

РЕВОЛЮЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ



Фото Shell

Плавучая система сжижения природного газа (floating liquefied natural gas — FLNG) разрабатывалась в течение последних 40 лет. Однако до сего времени это были лишь чертежи. Тем не менее, после принятия в 2011 г. окончательного решения об инвестициях компанией Shell по проекту FLNG Prelude, ряд компаний-операторов и разработчиков активизировали свои усилия. Сегодня в процессе строительства находится уже семь установок.

БРАЙАН СОНГХЕРСТ

ХУВ УИЛЬЯМС

thyssenkrupp Industrial Solutions Oil & Gas, Великобритания

Плавучие системы сжижения природного газа подразделяются на два основных типа — морская и прибрежная. Первые работают в открытом море и добывают пластовый газ напрямую из подводных скважин. Прибрежные установки, напротив, применяются в относительно спокойных водах и, как правило, получают очищенный или частично подготовленный газ из береговой трубопроводной системы.

При оценке рыночных возможностей FLNG можно отметить существенное развитие рынка плавучих систем хранения и регазификации СПГ: за последние 10 лет было создано более 20

таких проектов. Кроме того, в настоящее время есть большое число подобных проектов, которые находятся в процессе строительства или планирования (см. «Проекты FLNG в процессе строительства»). Это выдающееся достижение для отрасли СПГ, которая всегда была весьма консервативной.

Новое решение

Для того чтобы совершить промышленный переворот в добыче газа и производстве СПГ, технологии FLNG необхо-

На английском языке статья опубликована в журнале LNG Industry (www.lngindustry.com). На русском языке статья подготовлена специально для «Нефтегазовой Вертикали»

Проекты FLNG в процессе строительства

Проект	Мощность, млн т/г	Запуск	Локация	Оператор	Подрядчики
Caribbean FLNG	0,5	2016	Уточняется	Pacific Rubiales Energy	Exmar/Wison/Black & Veatch
Kanowit (PFLNG-1)	1,2	2016	Саравак, Малайзия	Petronas	Technip/DSME
Prelude	3,6	2017	Бассейн Брауз, Западная Австралия	Shell	Technip/Samsung
Kribi (GoFLNG Hilli)	1,2	2017	Камерун	SNH/Perenco	Golar/Keppel/Black & Veatch
Обсуждается	0,6	2017	Уточняется	Уточняется	Exmar/Wison
Rotan (PFLNG-2)	1,5	2018	Сабах, Малайзия	Petronas	JGC Corp./Samsung
Fortuna (GoFLNG Gimi)	2,2	2018	Экваториальная Гвинея	Ophir Energy	Golar/Keppel/Black & Veatch

димо обеспечить значительные преимущества перед традиционными береговыми заводами для сжижения газа. Например: снижение затрат, возможности ускоренного ввода в эксплуатацию и аренды оборудования, а также отсутствие проблем с необходимостью создания береговой инфраструктуры. Именно эти преимущества уже обеспечили успех в сегменте плавучих систем хранения и регазификации СПГ (floating storage and regasification unit — FSRU).

Можно отметить существенное развитие рынка плавучих систем хранения и регазификации СПГ: за последние 10 лет было разработано более 20 таких проектов

В некоторых случаях удалось сэкономить до половины материальных и временных затрат в сравнении с береговыми терминалами. Кроме того, такие системы можно сдавать в аренду, повышая при этом приток денежных средств компании-оператора и сводя к минимуму невозвратные издержки. FSRU также характеризует мобильность — возможность перемещать оборудование в соответствии с изменениями мирового спроса и тем самым снижать риски, связанные с его использованием.

Капитальные затраты

Капитальные затраты на новые наземные установки по сжижению природного газа обычно составляют порядка \$1000–1800 на тонну в год в зависимости от местоположения и потребностей в создании дополнительной инфраструктуры. Однако получение точной информации по текущим проектам FLNG может быть весьма проблематичным.

Отчасти это связано с тем, что они в настоящий момент находятся в процессе строительства, а также с тем, что энергетические компании неохотно предоставляют информацию о своих издержках.

Лизинговые компании зачастую более сговорчивы — например, Golar LNG, Excelerate Energy и Exmar сообщают о расходах от \$600 до \$700 на тонну в год по проектам реконструкции Hilli и Gimi в заливе Лавака (в настоящее время заморожены), и Caribbean FLNG в Карибском море соответственно. В то же время имеются и высокие затраты, свыше \$2000 на тонну в год по проекту Prelude и \$1600 на тонну в год по проекту Kanowit.

В ходе недавнего сравнительного анализа, проведенного компанией thyssenkrupp, выяснилось, что расходы можно разделить на две группы — издержки лизинговых компаний и издержки энергетических компаний.

Причины такой разницы в затратах были изучены, и результаты показали, что лизинговые компании предпочитают типовую конструкцию, составленную из промышленных сборочных блоков, что является логичным в перспективе повторного их использования. В то же время крупнейшие энергетические компании традиционно практикуют подход, основанный на специально разработанных проектах с использованием собственных норм проектирования, что, как правило, стоит дороже. Это не означает, что одни правы, а другие нет — просто их подходы различаются.

Для сравнения аналогичных проектов важно также иметь в виду объем указываемых затрат. Лизинговые компании, в основном, сообщают лишь о расходах на предоставление судна FLNG и причальные устройства, а энергетические компании могут дать полную информацию по затратам, включая издержки на подводные системы.

Есть большое число проектов, находящихся в процессе строительства или планирования. Это выдающееся достижение для отрасли СПГ, которая всегда была весьма консервативной

Другой важный фактор, который необходимо учесть, — сложность проекта. Прибрежный проект переработки сухого газа подразумевает значительно более низкие затраты в сравнении с глубоководным морским проектом по добыче газа и хранением СПГ.

Установки FLNG в настоящее время строятся на крупных судовых верфях Юго-Восточной Азии (новые установки в Южной Корее и Китае, проекты реконструкции в Сингапуре).

Возможности экономить

В целях экономии затрат эффективная работа судовых верфей в рамках установленного проекта обеспечивает значительно более низкие затраты на строительство, чем многие береговые объекты (например, в Австралии с высокой оплатой труда или в Мозамбике с неразвитой инфраструктурой и необходимостью привлечения иностранных специалистов, а также введения жесткого надзора за реализацией проекта).



Проект Caribbean FLNG (оператор Pacific Rubiales Energy).
Фото компании Exmar

Еще одно важное преимущество состоит в том, что риск превышения сметы значительно ниже в сравнении со строительством береговых установок на месте, где могут возникнуть проблемы с местным персоналом, сложные погодные условия и проблемы, связанные с удаленным расположением объекта.

В некоторых случаях удалось сэкономить до половины материальных и временных затрат в сравнении с береговыми терминалами

Конечно, укомплектованные установки FLNG необходимо перевезти с судоверфи на место реализации проекта. Однако эти затраты невелики с учетом возможности экономии расходов в целом.

Другая возможность экономии расходов может быть реализована ввиду отсутствия потребности в протяженных подводных трубопроводах. Например, при реализации проекта Ichthys LNG потребовалось строительство трубопровода длиной в 890 км и диаметром в 42 дюйма для транспортировки газа с месторождения на береговую установку в Дарвине массой около 700 тыс. т стали. В отдельных случаях использование трубопроводов внешнего транспорта газа может добавить более \$1 млрд к общей смете проекта.

Таким образом, FLNG является технологией, обеспечивающей монетизацию труднодоступного газа, добываемого на морских месторождениях.

Строительство новых береговых установок СПГ обычно занимает 48–60 месяцев, в зависимости от объема работ и местоположения, от удаленности объекта и производительности труда. Недавно завершившееся строительство баржи по проекту FLNG в Карибском море заняло лишь 36 месяцев, в то время как более крупное судно на проекте FLNG Kanowit по графику будет изготовлено за 48 месяцев, а на проекте Prelude — за 60 месяцев.

FSRU характеризует мобильность — возможность перемещать оборудование в соответствии с изменениями мирового спроса и тем самым снижать риски, связанные с его использованием

Лизинговые компании FLNG, как правило, дают цифру в 48 месяцев с момента принятия окончательного решения об инвестициях до запуска новых объектов. По проектам реконструкции Hilli и Gimi компания Golar LNG сообщила о сроках в 31–33 месяца. У таких компаний, как Golar и Exmar, которые собираются и далее строить установки FLNG, существует возможность сокращения сроков работ для

компаний-операторов, что является отражением подхода, принятого в секторе FSRU.

Возможности сокращения сроков по проектам FLNG отличаются в зависимости от проекта и места проведения работ. Однако риски, связанные с соблюдением графика работ, являются важным фактором при выборе судовой верфи, в отличие от схемы ведения строительных работ на берегу.

Крупнейшие энергетические компании традиционно практикуют подход, основанный на специально разработанных проектах с использованием собственных норм проектирования, что, как правило, стоит дороже

Корейские судовой верфи обладают положительной репутацией в реализации крупных проектов в рамках графика и бюджета. Однако этого нельзя сказать о многих береговых проектах (например, о проекте Gorgon в Австралии), на которые могут значительно влиять неблагоприятные погодные условия, неразвитая инфраструктура, ограниченность ресурсов (в особенности, когда присутствует конкуренция с другими проектами) и сложные производственные отношения.

Прибрежный проект переработки сухого газа подразумевает значительно более низкие затраты в сравнении с глубоководным морским проектом по добыче газа и хранения СПГ

Кроме того, проекты плавучих установок по производству сжиженного природного газа позволяют значительно сократить период оформления необходимых согласований, который может быть довольно длительным для новых проектов, реализуемых на берегу. Заякоренное судно FLNG оказывает относительно небольшое воздействие на социальные и экологические условия реализации проекта в сравнении с береговыми мощностями.

Рынок подрядчиков

Большим преимуществом FLNG является наличие на рынке подрядчиков, например, Golar LNG, Excelsior Energy, Exmar и Høegh LNG, которые могут построить, содержать и эксплуатировать объект FLNG, а также сдать его в аренду компании-оператору. Такая схема основана на модели, уже успешно применяемой в секторе FSRU и FPSO (плавучая система добычи, хранения и отгрузки нефти — oil floating production storage and offloading).

Она позволяет небольшим независимым энергетическим компаниям разрабатывать морские газовые месторождения без привлечения капитала, необходимого для финансирования объекта по сжижению газа. Риски подрядчика снижаются за счет возможности перемещения установки (путем модификации системы предварительной подготовки газа) на другое месторождение в случае короткого срока эксплуатации данного месторождения.

В проектах создания береговой установки по сжижению природного газа инвестиции являются невозвратными из-

держками. FLNG также является хорошим решением в случае недоступности земельного участка или сложностей его разработки в связи с проблемами оформления и необходимостью согласований. Пример: наличие перспективных газовых месторождений в 80 км от побережья Израиля, где сложно найти необходимый участок в связи с плотно застроенной береговой линией.

Недостатки FLNG

Наряду со значительными преимуществами это технологическое решение подходит далеко не для каждого морского газового проекта, обладает недостатками, которые необходимо учитывать.

В частности, считается, что FLNG неприменимо в суровых условиях окружающей среды, так как существующая технология погрузки СПГ связана с использованием жестких загрузочных рукавов в условиях перегрузки на суда, стоящие бок о бок. При такой конфигурации погрузочные операции могут проводиться при высоте волны не более 2,5 м, что в значительной степени ограничивает пригодность оборудования к работе.

Таким образом, решения по FLNG в настоящее время не подходят для суровых условий окружающей среды, в которых требуется система последовательной погрузки, применяемая на FPSO.

В разработке находятся криогенные системы транспортировки, однако эта технология пока не прошла полную аттестацию. Вероятно, данная технология станет доступной в течение нескольких следующих лет, но для нее потребуются специальные суда для СПГ с носовыми подводными манифольдами и устройством динамического позиционирования.

Существуют ограничения по объемам и размерам. FLNG не подходит для крупномасштабных проектов ввиду ограничений судовой верфи по размерам корпуса судна. Но технологическое развитие не стоит на месте. Совсем недавно ограничение по объему равнялось 4 млн т/г, а сейчас рассматриваются проекты до 7,5 млн т/г (например проект Abadi FLNG).

FLNG является технологией, обеспечивающей монетизацию труднодоступного газа, добываемого на морских месторождениях

Кроме того, в то время как на береговых объектах возможна установка дополнительных линий сжижения, поэтапное расширение установок FLNG без вывода всего объекта из эксплуатации на значительный период времени невозможно. Однако возможна установка многоэлементной FLNG.

Низкий процент привлечения местных ресурсов — еще один возможный недостаток плавучих заводов по производству сжиженного природного газа, поскольку строительные работы практически полностью осуществляются за пределами страны. Многие развивающиеся страны рассматривают проекты СПГ как возможность для найма местных ресурсов — тысяч рабочих, привлекаемых к строительству береговой установки. Однако привлечение местных ресурсов ограничивается этапом эксплуатации FLNG.



Крупнейший компонент турельной установки плавучего комплекса по производству СПГ Prelude FLNG отправляется из порта Дубай в Южную Корею.
Фото Shell

Эксплуатационные затраты на морские установки значительно выше затрат на береговые объекты ввиду растущих издержек на персонал и логистических издержек, а также необходимости использования различных вспомогательных судов для обслуживания объекта. Экономия капитальных затрат сводится на нет из-за высоких эксплуатационных расходов в период реализации проекта. Однако при принятии окончательного решения об инвестициях капзатраты зачастую считаются более важным аргументом.

Банки пока неохотно финансируют проекты FLNG в связи с существующими рисками первых в своем роде разработок. Но ситуация, похоже, меняется.

К примеру, проект FLNG в Карибском море частично финансировался при поддержке кредитных агентств Ex-Im (США) и Sinosure (Китай), а компания Golar LNG недавно заявила о получении финансирования для проектов реконструкции Hilli и Gimi. Это положительные шаги, и, вероятно, финансирование станет более доступным с наличием опыта эксплуатации первых установок начиная с 2016 г.

Любой проект разработки морских газовых месторождений имеет свои уникальные черты, поэтому применение FLNG оптимально не во всех ситуациях. Для оценки вариантов разработки и создания прочной основы для переговоров с потенциальными подрядчиками требуется объективное технико-экономическое обоснование с учетом технических, коммерческих, корпоративных и государственных аспектов.

Строительство новых береговых установок СПГ обычно занимает 48–60 месяцев, в зависимости от объема работ и местоположения, от удаленности объекта и производительности труда

Для морских проектов FLNG, вероятно, будет наилучшим решением при наличии относительно благоприятных условий на море или, наоборот, при наличии сложностей, связанных со строительством наземного объекта, когда, например, требуется протяженный трубопровод до берега.

FLNG также является хорошим решением в случае недоступности земельного участка или сложностей его разработки в связи с проблемами оформления и необходимостью согласований

Прибрежные проекты, при реализации которых газ будет частично очищаться и поставляться из береговой зоны по трубопроводам, отличаются тем, что они, по существу, подразумевают строительство установки для сжижения газа в пределах завода (судоверфи). Как правило, прибрежные FLNG являются оптимальным решением в случае недостатка участков на суше, в отдаленных районах с ограниченной инфраструктурой либо при наличии проблем с привлечением местной рабочей силы.

Вариант сдачи оборудования в аренду является привлекательным для небольших энергетических компаний с ограниченными ресурсами по капиталовложениям

Как в морских, так и в прибрежных проектах вариант сдачи оборудования в аренду является привлекательным для небольших энергетических компаний с ограниченными ресурсами по капиталовложениям. Компания thyssenkrupp определила 21 потенциальный проект FLNG в различных странах мира общей мощностью порядка 60 млн т/г, 10 из которых уже находятся в стадии предварительного проектирования. Маловероятно, что какой-либо из этих проектов окажется экономически обоснованным для береговых разработок. И даже при том, что все данные проекты вряд ли будут запущены, в перспективе плавучие системы сжижения природного газа способны совершить переворот в добыче газа на морских месторождениях. 