

# Российский шельф: раскрывая потенциал



Фото предоставлено компанией Газпром - Photo courtesy of Gazprom

## Russian Offshore: Tapping the Potential

Марк Томас

Mark Thomas

*Когда заходит речь об иностранных рынках, Россия воспринимается глобальной нефтяной индустрией как спящий колосс, еще только начинающий просыпаться. Поскольку страна располагает огромными залежами на континентальном шельфе, причем большая их часть не является предметом международных споров, вопрос в отношении разработки этого огромного источника углеводородов ставится не о вероятности такой разработки, а о времени, оставшемся до ее начала.*

Может показаться странным, что возможность разработки месторождений на российском шельфе исследована еще относительно недостаточно, особенно учитывая несколько крупных проектов с участием ведущих международных нефтяных компаний, в рамках которых нефть уже добывается, в частности, в субарктическом сахалинском регионе на Дальнем Востоке. Но более широкое и долгосрочное сравнение с доминирующей и зрелой индустрией сухопутной разведки и добычи нефти демонстрирует, что континентальный шельф остается фактически нетронутым просто потому, что потребности обратить на него внимание еще не возникало. Тот факт, что только примерно 3% совокупной добычи нефти в России осуществляется на шельфе, говорит сам за себя.

*When it comes to the offshore market, Russia is perceived by the global upstream industry as a sleeping giant that is only now beginning to wake up. With massive and largely undisputed resources on its continental shelf, it's not a case of if but when this huge source of new hydrocarbons will be exploited.*

It may seem strange to talk about field developments offshore Russia as a relatively unexploited opportunity, especially when there are several large projects involving international oil majors that are already producing in areas such as the sub-arctic Sakhalin region in the Far East. But the larger long-term picture, relative to the country's dominant and mature onshore exploration and production business, shows that the continental shelf remains virtually untouched because in simple terms it has not yet needed to look offshore. The fact that only around 3% of Russia's total oil and gas production comes from current offshore assets speaks for itself.

The past year, however, has seen a shift in this situation. Many observers now believe that 2011 will be the year that Russia finally begins to seriously tackle the development of its offshore resources in a structured approach, prompted by the emergence and adaptation of new technologies that offer it a growing range of

Однако в прошлом году в таком положении наметился сдвиг. Сегодня многие наблюдатели уверены в том, что в 2011 г. Россия наконец-то всерьез примется за разработку своих ресурсов на континентальном шельфе, и фактором ускорения такой разработки станет возникновение и совершение новых технологий, обеспечивающих постоянный рост ассортимента стационарных, плавучих, подводных и придонных систем нефтедобычи, которые могут быть достаточно просто адаптированы к разнообразным условиям российского шельфа и (что является критическим фактором) обеспечивать реальный экономический эффект.

Итак, какой же потенциальный выигрыш можно ожидать? По оценкам специалистов, российский континентальный шельф, занимающий площадь более 6,2 млн. квадратных километров, содержит 100 миллиардов тонн в эквиваленте извлекаемой нефти (80% из которых составляет природный газ). Причем данная оценка довольно консервативна, поскольку, несмотря на то, что большая часть российского шельфа уже картирована на карту, значительная его территория подлежит дальнейшему анализу, повторной съемке и доработке с использованием современных сейсмических и геологических приборов и методов, используемых преимущественно в западных странах. Добавьте к этому российский арктический шельф, в недрах которого содержатся еще не подтвержденные, но также, очень вероятно, значительные объемы новых

fixed, floating, subsea and seabed-based production systems that can be fairly easily adapted to its widely varying offshore environments and – crucially – be done in a realistically commercial manner.

So what are the potential rewards? With the Russian Continental Shelf covering more than 6.2 million square kilometres, it is estimated to hold 100 billion tons of recoverable oil equivalent (80% of which is made up of natural gas). And that's a conservative figure, as although much of the Russian Shelf has been mapped, a good deal of it remains to be further analysed, reshot or reprocessed by recently improved modern seismic and geological products and techniques that are mostly available in the west.

Add to this Russia's Arctic Shelf, which holds as yet unconfirmed but also very probably significant amounts of new oil and gas deposits, and the potential is huge.

The Russian government has previously forecast a total investment of more than \$205 billion (more than 6 trillion roubles) will be needed to initially develop its continental shelf over the next 3 decades. And a sizeable portion of these funds will need to come from global oil and gas players in the not too distant future.

It is worth asking at this point why Russia has not previously sunk more effort into appraising and developing its offshore resources? Apart from the above-mentioned

#### Российские проекты на континентальном шельфе

Карта предоставлена компанией Газпром

#### Russia's continental shelf projects

Map courtesy of Gazprom

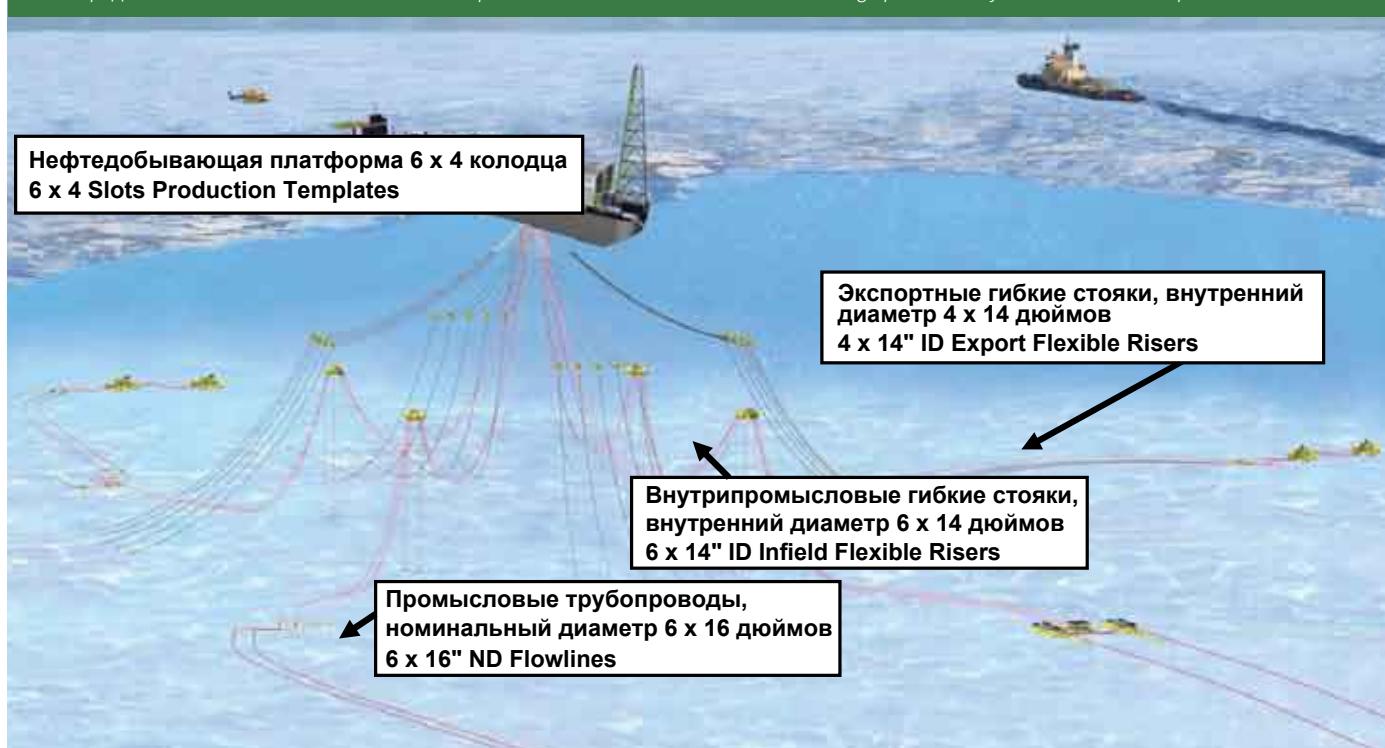


## Первая очередь разработки Штокмановского месторождения

Схема предоставлена компанией Shtokman Development AG

## The first phase of the Shtokman field development

Field graphic courtesy of Shtokman Development AG



нефтегазовых месторождений, и потенциал станет воистину гигантским.

Ранее правительство России прогнозировало, что первоначальная разработка ее континентального шельфа в течение следующих трех десятилетий потребует инвестиций в объеме более 205 млрд долл. США (более 6 триллионов рублей). И значительная часть таких средств потребуется от глобальных игроков нефтегазового рынка уже в недалеком будущем.

Стоит задаться вопросом, почему Россия не прилагала больших усилий для оценки и разработки своих шельфовых месторождений раньше? Отдельно от упомянутого выше факта, свидетельствующего, что технологии нефтедобычи лишь недавно достигли уровня, позволяющего использовать их на большей части континентального шельфа страны, существует и другое препятствие в виде действующего Закона о недропользовании, по условиям которого российский шельф все еще определяется как стратегический регион.

Выражаясь проще, это означает, что «Роснефть» и «Газпром» – единственные дети, которым сейчас позволено играть в этой заполненной игрушками, но все еще пустой песочнице. Это единственныес российские государственные организации, обладающие необходимым пятилетним опытом шельфовых работ, которые могут участвовать в тендерах на разработку континентального шельфа в этих регионах.

fact that it is only relatively recently that offshore technologies have advanced to a point where they can only now be applied to much of the country's continental shelf, there is also the major hurdle represented by the Russian Shelf being still designated by legislation as a strategic region under the current Law on Subsoil.

In simple terms, this means Rosneft and Gazprom are the only children currently allowed to play in this attraction-packed but rather empty playground. They are the sole Russian state organisations with the requisite 5 years of offshore experience that can compete for tenders offshore in these areas.

This is a situation, however, that promisingly looks set to change as the government has indicated its strategic wish to expand the number of companies and consortia licensed to develop the country's offshore sector, with a resultant increase in the continuing process of offshore technology transfer. This would open the door to players such as Lukoil, which have already carried out similar projects in areas such as the Caspian and Azov seas.

On top of this, with the offshore sector at such an early stage in its lifetime, the lack of infrastructure and associated onshore support bases means that initial costs for the first venturers into these areas are perceived as being particularly high – especially when there are still substantial, easier and therefore lower-cost opportunities to be found onshore that naturally lead to them being prioritised for more immediate attention.

Однако данная ситуация обещает измениться ввиду стратегических намерений правительства увеличить количество компаний и консорциумов, имеющих лицензию на разработку шельфового сектора страны, результатом которых может стать увеличение объемов непрерывной передачи шельфовых технологий. Это раскроет двери для таких игроков, как «Лукойл», который уже выполнял подобные проекты в Каспийском и Азовском морях.

Вдобавок к вышесказанному и учитывая, что шельфовый сектор находится только на начальном этапе становления, отсутствие инфраструктуры и соответствующих вспомогательных береговых баз означает, что первичные затраты первых компаний, рискнувших начать проекты в данных областях, прогнозируются на крайне высоком уровне – и возможные игроки чувствуют это особенно остро в свете того, что имеются существенные, более простые и, соответственно, более дешевые возможности для добычи нефти на берегу. Естественно, все внимание в первую очередь обращено на них.

Такое положение дел в значительной мере является неизбежным, поскольку, выражаясь фигурантально, занять место первого игрока в игре всегда дороже. В качестве наглядного примера можно привести тот факт, что прогнозируемая стоимость реализации

This is something that to a certain extent is unavoidable, as there is always a higher cost associated with being ‘first in’ to a new play. The predicted development costs of the Shtokman project in the Barents Sea, estimated currently at anywhere between US \$12 billion and \$20 billion depending on who you talk to, are a clear example of this.

However, the cost of missing out by being a distant second, in terms of having to then play catch-up or buy into an emerging or active offshore play, can be much more expensive. Just consider the figures being bandied around by companies such as ExxonMobil, considering buying into assets in the oil exploration hotspot of West Africa’s Ghana, at a potential cost of up to \$5 billion...

And so projects like Shtokman, Sakhalin I and II - and the consortiums set up to enable their development to proceed – will now be seen as templates for enabling foreign oil and gas majors to partner with Russia’s state-owned and also hopefully soon private companies to turn its offshore sector from potential into reality.

#### The Arctic

The spotlight for future developments offshore Russia has fallen in particular on the Arctic and its technology requirements, prompted by early project

## Испытайте прогресс на себе.



**Liebherr-Werk Nenzing GmbH**  
P.O. Box 10, A-6710 Nenzing/Austria  
Tel.: +43 50809 41-481  
Fax: +43 50809 41-625  
offshore.crane@liebherr.com  
www.liebherr.com

**LIEBHERR**  
The Group

Штокмановского проекта в Баренцевом море в настоящее время оценивается в диапазоне от 12 до 20 млрд. долларов США – в зависимости от того, с кем из экспертов вы говорите.

Однако для игрока, вступившего в игру вторым, цена «догонялок», да и вообще присоединения к игре, может оказаться намного выше. Только прислушайтесь к цифрам, которыми перекидываются компании уровня «ExxonMobil», рассматривая возможность покупки активов в модных сегодня нефтяных месторождениях в Гане (Западная Африка) по цене до 5 млрд. долларов...

И потому проекты наподобие Штокмановского, а также Сахалина I и Сахалина II – так же как и консорциумы, учрежденные с целью продолжения соответствующих разработок – будут рассматриваться в качестве шаблонов, по которым зарубежные нефтегазовые гиганты станут учреждать партнерства с российскими государственными (а в будущем, возможно, и частными) компаниями для превращения нефтедобычи на континентальном шельфе страны из фантастики в реальность.

### Арктика

В качестве места будущих разработок на российском шельфе рассматривается в частности Арктика вместе с ее технологическими требованиями, интерес к которой подогревается первыми работами по реализации проекта на гигантском Штокмановском газоконденсатном месторождении.

Вице-президент компании «Роснефть» Михаил Ефимович Ставский недавно охарактеризовал разработку российских арктических месторождений как «серьезный вызов» для всех, кто будет в ней участвовать, и сделал акцент на необходимости расширения рамок возможностей проведения работ в регионе, большая часть территории которого в течение девяти месяцев в году покрыта льдом. По его словам, «это будет означать необходимость разработки технологий, позволяющих расширить время проведения работ, в том числе разработку платформ, с тем, чтобы обеспечить их эксплуатацию в условиях льда, а также строительство подповерхностных сооружений, позволяющих вести безопасную эксплуатацию подводных скважин. Добавьте к этому необходимость постройки танкеров ледового класса, подземных сооружений для подготовки и выкачивания нефти, а также необходимость непосредственного и непрерывного мониторинга объектов и станет ясно, что в случае, если Арктика станет следующим локомотивом российской нефтегазовой промышленности, придется преодолеть множество вызовов.»

activity underway on the giant Shtokman gas-condensate field.

Rosneft Vice President Mikhail Efimovich Stavskiy recently described the development of Russian Arctic fields as “a serious challenge” for all those involved, and he himself flagged up the importance of expanding the window of opportunity in a region often icebound for all but three months of the year. “This will mean,” he commented, “a need for technologies that can increase operating times, such as platforms that can continue operating in icy conditions, and the building of subsurface structures for safe operation of subsea wells. Add to this the requirement for newbuild ice-class tankers, underground facilities for the treatment and pumping of oil, and the need for immediate and constant monitoring of the well sites, and it is clear that many challenges must be overcome if the Arctic is to become Russia’s next reserves powerhouse”.

Mars Khasanov, Director for Science at Rosneft, also went so far as to state recently that the petroleum industry of Russia was at “a critical stage”. Fields explored in Soviet times were depleted, he said, with most being in the latter stages of their production lifetimes. “The time has come to develop new regions: Eastern Siberia, shelf fields, especially the Arctic shelf. In this situation we should engage best practices so that we can - with minimal capital investments - ensure profitable development of new regions,” he commented.

The industry has many technology research projects underway studying potential solutions for Arctic regions such as ‘on-ice seismic’, which offers an alternative to open water marine acquisition for near-shore shallow water operations. This essentially allows companies to acquire seismic in areas of shallow water when they are frozen, without disturbing local wildlife.

There are also joint industry projects such as that lead by Norway’s SINTEF research institute, to develop advanced clean-up techniques – a vital consideration for any potential Arctic development. Experiments are being carried out on ways to detect oil in ice, burn oil in broken ice, and disperse oil in broken ice. In Alaska, meanwhile, Shell is developing a specialised shallow-water oil containment system.

Other technology areas requiring further study for use offshore Russia include: Subsea (and sub-ice) modules for production, treatment and transport of produced hydrocarbons; Long-distance multiphase production challenges (as in the case for Shtokman of more than 500km); Drilling in severe ice conditions and shallow waters; seismic surveys in ice conditions; The development of rapid deployment forces and coastal alert systems for environmental safeguards.

Марс Хасанов, директор по научной работе в компании «Роснефть», также недавно отметил, что российская нефтяная промышленность находится на «критическом этапе». По его словам, месторождения, разведанные в советские времена, уже истощены, и большинство их находится на последней стадии жизненного цикла. «Пришло время разрабатывать новые регионы: Восточную Сибирь, шельфовые месторождения, особенно арктический шельф. В данной ситуации для обеспечения проведения в новых регионах рентабельных разработок при минимальных капиталовложениях нам необходимо использовать самый передовой опыт», – прокомментировал он.

В настоящее время в отрасли реализуется множество проектов технологических исследований, разрабатывающих потенциальные решения для регионов Арктики, например, «сейсмическую разведку на льду», которая является альтернативой морским исследованиям на открытых водах в целях проведения работ на мелководье в прибрежных водах. Такие исследования позволяют компаниям получить данные сейсмической разведки в мелководных местах в то время, когда они покрыты льдом, с минимальным ущербом для дикой природы.

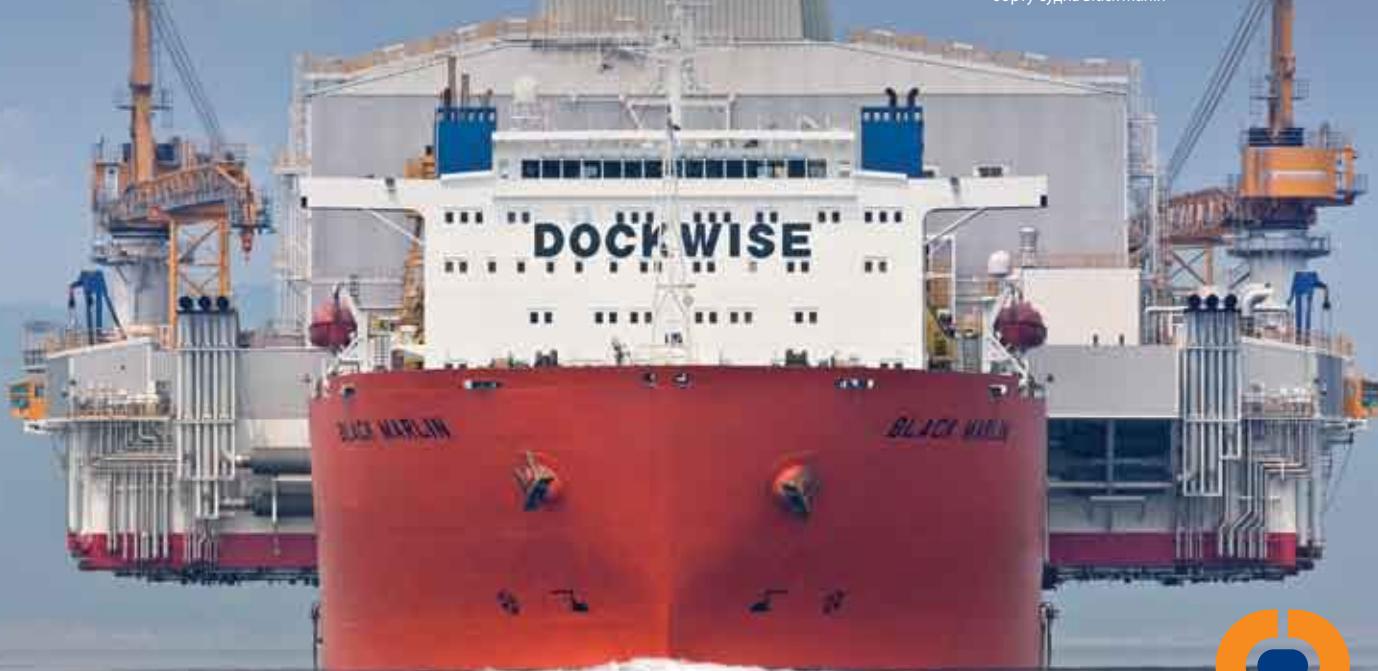
Shtokman itself – discovered way back in 1988 – is due to have a Final Investment Decision taken by Shtokman Development (consisting of Gazprom and its partners Statoil and Total) before mid-2011 if it is to be onstream potentially by 2016. Holding an estimated 3.8 Tcm of gas reserves and 37 million tonnes of gas condensate, it represents one of the most complex challenges yet faced by the offshore industry. Aside from the construction of a 550km 36-inch pipeline to an onshore processing plant and all the flow assurance challenges that represents, plus the danger to the production facility of icebergs, there are also major logistical obstacles to overcome with regard to the supply of materials and personnel.

This is on top of the problem presented by the design and construction of a 110,000 tonne Floating Production Unit and a complex subsea production system, which would be the first of several phases of development for the field, which lies in water depth of around 320-340 metres.

Other options also being studied conceptually could include the use of a Floating Production, Storage and Offloading vessel or Floating Gas Liquefaction (FLNG) vessel, either as an alternative to the FPU or for a later stage. International consortiums made up of contractors such as Saipem of Italy, Samsung Heavy Industries of South Korea and Sofec of Japan are bidding against Aker

# Доставит Dockwise?

Надводная часть платформы  
«Полярная Звезда» массой  
15 000 метрических тонн на  
борту судна Black Marlin



Dockwise предлагает услуги по перевозке, логистике, управлению проектами и инжинирингу в сфере крупногабаритного морского транспорта и установок по всему миру. Мы управляем самым большим в мире флотом, включающим 19 полупогруженных судов, а наши гибкость и диверсификация позволяют обеспечивать решения по транспортировке в любой точке земного шара. Акции компании котируются на бирже NYSE Euronext Amsterdam под символом DOCKW.

[www.dockwise.com](http://www.dockwise.com)



Платформа «Приразломная» (Газпром)

Фото предоставлено компанией Газпром

Gazprom's Prirazlomnaya platform Photo courtesy of Gazprom

Кроме того, существуют совместные отраслевые проекты, такие как проект, осуществляемый норвежским исследовательским институтом SINTEF, нацеленные на разработку передовых методов очистки, наличие которых является крайне важным фактором при проведении в Арктике любых возможных разработок месторождений. В настоящее время проводятся эксперименты, позволяющие обнаруживать нефть во льду, выжигать нефть в битом льду, а также рассеивать нефть в битом льду. Тем временем, на Аляске Shell разрабатывает специальную систему сбора нефти на мелководье.

К прочим технологическим сферам, в которых необходимо проводить дальнейшие исследования, относятся: подводные (и подледные) модули для добычи, подготовки и перевозки добываемых углеводородов; проблемы удаленной многофазной добычи (в случае Штокмановского месторождения расстояние до берега составляет более 500 км); бурение в жестких ледовых условиях на мелководье; сейсморазведка в условиях льда; организация сил быстрого реагирования и систем берегового оповещения для обеспечения сохранности окружающей среды.

По самому Штокмановскому месторождению, открытому еще в 1988 г., компания «Штокман Девелопмент» (в составе «Газпрома» и его партнеров Statoil и Total) до середины 2011 г. должна принять окончательное инвестиционное решение, если добыча на месторождении должна начаться к 2016 году. Данное месторождение с запасами 3,8 трлн м<sup>3</sup> газа и 37 млн тонн газоконденсата представляет собой один из наиболее сложных вызовов, которые когда-либо вставали перед шельфовой индустрией. Кроме строительства 550-километрового 36-

Solutions of Norway, SBM Offshore of Switzerland, Technip of France and Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering of South Korea for the FPU engineering and construction contract.

Contractor INTECSEA-WorleyParsons was also recently awarded a Front End Engineering Design (FEED) contract for Phases 2 and 3 of the development, with the workscope including the design of the topsides, hull, marine systems, turret and living quarters as well as the overall Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) system integration. The topsides are expected to be capable of processing up to 70 MMcm/d of gas plus associated liquids.

The understandable delays in Shtokman's progress mean that the honour of being Russia's first producing offshore Arctic oil field will go to the Prirazlomnoye field in the Pechora Sea. Gazprom's field lies 60km offshore in around 20 metres of water and will come onstream next year. Delayed for many years itself, the ice-resistant platform will shortly head for Murmansk for final outfitting before being transported to its field location.

Reserves on Prirazlomnoye are estimated at around 41 million tons, and will eventually be produced via more than 30 development wells. Oil from the field will be shuttled by tankers to a Floating Storage and Offloading unit offshore Murmansk.

With overall potential resources in the Barents and Kara Seas put at up to 60 billion tons of oil equivalent, these two fields are not the only ones known about in the area. Exploration has revealed at least 10 others including Rusanovskoe and Leningradskoe that alone are estimated to hold 5 trillion cubic metres of gas.

дюймового трубопровода к перерабатывающему заводу на берегу и решения связанных с ним проблем по обеспечению бесперебойной работы, а также угрозы, которую представляют собой для производственного объекта айсберги, необходимо будет ликвидировать серьезные препятствия в сфере логистики, связанные с доставкой материалов и персонала.

Это все лишь дополняет проблемы, связанные с проектированием и строительством 110000-тонной плавучей добывающей платформы и комплексной подводной нефтедобывающей системы, которые должны были стать первым из нескольких этапов разработки месторождения, расположенного в водах глубиной 320-340 м.

Среди других вариантов, концепция которых также изучается, рассматривается использование судна для добычи, хранения и выгрузки или плавучего завода по сжижению газа, используемого либо как альтернатива для плавучей добывающей платформы, либо для более поздних этапов. Международные консорциумы, состоящие из таких подрядчиков, как итальянская компания Saipem, южнокорейская компания Samsung Heavy Industries и японская компания Sofec, соревнуются за контракт на проектирование и строительство такой платформы с норвежской компанией Aker Solutions, швейцарской компанией SBM Offshore, французской компанией Technip и южнокорейской компанией Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering.

Подрядчик INTECSEA-WorleyParsons также недавно получил контракт на предварительный проект второго и третьего этапов разработки, объем работ по которому включает разработку надстроек, корпуса, морских систем, башни и жилых помещений, а также общей интеграции плавучей системы добычи, хранения и выгрузки. Ожидается, что в день надстройки смогут добывать до 70 млн. м<sup>3</sup> газа и попутных жидкостей.

Закономерные отсрочки в реализации Штокмановского проекта означают, что часть первого функционирующего арктического месторождения будет отдана месторождению Приразломное в Печорском море. Это месторождение "Газпрома" расположено в 60 км от берега в водах глубиной 20 м; его эксплуатация начнется в следующем году. Ледостойкая платформа, срок сдачи которой откладывался много раз, скоро направится в Мурманск для окончательной оснастки перед ее транспортировкой к месторождению.

Запасы в Приразломном оцениваются примерно в 41 млн. тонн и, в конечном итоге, будут извлекаться посредством 30 эксплуатационных скважин. От месторождения нефть будет доставляться танкерами к плавучей установке для хранения и выгрузки, стоящей на шельфе возле Мурманска.

Учитывая, что общие потенциальные запасы в Баренцевом и Карском морях оцениваются в 60 млрд. тонн нефтяного эквивалента, эти два месторождения не единственные, о которых известно в регионе. Исследования позволили обнаружить не менее 10 других, включая Русановское и Ленинградское, причем запасы только последних двух оцениваются в 5 триллионов кубометров газа.

## AEE 2011



### Конференция и Выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике 2011 года

18 – 20 октября 2011  
Москва, ВВЦ, павильон № 75

В ответ на растущие потребности мирового нефтегазового рынка в техническом мероприятии, посвященном разведке и добыче в Арктике и осложненных природных условиях, компания Reed Exhibitions и SPE (Общество инженеров нефтегазовой промышленности) представляют Конференцию и Выставку SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике.



Конференция



Выставка:

- 3-х дневная выставка, на которой лидеры нефтегазового рынка представляют новейшие технологии для разработки месторождений в осложненных условиях и Арктике

- эксклюзивная техническая конференция, разработанная Обществом инженеров нефтегазовой промышленности SPE, в составе которой пройдут Пленарные сессии, на которых выступят с докладами признанные эксперты отрасли, а также технические сессии по всем аспектам разработки месторождений в Арктике и осложненных условиях

- уникальная возможность профессионального общения и обмена мнениями в некоммерческой и неконкурентной среде для всех специалистов нефтегазовой отрасли

- основное внимание на конференции будет уделено текущим проектам в Арктике и решению сложных технических задач при освоении Арктического шельфа

Организаторы



Reed Exhibitions®  
СОО «Ред Экспозишионс»



Для более подробной информации посетите сайт [www.arcticoilgas.com](http://www.arcticoilgas.com) или обратитесь:  
Наталья Ситникова, Менеджер проекта. Т: +7 495 937 6861, Е: [natalia.sitnikova@reedexpo.ru](mailto:natalia.sitnikova@reedexpo.ru);  
Наталья Яценко, Менеджер проекта. Т: +44(0)208 910 7194, Е: [nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk](mailto:nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk)