

# Подходы и технические решения, использованные при создании комплекса СПГ на месторождении Сновит в Баренцевом море - Передовые технологии стоят недешево

Дэвид Вуд (David Wood)

Дэвид Вуд энд Ассошиэйтс, Линкольн, Великобритания

Саед Мохатаб (Saeid Mokhatab)

Журнал ROGTEC, Марбелья, Испания

## Barents Sea Gas Liquefaction Approaches Reality at Snohvit - Innovation at a Price

David Wood

David Wood & Associates, Lincoln UK

Saeid Mokhatab

ROGTEC Magazine, Marbella, Spain

В декабре 2006 г. завод СПГ в Хаммерфесте на острове Мелкоя в северной части Норвегии сменил статус строительной площадки на действующий газоперерабатывающий комплекс ([www.statoil.com](http://www.statoil.com)). Данный завод СПГ является частью проекта по сжижению природного газа на месторождениях Сновит, Альбатрос и Аскелад в Баренцевом море (глубина моря 240-345 м), расположенных в 140 км к северо-западу от норвежского г. Хаммерфест. Месторождения были открыты в начале 80х гг. прошлого века. Помимо того, что этот завод СПГ находится на самой высокой широте (71о северной широты) из всех аналогичных предприятий в мире и оснащен первым в Европе экспортным терминалом СПГ, данный высокотехнологичный проект имеет огромное значение для планируемой разработки крупных разведанных и потенциальных запасов газа в российском секторе Баренцева моря.

Однако высокие технологии стоят недешево. Первоначально планировалось завершить строительство и запустить завод в октябре 2006 г. В середине 2005 г. этот график был скорректирован и начало эксплуатации завода было перенесено на конец 2007 г. После одобрения проекта норвежским парламентом в 2002 г. на его реализацию был выделен бюджет в размере 39 миллиардов норвежских крон (~6,1 миллиарда долларов США). В ходе реализации проекта было несколько задержек и отсрочек и окончательная стоимость проекта была официально увеличена до 59 миллиардов крон (~9,3 миллиарда долларов США) в 2006 г. (1 шведская крона ≈ 0,16 долларов США на январь 2007 г.). Видимо, еще большее увеличение окончательной стоимости проекта и новая отсрочка запуска в эксплуатацию не вызвали бы большого удивления. Данные уровни затрат по проекту должны рассматриваться в контексте ожидающихся поступлений в размере 400 миллиардов норвежских крон от продажи СПГ заводом в течение 25-летнего периода его эксплуатации.

### ■ Право собственности, производственная мощность и запасы

Проект Сновит реализуется в рамках совместного предприятия между Statoil (33,53%), Petoro (30%), Total (18,40%), Gaz de France

In December 2006 the Hammerfest LNG gas liquefaction plant at Melkoya Island, in northern Norway, changed its status from a construction site to a gas-processing complex ([www.statoil.com](http://www.statoil.com)). This gas liquefaction plant is part of the Snohvit LNG project that involves the development of three gas fields in the Barents Sea; Snohvit, Albatross and Askeladd (240m to 345m deep), which lie some 140km northwest of Hammerfest in Norway and were discovered in the early 1980's. As well as being the highest latitude gas liquefaction plant (71oN) built to date and Europe's first LNG export terminal, this innovative project has much broader significance for the longer-term development of the large and as yet untapped gas resources in the Russian portion of the Barents Sea.

Innovation, however, comes at a price. Originally the project was to be completed and the plant on stream by October 2006. This schedule was extended in mid-2005 to start LNG production a year later in late 2007. When the project was sanctioned by the Norwegian Parliament in 2002 it was budgeted to cost some 39 billion Norwegian Kroner (NOK) (~US\$6.1 billion). There have been several setbacks and delays, and the project final cost estimate was raised officially to some 59 billion NOK (~US\$9.3 billion) in 2006 (1 Krone ~ 0.16 US\$ in January 2007). Few would be surprised if the final cost came in significantly above that official estimate and start-up was further delayed. These costs should be viewed in the context of the expected gas sales of 400 billion NOK over the LNG plants 25-year life.

### ■ Ownership, Capacities & Reserves

The Snohvit project is a joint venture between Statoil (33.53%), Petoro (30%), Total (18.40%), Gaz de France (12%), Hess (3.26%) and RWE (2.81%). Statoil operates the project and handles Petoro's share. The other partners will become shippers of gas volumes from the Hammerfest plant. Statoil as co-charterer of three ships will eventually lift LNG from Melkoya and Total and Gas de France will lift their share with their own single ship.

Hammerfest LNG is to be a single train facility with 4.3 million t/yr (mtpa) of capacity, equivalent to 5.6 billion m<sup>2</sup> pt (bcm). The plant will also have the capability of producing 747,000 tonnes / year condensate and 247,000 tonnes /year LPG. The three fields supplying the plant have estimated reserves of 193 billion m<sup>3</sup> of gas and 20 million m<sup>3</sup> (~113 million

(12%), Hess (3,26%) и RWE (2,81%).

Statoil является оператором проекта и управляет долей Petoro. Остальные партнеры будут отгружать объемы газа с завода СПГ в Хаммерфесте. Statoil является совместным фрахтовщиком трех судов и будет отгружать объемы с завода СПГ в Мелкоя, а Total и Gas de France планируют отгружать свою часть объемов с использованием по одному собственному танкеру каждый.

Завод СПГ в Хаммерфесте будет иметь одну производственную линию (очередь) с производительностью 4,3 миллиона тонн в год, что эквивалентно 5,6 миллиарда м3 в год. Завод также сможет выпускать 747 тыс. тонн конденсата и 247 тыс. тонн сжиженного природного газа (СПГ) в год. Запасы трех месторождений, которые будут поставлять сырье на завод, оцениваются в 193 миллиарда м3 газа и 20 миллионов м3 конденсата. Плюс также пока не включенные в разработку запасы нефти. На сегодняшний день подписаны контракты с покупателями на восточном побережье США (Эль Пасо) и в Испании (Ибердрола) на поставку 4 миллионов тонн в год. Statoil проводит в настоящее время работы по увеличению к 2008 г. в три раза пропускной способности терминала для получения газа из СПГ на восточном побережье США в Ков Пойнт (Cove Point) с 1,7 до 7,3 миллиона тонн в год) для возможности поставки вышеуказанных и дополнительных объемов СПГ на прибыльный и быстро развивающийся рынок импорта газа в США.

### ■ График дальнейшей реализации проекта

Объемы СПГ, поступившие на мощности по сжижению в Хаммерфесте в конце 2006 г., стали знаменательной вехой на пути реализации проекта. Данная поставка газа осуществлялась из Египта танкером Арктик Принцесс для перевозки СПГ вместимостью 147200 м3. Данные объемы СПГ будут использованы вначале для охлаждения и проверки герметичности двух емкостей для хранения СПГ на о. Мелкоя, а затем для испарения некоторого количества СПГ для проверки работы расположенной на острове электростанции. Электростанция будет обеспечивать энергию для четырех мощных компрессорных модулей, устанавливаемых на заводе СПГ, потребляемая каждым из которых мощность составляет около 65 мВт. Как ожидается, первый газ с морских месторождений в Баренцевом море поступит на завод в мае-июне 2007 г. Затем планируется начать серию предпусковых испытаний линии по сжижению природного газа.

Первая отгрузка экспортного объема СПГ запланирована на конец лета 2007 г., а промышленная эксплуатация – на декабрь 2007 г. Ежегодно завод будет производить до 70 отгрузок объемов СПГ. Порты на юге Европы расположены более чем в 2000 морских миль от предприятия. Порты на восточном побережье США расположены более чем в 3000 морских миль от завода. Путь танкера СПГ в оба конца в любое из этих двух направлений будет занимать от 15 до 25 дней.

Танкер Арктик Принцесс является одним из судов этого типа, специально построенным для перевозки СПГ, производимого на проекте Сновит. В начале 2006 г. компания Mitsubishi Heavy Industries поставила танкер со сферическим резервуаром совместному предприятию, созданному Leif Hoegh и Mitsui OSK Lines. В 2006 г. танкер Арктик Принцесс был передан в краткосрочную субаренду BG Group. Надёжная и прочная конструкция судна обеспечивает возможность его длительной эксплуатации в жестких условиях окружающей среды, характерных для северной Атлантики, особенно в зимний период. Конструкция корпуса рассчитана на эксплуатацию в районе Северной Атлантики в течение 40 лет.

Совместное предприятие Сновит надеется получить в 2007-2008 гг. подтверждение наличия дополнительных запасов газа в норвежском секторе Баренцева моря достаточных для обеспечения работы второй очереди завода СПГ. Открытие новой структуры Торнерос в сентябре 2006 г. способствовало увеличению разведанных запасов по этому проекту. Однако при проектировании второй очереди видимо будет необходимо учесть опыт эксплуатации

barrels) of condensate, plus additional potential oil not yet included in the development. Supply contracts have been agreed to date with customers in East Coast US (El Paso) and Spain (Iberdrola) accounting for 4 million t/yr of the capacity. Statoil is in the process of tripling the East Coast US Cove Point regasification terminal capacity by 2008 (currently 1.7 mtpa to 7.3 mtpa) in order to receive this and other LNG for the lucrative and rapidly growing US gas import market.

### ■ Expected Forward Schedule

The LNG shipment, which arrived at the Hammerfest LNG facility close to year-end 2006, marked a significant milestone in the project. It was delivered from Egypt onboard the 147,200m<sup>3</sup> LNG carrier Arctic Princess. This cargo will be used initially to cool down and confirm the integrity of the two LNG storage tanks on Melkoya Island and then to vaporise some LNG to further test the island's power plant. This plant will provide the energy to power the plants four large compression modules, with each of the two larger compressors requiring up to some 65 MW of power. The first gas from the offshore fields in the Barents Sea will be landed at the plant around May/June 2007. The liquefaction train is then scheduled to commence a series of commissioning trials.

The inaugural LNG export cargo is scheduled for late summer 2007 and commercial operations for December 2007. Some 70 cargoes of LNG will then be shipped from the plant each year. Europe's southern ports are over 2000 nautical miles from the plant. US east coast ports are over 3000 nautical miles from the plant. LNG carrier round trips will take between 15 and 25 days to these two destinations respectively.

Arctic Princess is one of the fleet of ships specifically built for the carriage of Snovhit LNG. Mitsubishi Heavy Industries delivered the spherical tank ship in early 2006 to a venture formed by Leif Hoegh and Mitsui OSK Lines. In 2006 Arctic Princess was sublet to BG Group on a short-term charter. The robust design of Arctic Princess will enable the ship to operate over a long service life in the extremely harsh environments that can often be encountered in the North Atlantic, especially in the wintertime. The hull design has a North Atlantic trading life expectancy of 40 years.

The Snovhit joint venture is also hoping to confirm, in 2007/8 enough additional gas reserves in the Norwegian sector of the Barents Sea to support a second Snovhit production train. The Tornerose discovery, made in September 2006, has helped that reserves quest. However, it is likely that some operational experience from the first train will be required before the design of a second train can be finalised. This makes it unlikely that a second train would be completed before 2014. It would also probably require an expansion to the surface area of Melkoya Island.

Snovhit is the largest of the three fields holding about 50% of reserves. It contains an oil layer, which may or may not prove economical to produce. In the approved development plan eight subsea production wells have been drilled from three standard subsea templates. A carbon dioxide re-injection well has a separate template. Future plans for this first train development involve Askeladden field coming onstream from another 8 wells in 2011 and Albatross field coming onstream from another 5 wells in 2018.

The Snovhit reservoir oil zone is just some 14 meters thick. Studies performed prior to the approval of the gas / LNG development plan in 2002 concluded that production of the oil zone would not be profitable. The potential of a higher long-term oil price has made partners reconsider this conclusion. In August 2006 they announced plans to drill an appraisal well, probably in 2007, to further evaluate the oil potential. There is local opposition to using the cheaper options of a floating production and offloading (FPSO) vessel for this production rather than bringing the oil to shore and creating more jobs.

Environmentalists are strongly against oil production in the Barents Sea. The area contains one of the few remaining healthy fish stocks in the Barents Sea, which could be badly impacted by oil spills. Indeed, whale conservationists on environmental grounds have also consistently opposed the Snovhit project.

первой очереди. Поэтому весьма маловероятно, что вторая очередь будет запущена в эксплуатацию ранее 2014 г. Кроме того, по-видимому, потребуется расширение участка суши до о.Мелкоя.

Месторождение Сновит является крупнейшим из трех разрабатываемых по проекту месторождений, на долю которого приходится 50% запасов. Месторождение содержит нефтеносный горизонт, однако экономическая целесообразность его разработки пока не была подтверждена. В соответствии с утвержденным планом разработки с трех стандартных донных опорных модулей было пробурено восемь подводных скважин. Отдельная подводная опорная плита использовалась для бурения скважины для повторной закачки двуокиси углерода. Будущие планы развития первой очереди включают месторождение Аскеладден, начало промышленной эксплуатации которого запланирована на 2011 г. и на котором будет пробурено 8 эксплуатационных скважин, а также месторождение Альбатрос – 5 скважин, эксплуатация с 2018 г.

Мощность нефтяного коллектора на месторождении Сновит составляет всего 14 м. Анализ проведенный перед утверждением в 2002 г. программы разработки газовых залежей и строительства мощностей СПГ позволил сделать вывод об экономической нецелесообразности разработки нефтеносного горизонта. Перспектива длительного установления более высоких мировых цен на нефть заставила партнеров по проекту Сновит пересмотреть это заключение. В августе 2006 г. они объявили о планах бурения оценочной скважины, строительство которой должно быть начато, вероятно, в 2007 г., для возможности дальнейшей оценки потенциала нефтяных запасов. Местное общественное мнение выступает против использования более дешевого варианта, предусматривающего эксплуатацию плавушей системы для добычи, хранения и отгрузки нефти, и призывает организовать доставку нефти на берег, что обеспечило бы создание новых рабочих мест.

Защитники окружающей среды также выступают категорически против добычи нефти в Баренцевом море. Это один из районов Баренцева моря, в котором обитает самое большое количество видов рыб, которым угрожает риск подвергнуться воздействию разливов нефти. Фактически, защитники популяций китов и группы зеленых постоянно выступают против реализации проекта Сновит.

## ■ Широкое внедрение передовых технологий

Добываемый на месторождениях проекта Сновит газ содержит от 5% до 8% CO<sub>2</sub> и проект разработки предусматривает сепарацию вызывающего парниковый эффект углекислого газа на заводе в Мелкоя и его использование для повторной закачки на месторождении Сновит в песчаный горизонт Тубасен на глубине 2600 м. Строительство, эксплуатация и обслуживание систем по закачке CO<sub>2</sub> обойдутся недешево, однако их внедрение позволит избежать недопустимых выбросов в окружающую среду.

Для повышения эффективности морской добычи газа будут применяться подводные комплексы добычи, устанавливаемые на морском дне. Добываемая жидкость будет транспортироваться по трубопроводной системе, включающей: газопровод внутренним диаметром 68 см (27"), два трубопровода для закачки химвеществ, оптоволоконные кабели и гидравлические линии, соединенные в пучок в одном шлангокабеле линий управления, а также трубопровод для транспортировки ожидаемого объема CO<sub>2</sub>, составляющего 700000 тонн в год. После вывода объекта на полную мощность общий объем CO<sub>2</sub>, вырабатываемый на объекте, как ожидается, составит – 900 000 тонн в год (~2% от общего объема выброса диоксида углерода в Норвегии). Мониторинг и управление подводными добывающими комплексами и трубопроводами будет осуществляться из центра управления в Мелкоя. При этом операторы будут иметь возможность открывать и закрывать задвижки, расположенные в 140 км от центра управления, с помощью управляющих сигналов, передаваемых по оптоволоконным кабелям, высоковольтным электрическим кабелям, а также гидравлическим линиям.

## ■ Innovation at Every Turn

Produced gas from the Snøhvit fields will contain between 5 to 8% CO<sub>2</sub> and the project development involves separating this acid greenhouse gas at the Melkoya facility and then returning it to the Snøhvit field offshore for re-injection into the Tubasen sandstone at some 2600 metres depth. This will be costly to build, operate and maintain but will avoid environmentally unacceptable emissions.

Offshore gas production is to be facilitated through subsea templates on the sea floor. Fluids will be moved through a pipeline system including: a 68cm (27") internal diameter gas pipeline, 2 chemical injection lines fibre optics and hydraulic lines bundled in a control umbilical, and a pipeline dedicated to cope with the expected 700,000 tonnes/year CO<sub>2</sub>. The total facility is expected to produce ~900,000 tonnes/year CO<sub>2</sub> (~2% of Norway's total carbon emissions) when operating at full capacity. Control and monitoring of subsea production facilities and pipelines will be conducted from a control room at Melkoya. This requires operators to open and close valves up to 140 km away with signals transmitted along the fibre optic cables, high-voltage electrical and hydraulic power lines.

Following conceptual design dating back to 1997 that involved Kellogg, Bechtel and Linde offering competing designs, the liquefaction technology finally selected for the project in 2002 was not a tried and tested design, but a new Mixed Fluid Cascade (MFC) process developed by Linde (Germany), main engineering contractor, in collaboration with their client Statoil. This will enable Statoil and Linde in the future to market their own patented design, but that decision has added cost, time and uncertainty to the project. This novel liquefaction facility involves a 15m by 17m by 40m heat exchanger. Hammerfest LNG will be the first baseload LNG plant featuring an all electric drive power solution involving five, light-weight, aero-derivative LM6000PD gas turbines (to be fuelled by field gas) a further innovative development for the industry.

Another key feature of Snøhvit LNG project was the process barge concept during construction. The core liquefaction process facilities were installed on a floatable barge during the initial construction phase in Spain (Izar's yard at Ferrol) and then transported as a single 33,000 tonne module and docked into a pre-constructed bay within the Melkoya Island facility. This 9m by 154m by 54m unit represents the heart of the liquefaction facility. A modularised approach was aimed at maximizing offsite pre-fabrication activities, at a climatically less challenging and aerially less constrained construction site. This decision was also intended to provide benefits of parallel engineering at multiple construction yards. However, making this work in practice proved more challenging than expected and has caused much of the cost overrun.

When work was running behind schedule in Spain in mid-2005 a decision had to be made to either move the partially completed liquefaction module to Melkoya Island and complete the work there or delay moving the module until summer 2006. The module was moved in July 2005 and the additional work through the Norwegian winter added both cost and time to the project. Key worker strikes have also not helped in maintaining the project's delivery schedule.

## ■ LNG from Barents Sea - Huge Strategic Potential

Unlocking the Barents Sea gas resources has huge strategic implications for both Norway and Russia. These gas fields, stranded since the 1980's will be finally commercialised by innovative technology developments and some risk taking.

The Shtokmanovsk (Shtokman) gas field in the Russian sector of the Barents Sea some 500 km from the port of Murmansk has estimated reserves of 3.3 tcm (>100 tcf) was discovered in 1988 and has remained stranded since then. It is believed to be the biggest offshore natural gas field in the world. The field lies in some 300 m of water and will be technologically, environmentally and climatically challenging to develop. The first development phases have been provisionally budgeted at \$15-20 billion, with total investment expected to exceed \$40 billion. Costs, technology and contractual arrangements continue to delay the development of Shtokman.

При выборе концептуального проекта еще в 1997 г. рассматривались проекты, предлагавшиеся компаниями Kellogg, Bechtel и Linde. Выбранная в конечном итоге в 2002 г. технология производства СПГ являлась не традиционно используемой, а включавшей новый процесс каскадного цикла для смешанных жидкостей (Mixed Fluid Cascade – MSC), разработанной компанией Linde (Германия) – главным подрядчиком по проектированию, совместно со специалистами заказчика – компании Statoil. Совместная разработка позволит Statoil и Linde в будущем продавать лицензии на свою запатентованную конструкцию. Однако принятие в то время такого решения привело к увеличению стоимости, сроков реализации и неопределенности перспектив проекта. Объект новой конструкции по сжижению природного газа включает блок теплообменника габаритами 15 x 17 x 40 м. Завод СПГ в Хаммерфесте станет первым, на котором было внедрено техническое решение с полным переходом на электропривод, и включающий пять легких газовых турбин авиационного типа LM6000PD, использующих в качестве топлива газ с месторождения. Данная технология стала еще одним из внедренных новшеств в ходе реализации проекта.

Одной из других главных особенностей проекта создания производства СПГ при разработке группы месторождений Сновит была концепция использования баржи с технологическим оборудованием при строительстве. Основное технологическое оборудование и установки для процесса сжижения газа были смонтированы на плавучей барже на начальном этапе строительства в Испании (на морском заводе Изар в Ферроле), а затем перевезены единым модулем на 33000 тонн и поставлен в заранее построенный док производственного объекта на о. Мелкоя. Баржа длиной 154 м, шириной 54 м, и высотой 9 м является центральным элементом завода по производству СПГ. Использование модульных конструкций обеспечивало максимальные возможности для предварительного изготовления в заводских условиях при более благоприятном климате и меньших ограничениях окружающей среды. Данное решение должно было обеспечить преимущества параллельного проектирования на нескольких строительных верфях. Однако реализация этого подхода на практике оказалась более сложным, чем ожидалось, и привела к существенному увеличению первоначально запланированной стоимости.

Когда в середине 2005 г. работы в Испании отставали от графика необходимо было принять решение и выбрать либо перемещение частично изготовленного модуля сжижения на о. Мелкоя для завершения строительства модуля там, или отложить перемещение модуля до лета 2006 г. Модуль был перевезен в июле 2005 г. и дополнительные работы, проводившиеся в Норвегии в зимнее время, привели к увеличению как финансовых расходов, так и затрат времени на создание комплекса СПГ. Забастовки рабочих ключевых для проекта специальностей также привели к существенному отставанию от графика строительства.

### ■ СПГ с Баренцева моря: огромный стратегический потенциал

Разработка запасов газа в Баренцевом море имеет громадное стратегическое значение как для Норвегии, так и для России. Эти газовые месторождения, вопрос о разработке которых оставался неопределенным еще с 1980-х гг., наконец то будут вовлечены в промышленную разработку благодаря внедрению новейших технологических решений и готовности участвующих в проекте компаний взять на себя риск.

Расчетные запасы Штокмановского газового месторождения, расположенного в российском секторе Баренцева моря в 500 км от портового города Мурманска, составляют 3,3 триллиона м<sup>3</sup> (>100 триллионов куб. футов). Месторождение было открыто в 1988 г. и с тех пор вопрос о его промышленной разработке оставался открытым. По мнению экспертов, оно является крупнейшим в мире по запасам природного газа морским месторождением. Месторождение расположено в районе где глубина моря составляет

Statoil, Hydro, Chevron, ConocoPhillips and Total were the five major international companies shortlisted competed in 2005 to compete for participating in partnership with Gazprom in the development of Shtokman for LNG export. However, it was announced in October 2006, that due to unattractive proposals from all five companies that Gazprom would be developing Shtokman on its own and probably shipping the gas by pipeline to Europe rather than building a gas liquefaction plant at Murmansk, as had originally been planned. Few believe that the LNG project will not proceed in some form or another and is likely to involve Statoil and / or Total (partner in Snøhvit) to provide their technical knowledge and experience associated with building and operating the Snøhvit LNG facility.

A gas liquefaction facility in the Barents Sea would enable Gazprom to export gas to the US and thereby diversify and expand its gas markets to the west beyond Europe. Unless a decision to proceed is made in 2007 a Murmansk liquefaction plant is unlikely to be completed before 2012, by which time Snøhvit will probably be well advanced with its second train.

### ■ About The Authors



**Dr. David Wood** is an international energy consultant specializing in the integration of technical, economic, risk and strategic information to aid portfolio evaluation and management decisions. Research and training concerning a wide range of energy related topics, including project contracts, economics, gas, portfolio and risk analysis are key parts of his work. He offers an up-to-date course integrating technical, commercial, and contractual details of the international LNG industry. He is based in Lincoln, UK but operates worldwide. Please visit his web site [www.dwasolutions.com](http://www.dwasolutions.com) or contact him by e-mail at [woodda@compuserve.com](mailto:woodda@compuserve.com)



**Saied Mokhatab** is a member of the editorial advisory board of ROGTEC magazine, Marbella, Spain. His interests include natural gas engineering, a particular emphasis on natural gas transportation, LNG, CNG and processing. He has participated as a senior consultant in several international gas-engineering projects, and has published many academic and industrial oriented papers and books. He can be reached by email at [saied.mokhatab@rogtec magazine.com](mailto:saied.mokhatab@rogtec magazine.com)

около 300 м, и его разработка представляет собой задачу, сложную с точки зрения применяемых технологий, защиты окружающей среды и климатических условий. Предварительная стоимость первых этапов разработки оценивалась в \$15-20 миллиардов, а общий ожидаемый уровень инвестиций составлял \$40 миллиардов. Высокий уровень затрат, необходимость применения сложных и дорогих технологий и неопределенность контрактных условий приводят к постоянному откладыванию начала разработки Штокмана.

Пять крупных международных нефтяных компаний, включая Statoil, Norsk Hydro, Chevron, ConocoPhillips и Total конкурировали в 2005 г. за право стать партнером Газпрома в разработке Штокмановского месторождения и планируемом экспорте СПГ. Однако в октябре 2006 г. было объявлено, что, поскольку предложения всех пяти компаний оказались непривлекательными, Газпром будет самостоятельно осуществлять разработку Штокмановского и, по-видимому, транспортировать газ по газопроводу в Европу, а не строить завод СПГ в Мурманске, как планировалось вначале. Некоторые эксперты полагают, что при разработке Штокманского месторождения будет в той или иной степени реализовываться проект по созданию комплекса СПГ, в котором могут принять участие Statoil и/или Total (партнеры в проекте Сновит) и применить свой опыт, полученный при строительстве и эксплуатации комплекса СПГ в проекте Сновит.

Создание комплекса СПГ при разработке запасов в Баренцевом море позволит Газпрому осуществлять экспорт газа в США и, таким образом, увеличить число доступных рынков для реализации газа за пределами Европы. Если в 2007 г. не будет принято решение о начале работ, завод СПГ в Мурманске навряд ли будет запущен до 2012 г. А к этому времени проект Сновит наверняка уйдет далеко вперед после реализации второй очереди.

#### ■ Об авторах:



**Дэвид Вуд, PhD**, международный консультант по энергетике, специализирующийся в вопросах интеграции информационных ресурсов по технологиям, экономике, оценке риска и стратегическому планированию для оценки привлекательности проектов и оптимизации инвестиционных решений. Его исследования посвящены широкому кругу вопросов, связанных с энергетикой, включая условия работы с подрядчиками

на проектах, экономические расчеты, анализ портфельных инвестиций и рисков. Он читает курс по интеграции технических, контрактных и коммерческих условий при подготовке и реализации международных проектов по СПГ. Дэвид живет в Линкольне, Великобритания, но работает в различных регионах мира. Его веб-сайт находится по адресу: [www.dwasolutions.com](http://www.dwasolutions.com) Его адрес эл. Почты: [woodda@compuserve.com](mailto:woodda@compuserve.com)



**Саед Мохатаб** является членом редакционного совета журнала ROGTEC. Он специализируется в области проектирования систем для проектов разработки запасов природного газа, в частности, для транспортировки газа, производства СПГ, сжатого природного газа, а также переработки газа. В качестве ведущего консультанта он участвовал в нескольких международных проектах по проектированию систем добычи и

переработки газа, и опубликовал большое количество отраслевых научных исследований и производственных статей и книг. Его адрес эл. почты: [saeid.mokhtab@rogtecmagazine.com](mailto:saeid.mokhtab@rogtecmagazine.com)

