

# Лед тронулся:

На пути к разработке нефтегазовых месторождений на арктическом шельфе

## Breaking The Ice:

The Push for Offshore Arctic Field Developments

Джени Хайлэнд,

Эксперт по анализу рынка в компании Quest Offshore  
Мэтт Пикард, Старший Эксперт по анализу рынка в компании Quest Offshore

Непрерывный рост потребности мировой экономики в энергоносителях заставляет крупные нефтегазовые компании предпринимать адекватные усилия для удовлетворения этих потребностей. Сделав доступными огромные запасы, расположенные на арктическом шельфе, нефтегазовая отрасль продвинется еще на один шаг ближе к реальному обеспечению долгосрочной энергетической безопасности для всего мира. Обладая значительными запасами углеводородов, которые по некоторым оценкам составляют около 25% всех неразведанных запасов, арктический регион характеризуется наличием ранее не встречавшихся условий работы, в том числе суровых условий окружающей среды, ставящих трудные задачи перед стремящимися в этот регион компаниями. Преодоление этих трудностей является для них задачей номер один, решение которой подтвердит экономическую целесообразность и технологическую возможность реализации проектов по разведке и добыче углеводородов в этом регионе. Открытые в Арктике запасы, как правило, довольно значительны по объемам, и требуют многомиллиардных инвестиций для реализации комплексных проектов разработки гигантских месторождений, расположенных на значительном удалении от объектов инфраструктуры. Это свидетельствует о том, что возникающие здесь технические и финансовые задачи являются весьма непростыми и, зачастую, не имеют пока готовых решений. Эти задачи включают, среди прочего, применение специальных добывающих комплексов с подводными устьями, обеспечение транспортировки добычи на

Jeni Hyland,

Market Analyst, Quest Offshore  
Matt Pickard, Senior Market Analyst, Quest Offshore

As the world's thirst for energy continues to accelerate past available supply, the world's major oil companies are responding. By unlocking the vast reserves of the Arctic Ocean, the industry will come one step closer to making long-term energy security around the globe a reality. Estimated by many to contain close to 25 percent of undiscovered reserves <sup>1</sup>, the Arctic plays host to a variety of novel operating environment challenges which must first be overcome in order for the area to be proven as a viable oil exploration and production region. Arctic discoveries tend to be large, requiring multi-billion dollar integrated projects to develop these remote mega-fields. This fact leads to a technical, as well as financial challenge to go beyond existing solutions in terms of subsea system complexity, export distances, and novel floating production systems. The Russian Arctic challenges are driving new technologies, as this new frontier for floating production and subsea technologies will have to push past current industries standards to accomplish feasible project developments.

### ■ A Brief History

The Russian Arctic shelf, primarily the Pechora Sea, is viewed as a promising area for exploring new and developing existing hydrocarbon fields. The Pechora Sea is located off the northwest coast of Russia and the southeastern part of the Barents Sea. The sea is blocked by floating ice from November to June, enhancing the need for efficient exploration and construction activity. Here, Russia's national oil company, Gazprom, is carrying out preparatory work to launch the development of such developments as the Shtokman and Prirazlomnoye fields.

значительные расстояния, а также новейшие разработки плавучих добычных комплексов. Необходимость решения сложных задач при реализации проектов на арктическом шельфе России способствует разработке и внедрению новых технологий, в том числе в области плавучих добычных комплексов и подводных систем добычи, что позволит добиться максимальной эффективности при реализации таких проектов.

### ■ Краткая историческая справка

Арктический шельф России, главным образом район Печорского моря, рассматривается как весьма перспективный в плане разведки новых и разработки уже открытых месторождений углеводородов. Печорское море расположено у северного побережья России к юго-востоку от Баренцева моря. С ноября по июнь в море присутствует плавучий лед, что указывает на необходимость эффективного проведения геологоразведочных и строительно-монтажных работ. Именно здесь российский газовый монополист ОАО Газпром ведет подготовку к началу разработки таких крупнейших углеводородных месторождений, как Штокмановское и Приразломное.

Проект разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения имеет стратегическое значение для Газпрома, поскольку это месторождение должно стать основной ресурсной базой для газового экспорта России в Европу по планируемому газопроводу, получившему название «Северный Поток». Разведанные запасы Штокмановского месторождения оцениваются в 3,7 триллиона куб. м газа и свыше 280 миллионов баррелей газового конденсата (в нефтяном эквиваленте). Извлекаемые запасы Приразломного месторождения оцениваются в 418 миллионов баррелей нефтяного эквивалента.

В Баренцевом море, районы которого принадлежат Норвегии и России, уже реализован первый этап проекта разработки месторождения Сновит (Snøhvit). Открытое в Баренцевом море к северу от Полярного круга, месторождение Сновит стало примером успешной реализации крупного и весьма технически сложного проекта. Запасы этого месторождения оцениваются в 2,44 триллиона куб. м природного газа. В ходе реализации первого этапа разработки был построен первый производственный объект экспортной инфраструктуры для транспортировки СПГ в Норвегию и др. страны Европы с подводных добычных комплексов на глубине моря 350 м, соединяющихся с трубопроводом, по которому газ с месторождения подается на береговой комплекс СПГ, расположенный примерно в 100 км. Также стоит отметить отсутствие в проекте Сновит расположенных на поверхности объектов.

The Shtokman gas and condensate field project is of strategic significance for Gazprom as the field will be the resource base for Russian gas exports to Europe via the planned Nord Stream gas pipeline. Shtokman's explored reserves are valued at 3.7 tcm of gas and more than 280 mmbob of gas condensate. Prirazlomnoye's recoverable reserves make up 418 mmbob.

The Barents Sea, shared by Norway and Russia, has seen the development of the initial phase of its first discovery, Snøhvit. Found in the Barents Sea north of the Arctic Circle, Snøhvit is a major technical achievement. The field has reserves of about 2.44 tcm of natural gas. Phase one produced the first export facility for LNG in both Norway and Europe via a subsea production system in water depths of 350m connecting with a pipeline which carries gas from the field roughly 100 miles to an onshore LNG plant. Also of note is Snøhvit's lack of a surface installation. This gives the field an added measure of protection from the dangers of the Barents Sea.

The key to unlocking the potentially large reserves of the Arctic in the future will initially lie in the ability to develop and apply suitable technologies to overcome the area's harsh operating conditions. A brief understanding of the region's history helps illustrate the importance of new technology in the region.

The arctic offshore region is home to massive ice formations with the potential to inflict significant damage to any vessel attempting to navigate through the region, let alone to a fixed or floating production platform. In 1969, an ExxonMobil sponsored journey was carried out by the S. S. Manhattan to prove the feasibility of sail through the Northwest Passage. This was a monumental first step as it proved that successful navigation was a reality. Along with the successful completion of her voyage, the S.S. Manhattan collected a litany of data that is still being used to help analyze the arctic region.

With the industry's current level of knowledge surrounding arctic-enabling technologies, along with the access being offered by extended periods of ice-free days, oil companies are now able to utilize a longer season of exploration as they strive to develop one of the world's potentially largest oil and gas producing regions.

### ■ Challenges of Arctic Facilities

Perhaps the most critical item in an arctic development is the host facility. Any floating production platform located in the region will have to accommodate a wide variety of possible dangers not seen before. Fortunately, there are a number of novel technologies in development which, given their successful adaptation to the arctic, will serve as enabling technologies for surface production facilities.

Это обеспечивает дополнительный фактор безопасности при эксплуатации месторождения в условиях Баренцева моря.

Ключом, открывающим доступ к значительным по объему потенциальным запасам в Арктическом регионе, первоначально станет возможность разработки и применения соответствующих технологий, обеспечивающих решение технически сложных задач при реализации проекта в суровых условиях окружающей среды. Знание основных факторов развития региона способствует лучшему пониманию важности использования новых технологий при реализации здесь крупных проектов.

Морская арктическая акватория является местом интенсивного формирования ледового покрова, потенциально способного создать серьезные проблемы любому судну, пытающемуся передвигаться в данном регионе, не говоря уже о потенциально возможном повреждении стационарных или плавучих добывающих платформ. В 1969 г. компания Эксон спонсировала путешествие С.С. Манхэттена (S. S. Manhattan), целью которого было подтверждение возможности морской навигации через северо-западную часть северных морей. Это путешествие стало первым монументальным шагом, доказавшим возможность успешной морской навигации в этом районе. С.С. Манхэттен не только успешно завершила свое путешествие, но и собрала значительное количество данных, которые до сих пор используются для изучения и анализа условий арктического региона.

При нынешнем уровне развития технологий для работы в арктических районах и появившейся возможности более продолжительного ведения работ в безледовый период, нефтегазовые компании имеют теперь возможность более длительной сезонной геологоразведки в одном из самых перспективных в плане нефтегазоносности регионов мира.

### **Проблемы, возникающие при создании производственных объектов для Арктики**

Вероятно, самой ответственной частью проекта разработки месторождения в Арктическом регионе является добычный комплекс. Для любой плавучей добычной платформы, расположенной в этом регионе, существует большое число самых разнообразных опасных факторов, с которыми не приходилось сталкиваться при работе в других регионах мира. К счастью, существуют также новые технологии, которые, при условии их успешной адаптации к арктическим условиям, способствуют успешному решению различных проблемных вопросов при создании и эксплуатации надводных добычных комплексов.

Применение технологий ледостойкости и

The mechanism of ice-strength and ice-breaking technology utilizing floating vessels, as well as the management of ice-ridges is essential. Production systems in shallow water arctic conditions have topsides supported by a massive concrete pedestal called the Gravity Base Structure (GBS). The GBS, which sits on the ocean floor, up to approximately 100 meters water depth and has oil storage capacity. Large Storage capacity is a requirement for all arctic fields due to limited infrastructure and offloading capabilities. The GBS is specially designed to withstand the impact of sea ice and icebergs to allow for year-round production.

As water depths exceed 100 meters, conventional deepwater floating solutions – FPSO's, semi-submersibles, spars and TLP's - can be outfitted for use in the arctic with a more robust mooring system, the addition of cones at the legs for ice breaking, and with disconnect-ability to avoid severe ice or iceberg situations. For example, an FPSO, designed by Corall, is ideal for operation in the Barents Sea in water depths of 1,300 ft (400 m). The turret ship is designed for production of gas and gas condensate from subsea manifolds in icy seas. The FPSO hull is equipped with water jet pumps to provide for ice crashing functions. The ice-breaking shape of the hull, in combination with a revolving turret, help avoid ice field pressures on the hull.

An additional challenge to deepwater arctic conditions is interaction between the floating facility and its risers and moorings. While Spars are currently the preferred solution, in terms of minimizing riser motions, an additional solution to this challenge is Moss Maritime's Octabuoy concept. This concept is a deep draft semi-submersible hybrid with numerous new design concepts that serve to reduce pitch and roll motions to a level that allows very little motion between the facility and the risers. This is of utmost importance as it allows for a better fatigue life in the risers, which is of critical importance on any field development. Deepwater Structures has additionally designed a honeycomb shaped FPSO and FSO, which both serving to reduce pitch and roll motions. Additionally the hulls of these structures are designed for ice breaking and arctic conditions. These structures are viable options for both the Sakhalin 5 and Shtokman field developments. The interaction and movement from surface-level host facilities to subsea infrastructure is a key component in project design, and in the unfamiliar waters offshore the arctic, there are a host of concerns facing the subsea portion of a field development.

Of course, another possible model for future arctic field developments could mirror that of StatoilHydro's Ormen Lange field in the North Sea. While Ormen Lange is not in the arctic region, its novel design of a very long subsea tie-back to the shore – Ormen Lange is 250 kilometers from shore – could serve as an enabling

19<sup>th</sup> World Petroleum Congress



Madrid

Conference & Exhibitions

Come to Madrid  
and discover  
how the world  
will move

A World in Transition: Delivering Energy for Sustainable Growth

June 29<sup>th</sup> - July 3<sup>rd</sup> 2008 - Register online: [www.19wpc.com](http://www.19wpc.com)

19TH WORLD PETROLEUM CONGRESS

Host Sponsors



ExxonMobil



أرامكو السعودية  
Saudi Aramco



Silver Sponsors & Official Partners

ABENGOA BIOENERGIA



BNP PARIBAS  
Official bank



Deloitte  
Official auditor and  
business consultant



ERNST & YOUNG FLUOR



Official Publication

PRICEWATERHOUSECOOPERS

StatoilHydro

THE WALL STREET JOURNAL  
PRINT ONLINE

Official International Business Newspaper

Bronze Sponsors



AENOR



GRACE  
Grace Davison Refining Technologies



Schlumberger





вскрытия ледового покрова при эксплуатации плавучих судов, а также борьбы с торосами является одной из основных задач. Добычные комплексы в мелководной части арктического шельфа оборудованы верхними строениями, установленными на массивное бетонное основание, носящее название Оснований гравитационного типа (ОГТ). ОГТ опираются на морское дно и устанавливаются обычно в районах с глубиной моря до 100 м. Обычно они оборудуются нефтехранилищами. Наличие нефтехранилища большой вместимости является необходимостью при работе на любых арктических месторождениях в связи с ограниченной инфраструктурой и ограниченными возможностями отгрузки продукции. Специальная конструкция ОГТ позволяет им выдерживать ледовые нагрузки, а также ударную нагрузку от айсбергов, обеспечивая возможность круглогодичной добычи.

В районах с глубиной моря свыше 100 м в арктических регионах могут быть использованы стандартные отраслевые технические решения, такие, как плавучая система для добычи, хранения и отгрузки (ПСДХО), полупогружные платформы, морские нефтехранилища с беспричальным наливом или морские основания с натяжными опорами, обеспечивающие более надежную систему причаливания, дополнительное количество конусов на опорах для более эффективной защиты от льдин, а также с возможностью отсоединения от удерживающих якорей в ситуациях, когда сложная ледовая или айсберговая обстановка может привести к повреждению такого объекта. Например, спроектированная ЦКБ Коралл плавучая ПСДХО является идеальной для работы в условиях Баренцева моря на глубинах до 1300 футов (400 м). Судно турельного типа предназначено для добычи газа и газового конденсата с подводными манифольдами в условиях наличия ледового покрытия. Корпус ПСДХО оборудован струйными водяными насосами, предназначенными для разбивания льда. Ледокольная форма корпуса, в сочетании с вращающейся турелью, позволяет предотвратить давление сплошного ледового покрова на корпус.

Еще одной сложной задачей при работе на глубоководье в арктических условиях является обеспечение надежного взаимодействия между плавучим нефтепромысловым объектом и райзером или причальными устройствами. В то время как морские нефтехранилища с беспричальным наливом являются сегодня предпочтительным техническим решением, с точки зрения снижения до минимума подвижности райзера, другим эффективным решением этой задачи является реализованная компанией Moss Maritime концепция буровой платформы Octabuoy. Данная платформа представляет собой гибридное

technology in the arctic as it would remove the need for a floating host facility, and the subsequent potential for damage and / or loss of production. Also, the total investment in Ormen Lange, valued at approximately US\$10 billion <sup>2</sup>, could serve as a good template for the large-scale investments that will be necessary as arctic developments become a reality

### **SURF Challenges in the Arctic**

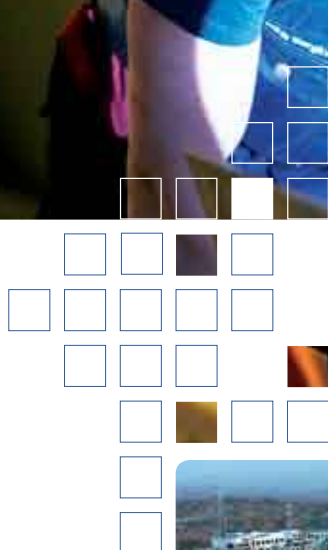
During any offshore field development, the SURF – Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines - portion of a project is of critical importance. The ability to coordinate a field's numerous subsea components in an optimally producing manner is a tall task in any part of the world. Coupled with the dangers of operating in the formidable waters of the arctic, developments in the area face a new level of challenges to be conquered.

As with any new frontier area of exploration, there will most certainly be many new challenges associated with subsea arctic wells. Whether it's the need for advanced insulation materials on subsea equipment, or the need to protect the equipment from the environment, numerous opportunities exist for the industry to once again develop novel technological solutions. One such solution sure to find an application in arctic field developments is subsea processing. Given the recent advances that have been made in subsea processing technology, the ability to boost a reservoir's performance could have great implications on arctic subsea developments by allowing for better oil recovery. The successful installation of the world's first subsea separation module was recently achieved on StatoilHydro's Tordis field in the North Sea. The Tordis system was supplied by industry technology leader FMC Technologies, and is estimated to increase the field's recovery factor from 49% to 55% <sup>3</sup>. With the large size of initial investment that is sure to be needed on arctic developments, the ability to generate a better oil recovery rate will be key to proving the viability of arctic projects.

Away from the well itself, the flowlines, risers and umbilicals all bring a unique set of challenges. The umbilical is a critical component, serving as the lifeline between host facility and subsea infrastructure. Like the increased importance given to the host facility's mooring lines, the umbilical lines will almost certainly require an added measure of protection, as well as insulation in the harsh waters of the arctic.

Similar to the umbilicals, the flowline infrastructure will play a key role in the ability to sanction an offshore arctic project. Arctic flowlines face many challenges posed by a variety of potential threats, not the least of which is ice gouging. Ice gouging occurs when the lower portion of a moving ice mass comes into contact with, or gouges, the pipeline. Currently, the best practice solution for mitigating the affects of ice gouging on subsea arctic pipelines is to bury, or trench, the pipeline to a depth suitable to avoid damage. While the potential for upheaval buckling still exists, the

# OUTOKUMPU



*Outokumpu – международная компания по производству трубных изделий из нержавеющей стали. Наша цель – стать безусловным лидером в технологии нержавеющей сталей. Мы стремимся к этой цели, постоянно повышая качество нашей продукции. Заказчики в самых разных отраслях и в различных регионах мира используют нашу продукцию, технологии и услуги. Мы помогаем нашим заказчикам повысить эффективность их работы. Компания Outokumpu изготавливает и продает сварные трубные изделия и соединительную арматуру из нержавеющей стали.*

## **CNPC дала спецификации. Outokumpu поставила соответствующие им трубы.**

Сварные высокопрочные трубы из нержавеющей стали были использованы при строительстве газопровода длиной свыше 4000 км с месторождения Тарим на северо-западе Китая до более густонаселенных восточных районов страны.

Руководившая проектом строительства газопровода Китайская национальная нефтяная корпорация (CNPC) весьма скрупулезно отбирала поставщиков и предъявляла высокие требования к качеству и надежности материалов. После тщательного изучения продукции поставщика и проведенных испытаний изделий, CNPC заключила контракт с Outokumpu Stainless Tubular Products на поставку свыше 2500 тонн двухслойных труб из нержавеющей стали (2205) для конечного участка трубопровода с газового месторождения Кела-2.

Важными факторами для CNPC были качество труб и сроки поставки.

Outokumpu доказала, что сможет удовлетворить обоим требованиям. И наш заказчик остался доволен!

**OUTOKUMPU**

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

Трубные изделия из нержавеющей стали компании Outokumpu  
Tel: +46 226 810 00

основание полупогружного типа с большой осадкой со множеством новых конструктивных особенностей, обеспечивающих снижение диапазонов движения по тангажу и вращательное движение до уровня, позволяющего добиться наиболее минимального перемещения плавучего объекта относительно райзера. Это имеет чрезвычайно большое значение, поскольку обеспечивает более длительный период наработки райзера на отказ в результате усталостного износа, что является весьма важным при разработке любого месторождения. Для глубоководных конструкций были также разработаны ПСДХО и плавучее нефтеналивное хранилище (ПНХ), имеющие форму пчелиной соты, для дополнительного снижения диапазона движения по тангажу и вращательного движения. Кроме того, корпуса этих конструкций спроектированы для ледостойкости и работы в арктических условиях. Эти конструкции являются эффективным вариантом как для проекта Сахалин-5, так и для Штокмановского месторождения. Взаимное воздействие и движение конструкций на поверхности относительно подводных конструкций является ключевым элементом проектирования, и в незнакомых морских арктических условиях также возникает необходимость решения этой проблемы взаимовлияния верхних строений и подводных конструкций при перемещении друг относительно друга.

Несомненно, другой возможной моделью для будущих проектов разработки арктических морских месторождений может стать техническое решение, реализованное компанией Статойлгидро на месторождении Омен Лэйндж (Ormen Lange) в Северном море. Хотя месторождение Омен Лэйндж расположено не в арктическом регионе, использованное при его разработке передовое техническое решение с подводными трубопроводами большой длины до берега (Омен Лэйндж расположено в 250 км от берега) может стать той самой технологией, позволяющей решать подобные проблемы при работе в Арктике, поскольку позволяет избежать необходимости в использовании плавучих конструкций и, как следствие, исключить возможность их повреждения и потери добычи. Также, общий объем инвестиций в месторождение Омен Лэйндж, оцениваемый примерно в \$10 миллиардов, может служить хорошей отправной точкой для более масштабных инвестиционных проектов, которые потребуются при начале работы в арктических регионах.

#### **Проблемы, связанные с использованием подводных шлангокабелей, райзеров и сборных подводных трубопроводов**

Одной из важнейших частей проекта разработки любого морского месторождения является изготовление, монтаж и эксплуатация подводных

industry's development of new, more efficient trenching technology will most certainly help to maintain the integrity of arctic flowlines.

Another cause for concern for arctic flowlines is flow assurance. Flow assurance is a crucial part of any project – with direct impacts on Capex costs, as well as field layout – and will certainly be a critical path item for the development of arctic fields. Currently a number of new technologies are being researched and developed to help facilitate a more reliable flow assurance scenario. The development of new insulation materials with greater thermal properties will help the arctic develop into a more viable offshore production region. It remains to be seen which technologies will find a home in the arctic region, but the development and introduction of these technologies may play a key role in the development of arctic projects.

Along with the need to guarantee successful transport of production, arctic flowlines will need to help preserve the surrounding environment. The arctic region plays host to a diversified ecological system. As offshore projects become a reality, oil companies will certainly strive, as in the other producing regions of the world, to exploit fields with a very minimal impact to the surrounding environment. The successful application of pioneering, arctic-focused technologies will be a key component in ensuring the preservation of the Arctic's offshore region.

Also of importance when considering arctic flowlines is the need for suitable installation vessels. While the amount of “sea ice” is generally declining, any vessel hoping to perform in the arctic will need to have an ice-classed hull capable of reliably working in such a hazardous environment.

While there are numerous challenges that must be met, the offshore arctic region is considered by many to be the next frontier in the E&P industry. The ability to implement new technologies will play a vital role in unlocking the vast potential of the arctic. Another critical need facing the industry is the lack of personnel experienced in arctic development. Given the great need for technology in the region, the transfer of knowledge will be crucial to successfully developing this new frontier. The area's vast potential coupled with the industry's desire to develop and apply new technologies will almost certainly equate to the arctic region's future as a home for field development projects.

*Quest Offshore is a leading source for strategic deepwater market intelligence. With offices around the world, Quest's Deepwater Development Database is the best source for market data and insight. In addition to its unrivaled global projects database, Quest Offshore is a leading provider of consultancy for the offshore E&P industry. For more information, visit [www.QuestOffshore.com](http://www.QuestOffshore.com).*



шлангокабелей, райзеров и сборных подводных трубопроводов. Координация взаимодействия многочисленных подводных элементов инфраструктуры морского месторождения для обеспечения оптимального режима добычи является непростой задачей при работе в любом регионе мира. Учитывая факторы риска при работе в таящих различных опасностях арктических водах, перед компаниями, реализующими проекты на арктическом шельфе, стоят весьма непростые задачи.

Как и в других регионах, где ведется разведка углеводородов в морских условиях, здесь также предстоит решать сложные технические задачи, связанные со строительством скважин и обустройством подводных устьев. Для любых возникающих задач, таких, как необходимость применения передовых разработок изоляционных материалов, или защита оборудования от воздействия окружающей среды, в отрасли существует много возможностей для создания и внедрения новых технологических решений. Одной из таких технологий, которые наверняка найдут свое применение в проектах разработки месторождений на арктическом шельфе, является подводные перерабатывающие комплексы. Учитывая последние достижения в технологии подводных систем подготовки продукции,

возможность резкого увеличения отбора продукции из пласта могло бы оказать значительное влияние на эффективность проектов разработки арктических месторождений с использованием подводных добывающих комплексов, позволив существенно увеличить добычу. Успешный монтаж первых в мире подводных модулей сепарации был совсем недавно произведен на месторождении Тордис (Tordis), разрабатываемом компанией СтатойлГидро в Северном море. Системы сепарации для этого проекта были предоставлены компанией FMC Technologies, отраслевым лидером в этой технологии. Как ожидается, применение данных систем позволит повысить коэффициент извлечения углеводородов с 49% до 55%. Учитывая значительный объем первоначальных инвестиций, который наверняка потребует при разработке месторождений в арктической шельфовой зоне, возможность увеличения коэффициента нефтеотдачи станет ключевым фактором для подтверждения экономической эффективности арктических проектов добычи.

Использование подводного оборудования, включая подводные трубопроводы, райзеры и подводных шлангокабелей ставит уникальные по сложности задачи. Подводные шлангокабели являются весьма важным элементом системы, обеспечивающим

## Increased Possibilities on Wireline



### Logging in Open Hole

#### Operation

Performing a successful formation testing logging job offshore Norway. The job was carried out in an S-shaped well path above the reservoir section with a maximum inclination of 70°, which dropped to about 20° in the reservoir section where the logging job was done.

#### Well Parameters

Depth: 12,920 ft  
Deviation: 70°  
Dog leg: 7.89°/100 ft  
Pressure points: 18

#### Equipment Used

Well Tractor®  
Formation Tester

#### Achievements

Two days were saved compared to a pipe conveyed logging job; one day due to less time spent on the job and one day due to eliminating a cleaning operation after logging.

Additionally, the risk of lost circulation was reduced, which increased the probability of a good cement job since the open hole was exposed for a shorter time.

### The Well Tractor®

The wireline Well Tractor® is optimized for pulling force and speed in conjunction with the down hole completion string. It is unique on the market as it is able to push large tool strings into the open hole and robust enough to withstand the shocks of perforation.

A key feature is the fail-safe function that prevents it from getting stuck in the wellbore. When the Well Tractor® is powered down, the arms and wheels retract automatically, providing a flush outside diameter surface.

### Increased Efficiency

Operating costs are verifiably reduced when applying the Well Tractor®. Furthermore, it adds value to the well management by ensuring rapid returns on investments through enhanced oil recovery and certainty of execution. Additional benefits are lesser quantities of heavy equipment and less personnel required.

# Welltec®



важные коммуникации между верхними строениями и подводной инфраструктурой. Требуя такую же высокую надежность, как и якорные оттяжки, шлангокабельные линии необходимо будет обеспечить эффективной защитой, а также хорошей изоляцией для эксплуатации в суровых условиях арктических морей.

Также как и подводные шлангокабели, подводные трубопроводы будут играть ключевую роль для успешной реализации морских проектов разработки в арктических условиях. Подводные трубопроводы в Арктике подвержены большому количеству факторов риска, не последним из которых являются ледяные заторы (стамухи). Ледяные заторы возникают, когда нижняя часть движущейся ледовой массы входит в контакт или натывается на трубопровод. В настоящее время наиболее эффективным методом борьбы с ледовыми стамухами при эксплуатации подводных арктических трубопроводов является закапывание трубопроводов в морском дне на глубине, которая позволит избежать повреждения трубопроводов. Учитывая то, что все еще приходится сталкиваться с проблемой обратного выгиба, ведущиеся в отрасли разработки более эффективных технологий прокладывания подводных траншей для трубопроводов, несомненно, позволят надежно обеспечить безопасность подводных арктических трубопроводов.

Другой не менее важной задачей является обеспечение бесперебойного режима подачи потока. Эта задача является очень важной для любого проекта, и оказывает непосредственное влияние на уровень капитальных затрат, а также на схему размещения оборудования на разрабатываемом месторождении. Эффективное решение этой задачи будет также способствовать успешной реализации арктических морских проектов. В настоящее время ведется разработка ряда новых технологий, позволяющих обеспечить условия для более надежного режима бесперебойной подачи продукции месторождения. Разработка новых изоляционных материалов с улучшенными термическими свойствами будет способствовать экономической эффективности морских проектов в этих регионах. Будущее покажет, какие технологии найдут свое место в Арктике, однако разработка и внедрение этих технологий, несомненно, может сыграть ключевую роль в обеспечении успеха арктических морских проектов разведки и добычи.

Наряду с необходимостью гарантии успешной транспортировки продукции с месторождения, новые технологии строительства и эксплуатации подводных арктических трубопроводов позволят минимизировать воздействие на окружающую среду. В арктических регионах расположено

значительное число разнообразных экосистем. По мере того, как морские арктические проекты разведки и добычи будут становиться реальностью, реализующие их нефтегазовые компании будут стремиться к тому, чтобы их деятельность в этих районах по возможности самым минимальным образом отражалась на окружающей среде. Успешное внедрение самых передовых технологий для арктических условий станет ключевым фактором для сохранения арктической природной среды в районах проведения работ.

Касаясь темы подводных трубопроводов, необходимо также отметить важность использования надежных и эффективных плавучих судов, предназначенных для прокладки этих трубопроводов. Несмотря на снижение общего количества морских айсбергов, любое судно, предназначенное для работы в Арктике, должно иметь корпус ледового класса, который обеспечит его надежную работу в суровых арктических условиях.

Несмотря на большое количество проблем, требующих своего решения, арктические воды многими отраслевыми экспертами рассматриваются как новый рубеж, к которому будет стремиться нефтегазовая отрасль. Возможность использования новых технологий станет играть жизненно важную роль в обеспечении доступа к богатым запасам углеводородов в районах арктического шельфа. Другой важнейшей стоящей перед отраслью задачей станет необходимость обеспечения достаточного количества персонала, имеющего необходимую квалификацию и опыт для работы в арктических условиях. Учитывая большую потребность в соответствующих технологиях для работы в этих условиях, налаживание эффективного доступа к таким технологиям и методикам позволит обеспечить успешную реализацию намеченных проектов в этих регионах. Значительный потенциал недр Арктики в сочетании со стремлением отраслевых компаний к разработке и применению новых технологий, почти наверняка обеспечат успешное освоение углеводородных запасов этого региона.

*Компания Quest Offshore является лидером в стратегических исследованиях и информационном обеспечении рынка глубоководных морских разработок залежей углеводородов. Компания имеет офисы во всех ключевых для отрасли регионах мира, а ее база данных по разработкам глубоководных месторождений является одной из самых полных и постоянно обновляется, являясь превосходным источником информации в этой области. Quest Offshore также является лидером в области консалтинговых услуг для морских проектов по разведке и добыче. Дополнительная информация на сайте [www.QuestOffshore.com](http://www.QuestOffshore.com)*



**Носи жёлтый.  
Работай смело.**



Стационарные системы обнаружения газов и серия портативных газоанализаторов **GasAlert**

BW Technologies является мировым лидером в обеспечении безопасности по обнаружению газов. Обеспечивая мониторинг широкого диапазона различных газов, наши портативные анализаторы, как для одного, так и для нескольких газов, являются компактными в размере и лёгкими, что делает их удобными для ношения и простыми в использовании.

**BW**  
Technologies  
by Honeywell

**Wear yellow. Work safe.**