасль СПГ находится в последней стадии перехода от традиционных долгосрочных контрактов к современной модели торговых отношений. Результат данного перехода оказался в некоторой степени неожиданным для ряда участников, столкнувшихся с изменениями структуры спроса.<sup>69</sup> Но даже при начальных неудачах таких торговых предприятий движущие факторы роста отрасли СПГ остаются неизменными, и ее будущее выглядит надежным на десятилетия вперед.

–ДА

64. Yates D and Schuppert C: "The Darwin LNG Project," presented at LNG 14, Doha, Qatar, March 21–24, 2004.

65. Montgomery T: "Aeroderivative Gas Turbine Provides Efficient Power for LNG Processing," *Pipeline & Gas Journal* (October 2001): 54, 56–57.

66. Kurbanov Y: "Russia to Become Key Player in World LNG over Next 10 Years," <http://www.oilandgaseurasia.com/articles/p/75/article/638/> (данные на 22 июля 2008 г.).

67. Terry MC: "Floating Offshore LNG Liquefaction Facility – A Cost Effective Alternative," paper OTC 2215, presented at the 7th Annual Offshore Technology Conference, Houston, May 5–8, 1975.

Barden JK: "Offshore LNG Production and Storage Systems," paper SPE 10428, presented at the SPE Offshore Southeast Asia Show, Singapore, February 9–12, 1982.

Faber F, Bliault AE, Resweber LR and Jones PS: "Floating LNG Solutions from the Drawing Board to Reality," paper OTC 14100, presented at the 2002 Offshore Technology Conference, Houston, May 6–9, 2002.

Wagner JV and Cone RS: "Floating LNG Concepts," *Proceedings of the 83rd Annual Convention of the Tulsa Gas Processors Association*, 2004.

Gervois F, Daniel L, Jestin N and Kyriacou A: "Floating LNG – A Look at Export and Import Terminals," paper OTC 17547, presented at the 2005 Offshore Technology Conference, Houston, May 2–5, 2005.

Foss MM: "Offshore LNG Receiving Terminals," <http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE-offshore-LNG.pdf> (данные на 15 мая 2008 г.).

68. "ExxonMobil to Build First Gravity-Based Terminal in Italy," <http://www.poten.com/%5Cattachments%5C052305.pdf> (данные на 22 июня 2008 г.).

Sen CT: "LNG Trade Slows; Projects Advance," [http://www.ojg.com/print\\_screen.cfm?ARTICLE\\_ID=231654](http://www.ojg.com/print_screen.cfm?ARTICLE_ID=231654) (данные на 22 июня 2008 г.).

69. Krauss C: "Global Demand Squeezing Natural Gas Supply," <http://www.nytimes.com/2008/05/29/business/29gas.html> (данные на 29 мая 2008 г.).