



Photo: Statoil

СНОВИТ И ЗА ЕГО ПРЕДЕЛАМИ

Устанавливая новые стандарты для подводных до берега проектов в арктическом регионе

Snohvit and beyond

Setting new standards for Arctic subsea to shore developments

Что обещает Арктический регион?

Возрастающая в мире глобальная потребность в энергоносителях побуждает морскую нефтегазовую промышленность осваивать новые географические области и отдаленные регионы в поисках новых месторождений. В то же время, отрасль столкнулась с целым рядом технических задач, связанных с использованием безопасных, экологически чистых и экономически выгодных методов освоения и эксплуатации этих новых месторождений.

Особенно важной областью становится Арктический регион, где, согласно подсчетам, находится до 25% неразведанных мировых запасов нефти и газа, и где уже был произведен ряд открытий значительных месторождений и развивается деятельность по освоению и добыче в таких районах, как Восточная Канада, Северо-Запад России и Баренцево море. Среди этих регионов самым большим потенциалом обладает Россия с гигантскими морскими площадями в таких районах, как Баренцево, Печорское и Карское моря, море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Беренгово море и Охотское море. Эти площади покрывают наиболее доступную часть Арктического региона и в большинстве своем являются неисследованными до конца. Тем не менее, ряд сенсационных открытий был уже сделан, например – массивное Штокмановское месторождение в Печорском море и месторождение в более восточном регионе Обь/Таз.

The Promise of the Arctic Region

The increasing global demand for oil and gas prompts the offshore E&P industry to venture into new geographical areas and remote regions in search of new discoveries. At the same time, the industry is faced with a number of new technical challenges associated with establishing safe, environmentally friendly and economic methods to exploit and develop these new assets.

An emerging frontier area of particular importance in this context is the Arctic region, with estimates to hold up to 25% of the world's remaining undiscovered oil and gas reserves, with a number of significant offshore discoveries already made and with E&P activity increasing in areas such as Eastern Canada, Northwest Russia and the Barents Sea. Of these regions, Russia holds the largest potential, with vast offshore acreage in areas such as the Barents, Pechora, Kara, Laptev, East Siberian and Bering Seas, and the Sea of Ochotsk. This acreage covers most of the accessible Arctic region, and is mainly unexplored. However, a number of high profile discoveries have already been made, such as the massive Shtokman field in the Pechora Sea, and in the Ob-Taz region further to the east.

Due to the remoteness of these locations and the harsh environment, Subsea to Shore development concepts, where the subsea wells are tied back directly to processing facilities onshore, will in many cases offer significant benefits over platform and floater based development concepts. In some cases Subsea to Shore concepts may even be a strict necessity for

Благодаря отдаленности от берега этих месторождений в сочетании с суровыми природными условиями концепции «подводных – до – берега» проектов, когда подводные скважины подключены напрямую к объектам береговой инфраструктуры, во многих случаях предпочтительнее использования платформ или плавучих установок. В некоторых случаях использование подводных-до-берега решений может быть обязательным условием осуществления данных проектов.

Многие перспективные месторождения находятся далеко от берега, и поэтому передовым фронтом развития современной подводной технологии здесь является борьба за соответствие проектов техническим требованиям, таким как управление мультифазными потоками и дистанционное управление оборудованием на большие расстояния.

Месторождение Сновит, находящееся в Баренцевом море и принадлежащее компании Statoil, может быть названо примером самой передовой технологии сверхбольших «шагов» с берега для подводных проектов. Сновит на сегодняшний день удерживает мировой рекорд по длине подключения всех систем к берегу. Проект включает в себя такие новейшие технологии, как управление мультифазными потоками на сверхбольших расстояниях и подводное повторное нагнетание попутного диоксида углерода. Ветко Грэй занимается поставкой подводных систем добычи, они включают в себя ряд технологических достижений, связанных с обеспечением электропитанием на большие расстояния и технологией передачи информации с помощью широкополосного оптоволоконного оборудования. Эти технические достижения, являющиеся результатом обширной исследовательской и промышленной практики, значительно раздвинули горизонты технологических возможностей и помогли увеличить промышленные мощности в рамках сверхудаленных от берега подводных проектов.

Подводная система Сновита

Проект Сновит основан на полностью подводной добычной системе, контролируемой дистанционно с берега путем использования одинарного шлангокабеля и системы транспортировки добытого газа через одинарный трубопровод к расположенному на берегу заводу по производству СПГ. Когда газ достигает берега, попутный CO₂ отделяется от него и отсылается обратно в море по отдельному трубопроводу для повторного нагнетания в пласт. Таким образом, выпуск в атмосферу углекислого газа сводится к минимуму.

Осуществляемая в настоящий момент фаза 1 разработки проекта Сновит состоит из центрального месторождения, расположенного примерно в 145 км от берега, и месторождения-спутника Альбатрос, расположенного в 11 км южнее центрального месторождения Сновит. В рамках фазы 1 разработки этих двух месторождений эксплуатируется уже в целом 10 подводных скважин. Девять из этих скважин являются эксплуатационными, а десятая – нагнетательная, для повторного нагнетания сепарированного CO₂. В будущем планируется разработка второго месторождения-спутника Аскеладд.

Подводные скважины оснащены подводной горизонтальной фонтанной арматурой, расположенной на опорных основаниях. Каждое опорное основание весит около 240 т и располагает местом для 4 подводных «елок». Каждое опорное основание также оснащено целостной защитной структурой, «благоприятствующей тралению рыбы», которая отклоняет тралы судов, так что районы подводной добычи могут быть вполне доступны для рыболовства. Подводная арматура включает в себя дистанционно управляемые клапаны, которые регулируют поток скважины и обладают большим внутренним диаметром с тем, чтобы сделать возможным прохождение больших объемов газа при наименьших потерях давления. Подводная арматура также оснащена большим количеством приборов для мониторинга, которые позволяют поддерживать высокую скорость передачи данных. ▶▶



Photo: Statoil

the feasibility of the development.

Many of the prospective assets are located far away from shore, and the industry-wide efforts to meet the associated Subsea to Shore requirements to management of multiphase flow and provision of remote control over long distances represent a frontier area within the current subsea technology development.

The Snohvit development, located in the Barents Sea and operated by Statoil, represents the current state-of-the-art in long step-out technology for subsea developments with a world record distance to shore. The Snohvit development includes the implementation of several novel technologies and first-offs, including multiphase flow management over ultra-long distances and subsea reinjection of associated carbon dioxide. The subsea production system is supplied by Vetco Gray, and includes a number of technological achievements related to long step-out power supply and broadband fibre-optic data transmission. These technological achievements, born out from extensive development and qualification work, has moved the technology boundaries forward and has contributed to significantly increase the industry's capabilities within ultra-long subsea tie-backs.

The Snohvit Subsea System

The Snohvit development solution is based on a subsea production system, controlled remotely from land through one single umbilical, and with the produced gas piped back to the onshore LNG plant through one single pipeline. When the gas arrives onshore, the associated CO₂ is separated from the gas, and is then sent back offshore in a separate pipeline for reinjection back into the reservoir. In this fashion, emission of greenhouse gasses is minimised.

The current Phase 1 of the Snohvit development consists of the central Snohvit field, located some 145 km from shore, and the Albatross satellite field, located some 11 km south of the central Snohvit field. Together a total of 10 subsea wells are developed on these two fields as part of Phase 1. Nine of these subsea wells are producers, and the tenth is an injection well for reinjection of the ▶▶

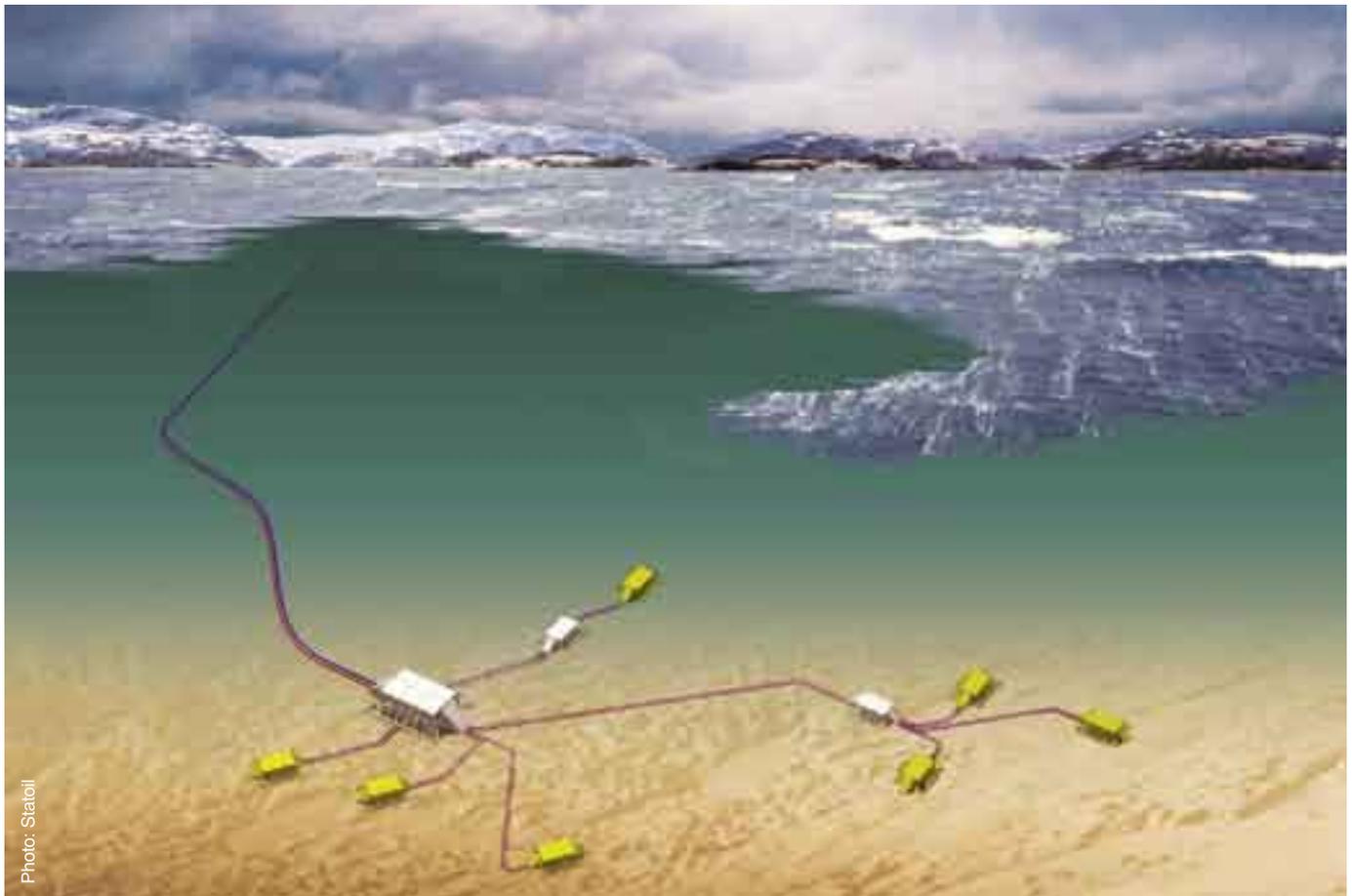


Photo: Statoil

Три опорных основания центрального месторождения Сновит и четвертое опорное основание месторождения Альбатросс соединены с центральным трубопроводным манифольдом (PLEM), откуда добываемый газ из подводных скважин через окна на опорных основаниях поступает на берег через 28-дюймовый стальной трубопровод. А в противоположном направлении, с берега, используя один общий шлангокабель, идущий к центральному распределяющему узлу, расположенному рядом с манифольдом PLEM, поступают: жидкость для гидравлической системы управления подводным оборудованием, высоковольтное напряжение и сигналы опτικο-волоконной связи. Поставляемое напряжение держится на уровне 3000 вольт, что примерно в три раза выше, чем для большинства подобных систем. Высокое подаваемое напряжение необходимо для ограничения потерь электропередачи вдоль длины шлангокабеля. Длина шлангокабеля вместе с необходимой высокой скоростью передачи и приема информации, обуславливают использование опτικο-волоконной коммуникационной технологии. Входящее на центральный распределяющий узел высоковольтное напряжение трансформируется в местное напряжение в 600 вольт, а опτικο-волоконные контрольные сигналы трансформируются в электрические, которые накладываются на 600-вольтовые линии. Кроме того, через центральный распределяющий узел проходит и моно-этиленгликоль (MEG), служащий анти-фризом в добычном потоке и являющийся основным компонентом для предотвращения процесса формирования льда из гидратов. MEG поставляется с берега через 2 отдельных 4-дюймовых линии. Электроэнергия, контрольные сигналы и гидравлическая жидкость распределяются из центрального распределительного узла на опорные структуры и арматуру через внутрипромысловые шлангокабели.

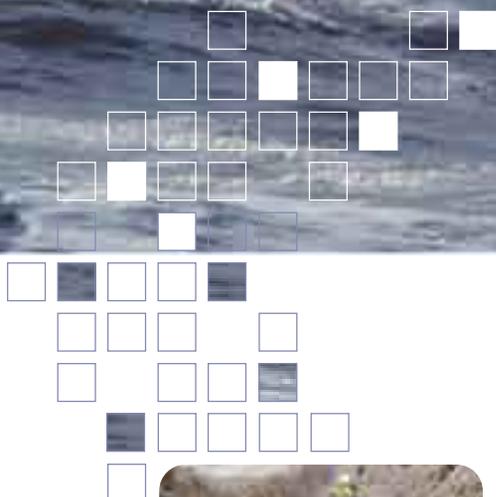
Использование одного общего поставляющего шлангокабеля с берега, безусловно означает, что он является критически важным элементом эксплуатации месторождения, и поэтому система была создана с учетом ряда защитных функций. В случае неисправности основной опτικο-волоконной коммуникационной системы, ▶▶

separated CO₂. A second satellite field called Askeladd is planned for a future extension phase.

The subsea wells are developed with horizontal subsea trees, placed on template structures. Each template weighs approximately 240 tonnes, and has room for up to four subsea trees. Each template includes a 'fishing-friendly' integrated protection structure that deflects trawlboards, so that fishing activities can take place across the seabed where the subsea facilities are located. The subsea trees include remotely operated valves that are used to control the wellstream, and have a large bore diameter in order to accommodate large gas volumes with a minimum of pressure drop. Also, the subsea trees are equipped with a lot of instruments for measurements of the operational performance, and this instrumentation makes it necessary to accommodate a high data transmission rate.

Three templates at the central Snohvit field and a fourth template at Albatross are connected to a central Pipeline End Manifold (PLEM), from which the produced gas from the subsea wells on the templates is sent back to shore via a single 28-inch steel pipeline. In the other direction, one single umbilical runs from shore out to a Central Distribution Unit next to the PLEM, carrying hydraulic control fluid, high voltage electric power supply and fibre optic control signals. The supply voltage is kept at 3000 volts, about three times higher than for most similar systems. This high supply voltage is necessary in order to limit the electrical transmission losses through the long umbilical. The length of the umbilical, together with the high data transmission rate requirements, contributes to make it necessary to use fibre optic communication technology. On the Central Distribution Unit, the incoming high voltage power is transformed into a local supply voltage of 600 volts, and the fibre optic control signals are converted into electric signals that are superimposed on the 600 volts power lines. Also, the Central Distribution Unit is used to distribute Mono Ethylene Glycol (MEG), which works as anti-freeze in the production stream, and which is essential to maintain the production ▶▶

OUTOKUMPU



**Как побороть
превосходящие силы?**

Используйте фактор Outokumpu

Как один из крупнейших и старейших производителей нержавеющей стали в мире, компания Outokumpu посвятила себя разработке новых сортов, новых качеств и новых форм продукции, готовых отвечать техническим потребностям будущего.

Операции по производству труб и креплений из нержавеющей стали осуществляются под торговой маркой: Outokumpu Stainless Tubular Products. Наша программа охватывает весь спектр сортов нержавеющей стали для всех областей применения. Производство полностью интегрировано, начиная с наших сталеплавильных заводов и заканчивая готовыми трубчатыми изделиями.



Дуплексные трубы для проекта газового месторождения Кела 2, Китай

Outokumpu это динамичная группа металлов и технологий, цель которой – стать номером один среди нержавеющей сталей. Наши клиенты используют наши металлические изделия в широком спектре отраслей промышленности. Мы помогаем нашим клиентам в приобретении конкурентоспособного преимущества – фактор Outokumpu – посредством улучшения их работы. Outokumpu Stainless Tubular Products (Трубчатые изделия из нержавеющей стали Outokumpu) занимается производством и продажей сварных трубок из нержавеющей стали, труб, креплений и фланцев.

**Мы плавим сталь.
Прокатываем листы
Производим трубы и крепления**

**OUTO
KUMPU**

Трубчатые изделия из нержавеющей стали Outokumpu

www.outokumpu.com/ostp

находящейся в главном шлангокабеле, существует резервная система коммуникации, основанная на наложении контрольного сигнала на кабели высокого напряжения в главном шлангокабеле. В качестве последней линии защиты, на случай полного отказа главного шлангокабеля, вся подводная система целиком может дистанционно управляться с помощью вспомогательной спутниковой системы управления, действующей с аварийного интервенционного судна.

Система шлангокабелей является несомненно жизненно важным элементом любого проекта данного типа с большими «шагами» с берега. Было приложено много усилий для уменьшения размеров и сложности шлангокабелей Сновита, стараясь в то же время обеспечить поставку элетрической и гидравлической энергии на месторождение. Несколько новых проектных ступеней было создано для оптимизации системы шлангокабелей, включая использование усилителей высокого давления в контрольных модулях подводной арматуры. Таким образом, высокое давление, необходимое для проведения операций на забое скважины, создается под водой, в подводной арматуре. Это означает, что нет необходимости включать линии по обеспечению высокого давления в шлангокабели.

Для того, чтобы проект подводной системы Сновита был жизнеспособным, компания Ветко Грэй разработала и применила новые технологии в ряде сфер проекта. Это включает в себя горизонтальные подводные фонтанные арматуры с большим диаметром для больших объемов газа, оптико-волоконный модем для преобразования оптических сигналов в электрические и высокоскоростную коммуникационную систему с шириной полос частот примерно в 10 раз больше, чем в обычных подводных системах. Другие разработки включают в себя системы подводного соединения внешних и внутрипромысловых трубопроводов большого диаметра (без использования водолазов), подводную систему камер пуска скребков для контролируемого использования скребков в системе трубопроводов и новую подводную систему трансформатора на 3000В.

Статоил также задействовал в Сновите ряд других новейших технологий и методов осуществления подводных проектов. Например, подводные опорные основания были установлены с использованием метода «Pencil Buoy» (перевод: буй в виде карандаша), когда опорные основания доставляются к месторождению в погруженном состоянии и затем опускаются на дно, будучи подвешенными на буи. Данный метод устраняет необходимость использования дорогих подъемных судов.

За пределами Сновита

Месторождение Сновит расположено примерно в 160км от берега, что уже является пределом современной подводной технологии по удаленности от берега. А что же будет в случае увеличения этого расстояния? Например, расстояние в 400 км от берега приблизительно составляет 200 морских миль, а эта дистанция идентична большинству будущих проектов в национальных территориальных водах. Тем не менее, в Арктическом регионе находятся несколько перспективных подводных месторождений, чья отдаленность от берега намного превышает это расстояние. Например, гигантское Штокмановское месторождение в Печорском море расположено на расстоянии 600км от берега. В связи с этим очень интересно увидеть как технология Сновита может быть применима для проектов со сверхбольшими расстояниями до берега и рассмотреть подробнее задачи и решения, связанные с этой проблемой.

Начнем с гидравлической системы. Очевидно, что увеличение расстояния от берега увеличивает также и время реакции, т.е время прошедшее между нажатием кнопки на пульте управления на берегу и моментом ответной реакции подводного клапана на самом месторождении. Тем не менее, тщательный анализ и работа с макетами показали, что эти проблемы могут быть решены при использовании подводных накопителей на скважинах, что сопровождается аккумулятивным эффектом в ▶▶



Photo: Vetco Gray

without ice hydrates forming. The MEG is supplied from shore through two separate 4-inch supply lines. From the Central Distribution Unit, the electric power, the control signals, the MEG and the hydraulic supply lines are distributed out to the templates and the subsea trees by infield umbilicals.

Using a single supply umbilical from shore of course means that this is a highly critical item for operation of the field; however the system is designed to include a number of safeguards. In case the primary fibre optic communication system through the main umbilical for some reason should fail, there is a secondary back-up communication system based on superimposing control signals on the high voltage power cables in the umbilical. As a last line of defence, if the entire umbilical should be damaged, the entire subsea system can be operated remotely via a satellite link, conveyed via an emergency intervention vessel.

The umbilical system is of course a vital element of any long step-out development of this type, and a lot of effort has gone into reducing the size and complexity of the Snøhvit umbilicals, while still ensuring a sufficient supply of electric and hydraulic power to the field. Several new design steps have been taken to optimise the umbilical system, including use of High Pressure Intensifiers in the subsea control modules on the subsea trees. In this fashion, the required high pressure for operating downhole functions in the wells is generated subsea, locally at the subsea trees. This means that the umbilical does not have to include any high-pressure supply lines.

In order to make the Snøhvit subsea system development concept possible, Vetco Gray has been developing new technology in a number of areas. This includes large bore horizontal subsea trees for high gas volumes, fibre optic modem for conversion between electrical and optical signals and a high speed communication system with a bandwidth approximately 10 times larger than for standard subsea systems. Other developments include large bore subsea connection systems for diverless connections of the export and infield pipelines, subsea pig launcher systems for pigging of the pipeline system and a new subsea transformer system for 3000 volts.

Statoil has also employed a number of other novel technologies and techniques for the Snøhvit subsea system. For instance, the subsea templates have been installed by use of the Pencil Buoy method, whereby the templates are towed out to the field in a submerged position, and then lowered to the seabed suspended in a buoy. This technique eliminates the need for expensive heavy lift vessels.

Beyond Snøhvit

The Snøhvit field is located about 160 km from shore, and is clearly ▶▶



Оборудование компании ANSON для выкидных линий продается и арендуется в более чем 70 странах мира.

Оборудование для выкидных линий фирмы ANSON приобретает все большее распространение в нефтегазовой отрасли стран мира, опережая все остальные фирмы.



Компания выпускает самую широкую номенклатуру изделий, все они изготавливаются на предприятиях ANSON в соответствии с самыми жесткими стандартами качества и безопасности и отвечают требованиям международного стандарта ISO 9001 2000 ("Проектирование, изготовление, обслуживание и аренда"). Все изделия ANSON имеют конкурентоспособные цены.

С одобрения Американского нефтяного института (API), компания ANSON маркирует свои изделия как отвечающие стандартам API 6A. Материалы всех изделий ANSON полностью прослеживаются и сертифицированы.

Это - лишь некоторые из причин опережающего роста популярности оборудования ANSON для выкидных линий. Для получения более подробной информации закажите общий каталог нефтепромыслового оборудования ANSON.



Россия - ANSON Ltd. 121099, Москва, Смоленская Площадь, 3 (Смоленский Пассаж), этаж 8, офис 20 Тел/факс: +7 495 389 1028. Email: L.Polyakova@anson-moscow.ru
 Англия - ANSON Ltd., Tyne & Wear NE11 0NY England Тел.: 0191 482 0022 Факс: 0191 481 9831 e-mail: anson-gateshead@anson.co.uk
 Шотландия - ANSON Ltd., Aberdeen AB21 0GL Scotland Тел.: 01224 771877 Факс: 01224 771848 e-mail: sales@ansonab.co.uk
 США - ANSON Flowline Equipment Inc. Houston, Texas 77041 USA Тел.: 713-466-0470 Факс: 713-466-7482 e-mail: sales@ansoninc.com
 ОАЭ - ANSON Ltd., Dubai, United Arab Emirates Тел.: 8714 883859 Факс: 8714 883863 e-mail: ansonuae@emirates.net.ae
 Сингапур - ANSON Oilfield Equipment PTE Ltd., Singapore 508988 Тел.: 65 62142183 Факс: 65 62141291 e-mail: anson.singapore@anson.com.sg

Интернет: www.anson.co.uk & www.ansoninc.com

ANSON



самых шлангокабелях. Этому может способствовать длинный шлангокабель.

Рассматривая требования к коммуникационной системе и передаче информации, мы видим четкую тенденцию развития этой отрасли промышленности в сторону увеличения этих требований в ответ на быстрое развитие сложных приборов и высокоинтеллектуальных решений. Тем не менее, оптоволоконная технология доказала свою способность выдерживать большие скорости передачи информации на трансатлантические дистанции. Оптоволоконная технология развивается быстрыми темпами, не в последнюю очередь благодаря быстрому прогрессу в телекоммуникационной промышленности, и подводная добывающая отрасль может, к своей выгоде, пользоваться плодами этого развития. Поэтому непохоже, что коммуникационные системы будут препятствием для сверх-отдаленных от берега «шагов».

Вопросы, связанные с системой шлангокабелей, находятся в центре любого сверхотдаленного от берега проекта, как в плане стоимости, так и в плане технической сложности. Длина главного шлангокабеля Сновита составляет 144,267 м, а его вес – около 2000 тонн. Это – мировой рекорд и, вероятно, приближает нас к границе, после которой производство и установка подобных агрегатов может оказаться нецелесообразной. Тем не менее, сверх-отдаленные от берега «шаги» могут осуществляться путем производства шлангокабеля, разбитого на секции, которые потом сплетаются вместе в одну длину во время установки.

Так что же может ограничивать возможности «шагов» с берега? Похоже, что на этот вопрос есть по крайней мере один важный ответ: ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Обеспечение переменного тока при стандартной частоте сетевого напряжения в 50 Гц зависит от увеличения дистанции «шага» с берега, и даже при том, что это может быть частично возмещено использованием более высокого напряжения, потери при трансформации, как следствие, ограничат максимальную длину «шагов» примерно до 250 км – это не страшно Сновиту, но, увы, затруднит работу при «шагах» с берега на расстоянии в два или несколько раз большие.

Одной из действенных стратегий решения этого вопроса будет использование обеспечения низких частот переменного тока, например, той же частоты в 16 2/3 Гц, что используется в железнодорожных системах. При таком подходе даже сверхотдаленные от берега «шаги» могут быть осуществимы. Но есть ограничения и на низкочастотный переменный ток, и эти ограничения связаны с требуемым уровнем подачи электроэнергии. Тогда как низкочастотный метод будет работать для стандартного электроснабжения подводных систем даже на сверхбольшие расстояния, этого не будет достаточно для удовлетворения ▶▶

stretching the limits of the current subsea technology. But what happens if the distance from shore is increased even further..? For instance a 400 km distance from shore roughly equals a 200 nautical mile maritime boundary, and would thereby cover most future prospects within national territorial waters. However, the Arctic region contains a number of subsea prospects even further away from shore. As an example, the giant Shtokman field in the Pechora Sea is located a formidable 600 km from shore. Therefore, it is interesting to see if and how Snohvit technology can be applied for subsea developments at such ultra-long distances, and to take a closer look at the technical challenges and solutions related to this challenge.

Starting with the hydraulic system, it is clear that an increased distance from shore will increase the required response time, i.e. the time elapsed between pressing the button in the onshore control room and when the subsea valve out on the field actually responds. However, careful analysis and modeling work has demonstrated that these problems can be managed by use of subsea accumulators on the wells, assisted by the accumulation effect provided by the umbilical itself. In this respect, a long umbilical will actually be of help.

Looking at the communications and data transmission requirements, it is a clear industry trend that these requirements are increasing, in response to the rapid development of sophisticated instruments and intelligent completions. However, the fibreoptic technology has proven to be capable of handling massive data rates over transatlantic distances. The fibreoptic technology is developing quickly, not the least due to the rapid development of the telecom sector, and the subsea industry can benefit from these advances. It is not likely that the fibreoptic communication systems will be a limiting factor for ultra-long step-outs.

The umbilical issues are at the core of any long step-out development concept, both in terms of cost and technical solution. The main umbilical for Snohvit, supplied by Nexans in Norway, is 144,267 m long and weighs in at about 2000 tonnes. This is a world record, and probably starts to approach the limit of what can be regarded as practical to manufacture and install. However, ultra-long step-outs can be accommodated by manufacturing the umbilical in several sections, which then are spliced together into one continuous length during installation.

So what IS the limitation for the step-out distance..? It seems as if one important answer is POWER. Supply of AC power at the standard 50 Hz grid frequency is sensitive to step-out distance, and even if this partly can be mitigated by use of a higher supply voltage, the power transmission losses will inherently limit the maximum step-out distances to about 250 km – this is sufficient for Snohvit, but sadly inadequate for step-outs which are twice as long or more.

One efficient strategy to combat this problem is to use a lower supply frequency, for instance the same 16 2/3 Hz frequency that is used for railroad systems. With this approach, even ultra-long step-outs are achievable. However, there are limitations even for the low frequency approach, and these limitations are related to the required power level. Whereas the low frequency approach works for standard power supply to a subsea system even for ultra-long distances, it will not be sufficient for extreme power supply requirements in the megawatt range. For most subsea developments this is an irrelevant problem since only a fraction of this power level is required, but there are exceptions – not the least related to long step-out developments. And here is why..

Ultra-long step-out developments will primarily relate to production of gas, and not of oil. The reason is that the physical properties of oil, with waxing and ice hydrate problems, effectively would prohibit transportation through pipelines over such long distances. For a subsea to shore development the long pipeline back to shore will create a significant pressure drop in the gas stream, which directly will impact the recovery factor from the reservoir. This means that subsea compression of the gas will be very attractive from a recovery standpoint, since the compressors can compensate for the pressure loss through the pipeline. But subsea ▶▶



Photo: Vetco Gray

**УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА ПО
ТЕХНОЛОГИИ HI-FOG® ДЛЯ МОРСКИХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ
И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ**



- Немедленная активация при возникновении пожара - отсутствие необходимости в эвакуации персонала
- Безопасна для персонала и окружающей среды альтернатива газобурным системам пожаротушения
- Компоненты системы пригодны для использования в опасных зонах
- Богатый опыт комплексных решений для морских объектов нефтегазодобычи

Проверена

более чем в 5000 независимых лабораторных противопожарных испытаниях

Сертифицирована

основными классификационными обществами

Доказала эффективность

при тушении реальных пожаров на верфях и наземных нефтяных и нефтехимических объектах

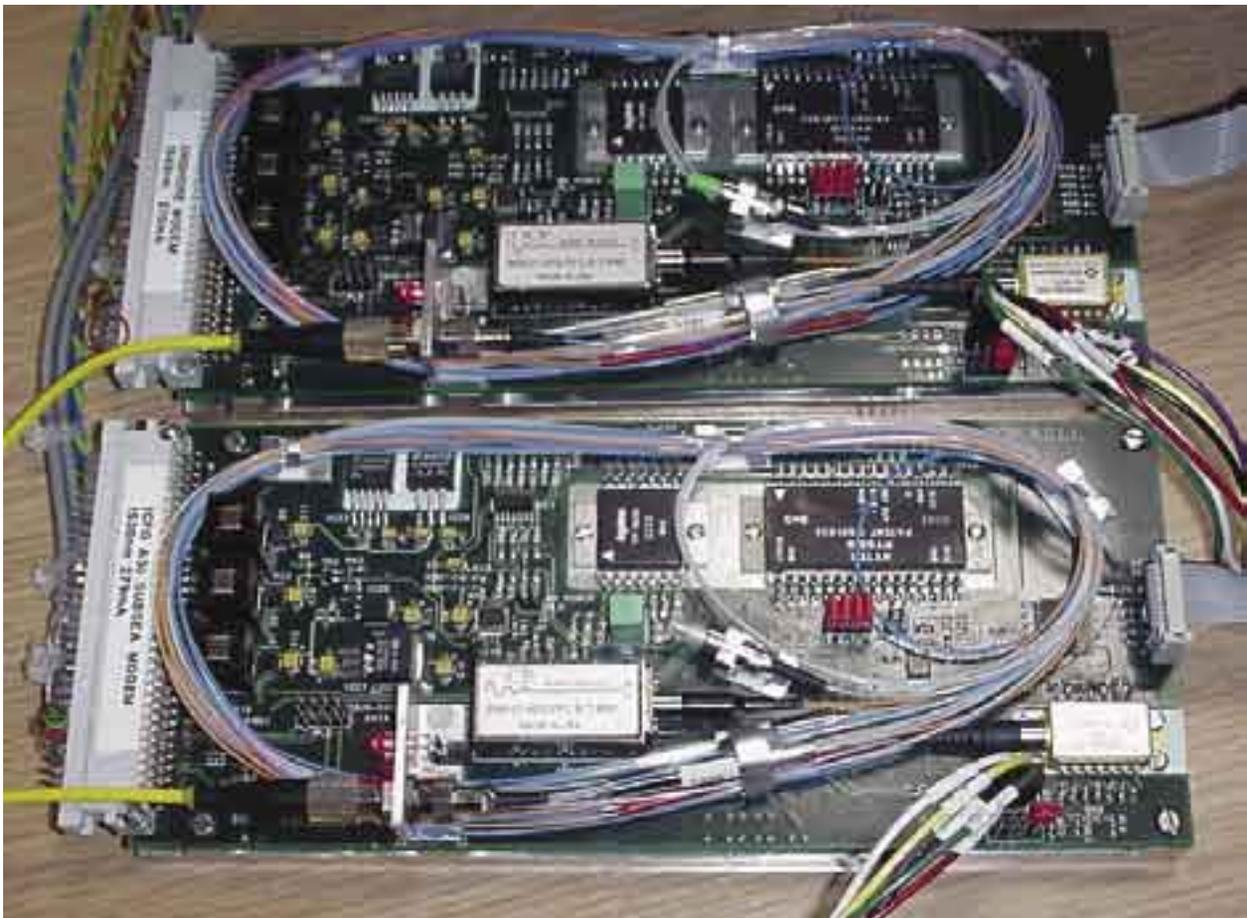
www.marloff.com



Marloff Corporation Oy

Tel: +358 9 870 851, fax: +358 9 8708 5374, e-mail: marllofsales@marloff.fi, www.marloff.com

Канада, Финляндия, Франция, Германия, Италия, Испания, Швеция, Великобритания, США



экстремальных требований по электроснабжению в мегаваттных исчислениях. Для большинства подводных разработок это – не слишком релевантная проблема, поскольку там требуется лишь часть подобного уровня электроснабжения, но везде есть исключения – и не в последнюю очередь связанные со сверхотдаленными месторождениями. Поэтому:

Проекты со сверхбольшими «шагами» с берега будут в первую очередь связаны с добычей газа, а не нефти. Причина этого кроется в физических качествах нефти, в проблемах парафинов и формирования льда в гидратах, что исключает транспортировку по трубопроводам на такие большие расстояния. Для подводного-добрая проекта длинный трубопровод к берегу создаст опасность существенной потери давления в потоке газа, что напрямую отразится на давлении на выходе из пласта. Это означает, что подводная компрессия газа становится весьма привлекательной с точки зрения извлечения газа из пласта, так как компрессоры могут компенсировать потери давления, происходящие во время прохода газа по трубопроводу. Но подводные газовые компрессоры как раз и принадлежат к той группе оборудования, которая требует электроснабжения, измеряемого в мегаваттах, поэтому данное решение является рискованным и сложным по выполнению с точки зрения электроснабжения. Это - своеобразная «Ловушка 22» сверхбольших «шагов» с берега: чем длиннее дистанция шага, тем более привлекательной становится подводная компрессия газа – но вместе с тем и более сложным становится обеспечение электроснабжением.

Иными словами, существующие и проверенные практикой компоненты, основанные на технологии использования переменного тока – даже учитывая его пониженную частоту – могут использоваться для функционирования традиционных подводных систем, в том числе и при осуществлении сверхбольших «шагов» с берега, таких как, например, разработка Штокманского месторождения. Однако, если эти системы будут требовать ▶▶

gas compressors are exactly the kind of equipment that will require power supply in the megawatt range, and which therefore represents a challenge from a power supply viewpoint. This is the Catch 22 of ultra-long step-outs: The longer the step-out distance is, the more attractive subsea gas compression will be – but also more difficult from a power supply viewpoint.

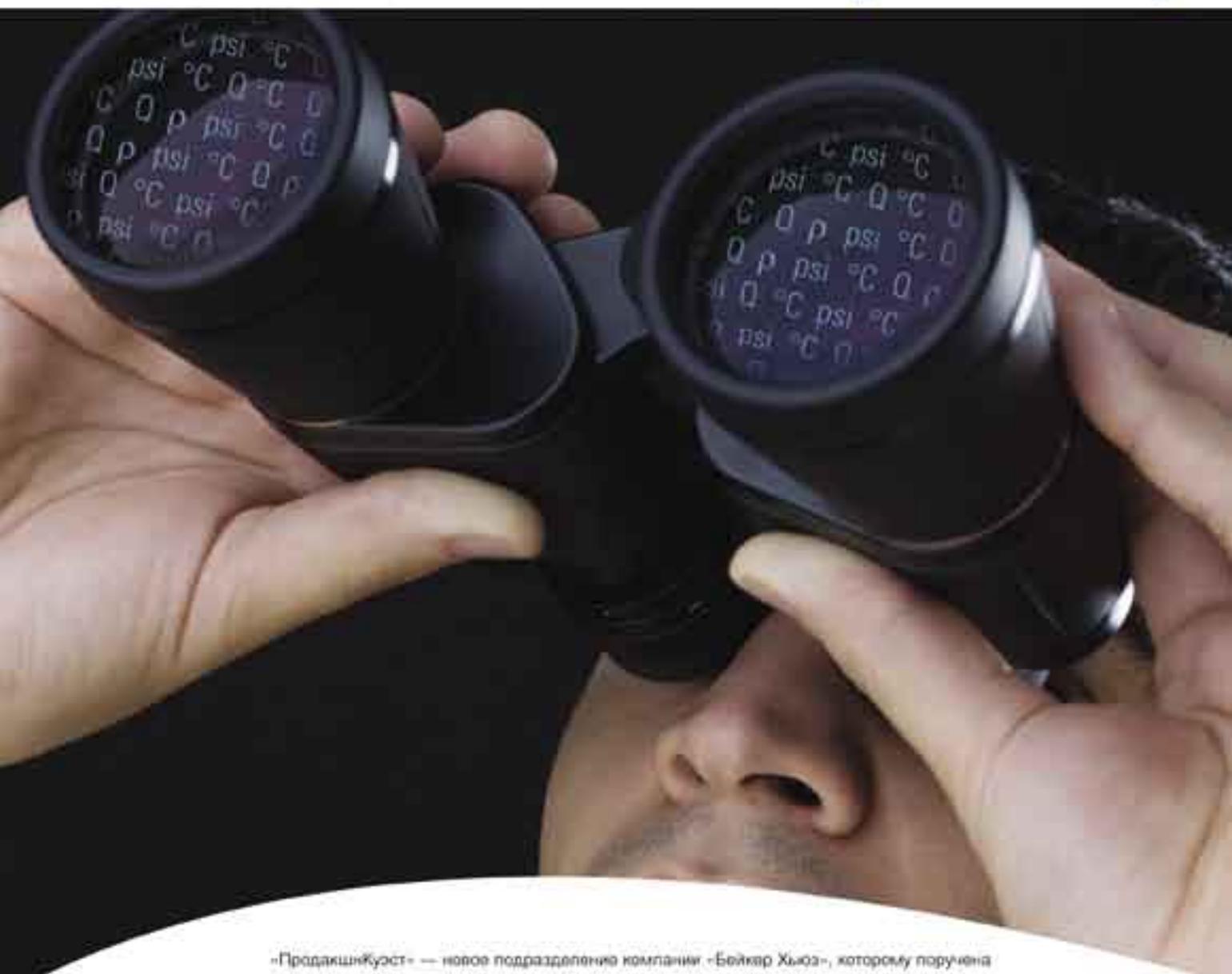
In other words, existing and field proven subsea components based on AC technology – although with a reduced frequency – can be used to operate conventional subsea systems even at ultra-long step-out distances, such as for project like Shtokman. However, if these systems will require megawatt level power supply to support subsea gas compression systems, even low frequency AC will be inadequate.

It appears evident that the technology that holds most promise for solving this dilemma will be based on use of High Voltage Direct Current (HVDC), of the same type as used in commercial power transmission systems with sea cables. HVDC technology is independent of transmission distance, and can handle high power levels. A system of this type was recently installed on the Troll A platform, feeding offshore compressors on the platform from the national grid via an HVDC link. However, this was a dry system with all HVDC equipment placed on the platform. A subsea application would require that all equipment is placed on the seabed, something that will necessitate several design challenges for the subsea industry.

In order to make ultra-long step-out developments a reality, the next major challenges for the subsea industry will relate to developing reliable and robust subsea compressor systems, and the HVDC based subsea power supply systems required to feed the compressors.

Snohvit is a good start on this journey, and shows that the subsea industry can make great things happen..! ■

С нашей помощью вы можете заглянуть в скважину



«ПродакшнКвест» — новое подразделение компании «Бейкер Хьюз», которому поручена оптимизация добычи, т. е. нахождение сочетаний методов и средств постоянного контроля параметров, обеспечивающих максимальную отдачу скважин.

Мы предлагаем проверенную на практике, надежную технологию контроля давления, температуры, расхода и плотности флюида в скважине, разработанную компаниями «Квантэкс уэллбор инструментэйшн», «Нова технолоджи» и «Луна энерджи».

Получив доступ ко всему ассортименту технологических возможностей компании «Бейкер Хьюз», подразделение «ПродакшнКвест уэлл мониторинг» заняло ведущее положение в области постоянного контроля параметров скважин, инъекции химикатов и многоканальной буферизации данных. Регистрируя результаты измерений с помощью волоконно-оптических и электронных датчиков, мы умеем проектировать, разрабатывать и внедрять системы, позволяющие заказчикам наблюдать за условиями в скважине. Дополнительные сведения можно найти на страницах нашего сайта www.productionquest.com.


BAKER HUGHES ProductionQuest
WELL MONITORING

Ваш партнер в области постоянного контроля параметров

мегаваттный уровень электроснабжения для обеспечения напряжением процесса подводной компрессии газа, в этом случае даже использование низкочастотного переменного тока не решит проблему.

По всей вероятности, наиболее обещающей технологией для возможного решения этой дилеммы подачи электропитания является технология, основанная на использовании постоянного тока высокого напряжения (HVDC), что аналогично использованию HVDC в коммерческих системах электропередач через морские кабели. Технология постоянного тока высокого напряжения не зависит от величины дистанции электропередачи, и может работать с очень высокими уровнями электроэнергии. Подобная система была недавно установлена на платформе Тролл А, она снабжает электроэнергией компрессоры на платформе от государственной сети, используя постоянный ток высокого напряжения. Похожие системы были созданы и для других платформ в Северном море. Тем не менее, эти системы – сухие, все оборудование расположено на платформах. Применение его под водой потребует размещения всего оборудования на дне, что, в свою очередь, потребует исследовательских и проектных разработок в нескольких технологических отраслях.

Для того чтобы сделать реальностью осуществление проектов сверхбольших «шагов» с берега, основные задачи, стоящие перед подводной промышленностью, будут связаны с развитием надежных и стабильных компрессорных систем, одновременно с развитием систем электроснабжения этих компрессоров, основанном на постоянном токе высокого напряжения.

Сновит – это хороший старт для путешествия. Он показывает, что подводная отрасль нефтегазовой промышленности в силах претворить в жизнь грандиозные планы! ■



Photo: Veitco Gray



Photo: Statoil



OTC .07



TRANSFORMING THE INDUSTRY

2007 OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE || 30 APRIL - 3 MAY || RELIANT CENTER || HOUSTON, TEXAS, USA



SAVE THE DATE!

30 April - 3 May 2007

www.otcnet.org/2007