

Разведка и добыча в Арктике: оживляется интерес к этой сложной задаче

Unlocking The Arctic: E&P industry warms to the challenge

Марк Томас: ROGTEC Magazine

Mark Thomas: ROGTEC Magazine Correspondent

Громадные ресурсы углеводородов Арктики, распространенные как в береговых зонах, так и на шельфах северных морей, связаны с экстремальными условиями окружающей среды и суровым климатом. Запасы нефти на арктическом шельфе России, по оценкам, составляют эквивалент 100 миллиардов тонн нефти – это огромное количество; но настолько же велики и технические сложности, которые необходимо будет преодолеть, чтобы успешно и ответственно разрабатывать эти запасы.

Сложная задача эксплуатации арктических углеводородов потребует решения массы новых проблем, а некоторые из них, потребуют не только разработки абсолютно новых и высокоэффективных технологий, но и более совершенных способов минимизации воздействия на окружающую среду и всю эту хрупкую экосистему в целом.

Кроме этого, разведочные и добывающие компании должны максимально усовершенствовать системы производственной безопасности и улучшить существующие системы отраслевого обучения и профессиональной подготовки. В довершение, необходимо, чтобы отраслевые организации явно выполняли свои обещания по вовлечению местных жителей в поиски решений всех этих проблем в качестве активных участников.

The Arctic has enormous hydrocarbon resources associated with extreme environments and harsh climatic conditions, in both its coastal areas and the shelves of the northern seas. Russia's arctic shelf is estimated to hold the equivalent of 100 billion tonnes of oil – a huge amount – but equally colossal are the technological challenges that must be overcome if it is to be successfully and responsibly exploited.

These challenges require solutions to a myriad of new problems, and some will need the development of completely new and ultra-efficient technologies, as well as better ways to minimise any impact on the environment and the fragile ecosystem as a whole.

In addition the Exploration & Production industry must maximise its industrial safety systems and enhance existing industry education systems, professional training and its quality. On top of all this, it must be clearly seen to deliver on its oft-given promise of enabling the participation of local people as active stakeholders in finding solutions to all of these problems.

So what are the challenges to be faced right now, in places such as the Russian arctic continental shelf, the Barents Sea, Chukchi Sea and Kara Sea? The same question, of course, is being considered by other governments and

Каковы же сложности, существующие уже сегодня в таких районах, как российский континентальный шельф, Баренцево, Чукотское и Карское моря? Само собой разумеется, что те же вопросы встают перед правительственныеими и отраслевыми организациями и в других районах, таких как море Бофорта, арктические острова Канады и ее северные провинции и восточное побережье Гренландии...

Условия Арктики предполагают естественные физические препятствия – обилие льда, экстремально низкие температуры, удаленность и продолжительные периоды темноты.

Ледовая обстановка, безусловно, может значительно различаться как между различными районами, так и в пределах одного района, и зависит также от береговых условий, глубины моря и расстояния до берега. В зависимости от сезона, сам лед также будет отличаться – осенью он замерзает, зимой достигает своей максимальной толщины, весной тает, а летом вода вовсе очищается от льда.

В те месяцы, когда формируется лед, ветер и морские течения могут значительно влиять на его перемещения и, таким образом, формируются гряды торосов, толщина которых значительно больше, нежели толщина прибрежного льда. Дополнительную сложность создает необходимость защиты хрупкого биологического разнообразия региона. Технологический прогресс станет ключом к сокращению, как площади физического воздействия, так и атмосферных и других выбросов и шумового загрязнения. Поэтому в смысле разведки и разработки месторождений, арктический регион невозможно рассматривать без дальнейшего развития инженерных решений, а такой прогресс невозможен без широкого отраслевого сотрудничества.

Проректор РГУ им. Губкина Анатолий Золотухин подчеркнул необходимость повышения информированности общественности о существующих сложностях и сказал о том, что “все должны понимать, что разработка Арктики

the industry in areas such the Beaufort Sea, the Canadian arctic islands, northern Canada and the east coast of Greenland...

The Arctic presents obvious special physical hurdles – lots of ice, extremely low temperatures, remote locations and long periods of darkness.

Ice conditions can of course vary considerably between regions, within regions and depending on coastal conditions, water depths and distance to shore. The ice also changes through the seasons: freezing up during the autumn, attaining its thickest levels in winter, then melting in spring and creating open water in summer.



Сергей Брезицкий, вице-президент по разведке и добыче компании TNK-BP. Фото предоставлено компанией TNK-BP.

Sergei Brezitsky, TNK-BP's Vice President of Exploration & Production. Photo courtesy of TNK-BP.

During the months when ice forms, wind and water currents can cause it to move considerably and form ice ridges that can be many times thicker than ice that is attached to land. Protecting the region's fragile biodiversity poses an additional technical challenge. Advances in technology will be the key to reducing physical footprints, discharges, air emissions and marine sound. So the Arctic region cannot be approached, in terms of its exploration and development, without further advancing engineering solutions. And such advances cannot be done unless there is widespread industry co-operation.

Mr Anatoly Zolotukhin, Vice-Principal at Gubkin State University, stressed the need to raise general awareness of the challenges and “to make everybody understand that developing the Arctic region is not an easy task, and not a task for a single operator, or even a single country. This is a global challenge of developing a whole region. Solutions may only be found in co-operation between the countries, not necessarily just the Arctic and sub-Arctic ones”.

Co-operation means the passing on of learning from those with direct experience. Sergey Brezitsky, Vice President, Exploration & Production at TNK-BP, commented: “This is one of the major regions with undeveloped petroleum resources. Some companies and delegates have relevant experience.” He highlighted companies such as BP and Shell, “who possess real and valuable experience, having begun the development of Mr Brezitsky flagged up developments such as Prudhoe

– задача не из легких, и не может быть решена одной компанией-оператором, и даже одной отдельно взятой страной. Задача разработки целого региона – это задача глобального масштаба и ее решение можно найти только при сотрудничестве нескольких стран, и даже не только тех, которые расположены в приарктических районах".

Сотрудничество означает передачу знаний от тех, кто имеет непосредственный опыт работы в этом регионе. Сергей Брезицкий, исполнительный вице-президент по нефтесервисам компании ТНК-ВР, прокомментировал: "Это один из основных регионов с неразработанными запасами нефти. Некоторые компании и представители отрасли располагают необходимым опытом". Он сделал акцент на компаниях BP и Shell, "которые владеют реальным и ценным опытом, поскольку они начинали разработку таких плеев уже десятки лет назад".

По словам господина Брезицкого, такие месторождения как Прадхо-Бей в бассейне северного склона Аляски, могут быть источником такого опыта, знаний и технических решений. "Невозможно найти подход к разработке этого региона без усовершенствования технологий. Это также будет способствовать развитию смежных отраслей, связанных с разведкой и добычей запасов углеводородов и других энергоносителей в России" – сказал он.

Господин Берзицкий также привел несколько примеров инженерных решений, которые, по его мнению, жизненно необходимы для успешного освоения и разработки Арктики, как на море, так и на суше. "Для начала, нам необходима высококачественная сейсморазведка, чтобы оценить ресурсы. Во вторых, бурение и заканчивание, а также "интеллектуальные скважины", поскольку, чем меньше количество скважин, тем лучше. И в заключение, производственные решения, подготовка нефти и система ее транспортировки, а также средства, необходимые для доставки продукта покупателю. Я также отметил бы правильное распределение инвестиций в подготовке и разработке ресурсов, а также смежные области, поскольку в будущем это будет определять более правильный и эффективный возврат инвестиций".

Подчеркивая необходимость сотрудничества, г-н Золотухин из РГУ им. Губкина также отметил важность передачи технологий. "В настоящее время, Россия располагает ограниченным количеством испытанных и надежных технологий, которые можно уверенно использовать в условиях Арктики, особенно в море. Очень ограниченным количеством, т.е. одним процентом или даже меньше. Все разработанные

Bay in Alaska's North Slope as an example of where such experience, ideas and solutions can come from. "There is no way to approach this region without advancing engineering solutions. This will ignite the advancement of associated industries related to petroleum and energy resources exploration and production in Russia," he said.



Mr Brezitsky went on to give some examples of engineering solutions that he believes are vital for successful exploration and development in the Arctic, both onshore and offshore. "First, we must have high quality seismic to evaluate the resources. Second, drilling and completion, and smart wells, because the lower the number of wells the better. Finally, production solutions, oil preparation and transportation systems, and the factors needed to deliver the product to the customer. I would also emphasise the proper allocation of investments in resource preparation and development, and related areas, because this is the way that in the future will ensure more appropriate and efficient returns."

Gubkin State University's Mr Zolotukhin, stressing the need for co-operation, also highlighted the importance of technology transfer. "At this time, Russia has a limited number of tried and tested technologies that may be reliably

на сегодняшний день решения были созданы не нами. Но нам не следует отвергать чужой опыт, его следует перенимать. Как можно это сделать? Только через сотрудничество, а не через соперничество. Конкуренция может привести только к тому, что проиграют все, а сотрудничество, напротив, приведет к общей победе, и в первую очередь для той из стран, которая располагает наибольшими ресурсами в Арктике. А это, между прочим, и есть Россия".

Помимо трудностей, указанных выше господином Брезицким, специалисты по разведке и добыче в нефтегазовой отрасли в целом уже обозначили несколько других связанных с работой в Арктике сложных задач, решение которых потребует новых технологических разработок. Несмотря на прямой опыт разведки и производства в арктических районах, полученный за последние три десятилетия разными операторами во всем мире, в технологии по-прежнему существуют значительные пробелы, которые необходимо заполнить для того, чтобы обеспечить возможность оптимизированной разработки арктических углеводородов.

Резюмируем некоторые из этих сложных задач:

» Географическое положение – удаленность и темнота арктических районов создает сложности, прямо

applied in the Arctic environments, especially offshore. Very limited – maybe 1% or a fraction of a percent. So far most solutions available were not developed by us. However we should not turn down that experience but use it. How can we do it? Only in co-operation, not in competition. Competition will make everybody lose, while co-operation is likely to make everybody win, first of all, the country that has the greatest Arctic oil and gas resources. And by matter of fact, that is Russia."

The upstream industry generally has flagged up several other Arctic technology challenges that will need particular focus going forward, aside from those highlighted above by Mr Brezitsky. This is because, despite direct experience with Arctic oil and gas exploration and production gained over the past three decades around the world, significant technology gaps still exist and will have to be bridged in order to enable optimised developments to proceed.

To summarise some of these challenges:

» **Geographic Location** – the sheer remoteness and darkness of the Arctic creates challenges that directly impact human safety. These include communication problems due to lack of IT infrastructure and satellite coverage, emergency response and contingencies, supply, and working conditions. Logistics are very challenging, and equipment reliability - such as that of a drilling rig - is a major concern.

Ощутите прогресс. Краны для буровых платформ

- Технология и инновации
- Опыт
- Компетенция
- Качество
- Сервис



влияющие на безопасность человека. Сюда входят и проблемы со связью в отсутствие ИТ-инфраструктуры и зон покрытия спутников, скорость реагирования в чрезвычайных ситуациях, поставка материалов и условия работы. Логистика весьма затруднена, и надежность оборудования – такого как буровые установки – представляет основную озабоченность.

» **Глубоководность** – глубина моря представляет реальные сложности при обеспечении бесперебойного режима подачи потока на дальние расстояния, учитывая низкие температуры, электроснабжение и требования к давлению. В силу того, что применение конструкций на основе гравитации становится слишком дорогостоящим либо вовсе невозможным на глубинах более 150 метров, решения, используемые для транспортировки на берег сырья из более глубоководных скважин (как, например, на Штокмане), будут

связаны с эксплуатацией протяженных соединительных магистралей, либо с применением плавучих производственных комплексов. Плавучие системы должны разрабатываться либо полностью ледостойкими и постоянно оставаться на месте добычи,

либо иметь разборную конструкцию, чтобы при необходимости избегать наиболее сложные ледовые или айсберговые условия. До сегодняшнего дня, большинство арктических проектов строились на глубинах до 100 метров, например нефтяное месторождение Хайберния и газовые месторождения на острове Сейбл на северном шельфе Канады. Для производства же на глубине выше 400 метров (как в случае с Штокманом), потребуются более серьезные по ледостойкости конструкции.

» **Крупные месторождения** – удаленность арктических районов не является препятствием для разработки крупных по площади месторождений. По мере того, как отрасль расширялась и затрагивала все более глубоководные районы, ранее уже возникали и продолжают возникать похожие сложности, связанные с удаленностью. Например, такие проекты как Гирассол или Бонга, расположенные на побережье Западной Африки, где было скоординировано строительство плавучего нефтекомплекса с заложением 40-60 глубоководных скважин, доказывают достоверность поставленной задачи. Однако такая координация

» **Deep Water** – Deep water presents real challenges to flow assurance over long distances at low temperature, compression requirements, and power. As the use of gravity base structures becomes very expensive or non-feasible beyond depths of 150 meters, this means that in deeper waters (such as Shtokman, for example), the concepts that will be used will mainly involve long-distance subsea-to-shore tiebacks, or floating production systems. Floating systems need to be developed to either withstand all ice loads, remain permanently on station, or alternatively to be disconnectable so as to avoid the most severe ice or iceberg conditions. Up to date, the majority of arctic projects have been constructed in waters depths of up to 100 meters, such as the Hibernia oil field and the Sable Island gas fields offshore northern Canada. However, greater challenges for ice resistant designs are anticipated upon installation of offshore production facilities in 400 meter water depths, as in the case of Shtokman.

‘‘Расходы на работы в Арктике превысят 7 миллиардов долларов к 2017 году, по данным аналитической компании Infield Systems.’’

Arctic spending will surpass \$7 billion a year by 2017, according to analyst Infield Systems.

» **Large Fields** – The remoteness of the arctic is not a barrier to developing large fields. Many of the challenges due to the remote location are similar to those that have been and are being encountered with the industry's ongoing expansion of its activities into the ultra-deepwater regions of the world. Such

projects off West Africa, for example, on Girassol and Bonga where the production of 40-60 subsea wells to an FPSO has been co-ordinated, show this can be done. However, such co-ordination requires very complex control systems and operational scenarios. The inaccessibility of the offshore site requires that systems and components are designed for high reliability and low maintenance. Moreover, because such projects tend to be large multi-billion dollar integrated projects developing remote fields, it always produces technical and financial challenges that require going beyond existing solutions in terms of well sizes, production throughput, system complexity, export distance, and so on.

» **Ultra-Long Distance** – Since nearby offshore host facilities do not yet exist in the Arctic, many new offshore facilities may well need to be tied back to new onshore infrastructure. Ultra-long distances demand the production of an efficient power transmission system to drive multiple compressors over such long distances without significant losses, and thus require uncommon power cable design. Again, the Shtokman development located about 600 km from the shore line is an example of what is being faced by the industry right now.

требует наличия очень сложных систем контроля и планирования. Недоступность участка в условиях открытого моря предполагает наличие систем и компонентов, разработанных с высокой степенью надежности и не требующих сложного технического обслуживания. Кроме того, поскольку такие удаленные месторождения зачастую являются крупными многомиллиардовыми интегрированными проектами, всегда возникают технические и финансовые сложности, требующие решений, выходящих за рамки обычных схем в плане размерности скважин, объемов производства, сложности системы, расстояний транспортировки и так далее.

» **Сверхдалние расстояния** – поскольку в Арктике все еще не существует близко расположенных прибрежных нефтепромысловых объектов, для многих новых морских комплексов потребуется соединение с новой береговой инфраструктурой. Сверхдалние расстояния требуют создания эффективной сети электропередачи, оснащенной большим количеством компрессорных станций, без серьезных потерь мощности, что требует необычной конструкции силового кабеля. И снова, расположенный в 600 км от береговой линии Штокман показывает хороший пример того,

» **Gas Transportation** – unless Gas-to-Liquid or Floating Liquefied Natural Gas solutions are employed on a project, gas and condensate will have to be transported over long distances and this will normally generate significant slugging problems as liquid accumulates in low sections of the pipeline. Gas/liquid separation and boosting stations can be placed at strategic locations to limit the size of slug arriving at the receiving facility, after which the liquid is pumped through a separate gathering line to the shore. Such pumps place another demand on electric power. Moreover, electric power is also needed for boosting system of injected chemicals to be delivered at suitable injection pressure.

» **Construction & Installation** – Since the arctic is a largely frontier area for oil and gas development, construction and installation experience is still minimal. Construction is a major challenge because of the limited weather windows when ice conditions are favorable. Based on the location of a project, construction may be able to be carried out either in winter or summer. The probability of success, logistics, equipment, cost and schedule are usually evaluated before the selection of the construction season. In winter, the ice sheets are stable and almost stationary, and there is minimal ice movement. In summer, the open waterways allow the use of floating vessels for trenching and pipeline installation. More challenges come from the trenching equipment limitations

Get connected

ICON® – оптимальные кабельные решения для вашего предприятия



Отдел промышленных проектов группы ЛЕОНИ является участником KIOGE, 05.10.–08.10.2011, Алматы, Казахстан – посетите нас и используйте возможность общения с компетентными представителями фирмы для обсуждения актуальных для Вас вопросов.

The Quality Connection

LEONI



какие сложности встают перед нефтегазовой отраслью сегодня.

» **Транспортировка газа** – если на проекте не будут использоваться перегон газа в жидкость либо плавучие установки СПГ, в этом случае газ и конденсат необходимо будет транспортировать на дальние расстояния, что может вызывать значительные сложности с пульсациями по мере накопления жидкости в нижних частях трубопровода. На стратегических участках трубопровода могут быть установлены подпорные насосные станции и станции сепарации жидкости и газа для ограничения пробок на приемном узле, после чего жидкость будет перекачиваться на берег через отдельный сборный трубопровод. Насосы для этих целей создают дополнительные требования по электропотреблению. Кроме того, электричество также потребуется для достижения необходимого уровня давления в системах нагнетания закачиваемых реагентов.

» **Строительно-монтажные работы** – поскольку арктический регион все еще остается передовым рубежом в нефтегазовой отрасли, существующий опыт строительно-монтажных работ все еще невелик. Строительство представляет трудность в связи с кратковременностью благоприятных погодных и ледовых условий. В зависимости от расположения проекта, строительство возможно зимой или летом. Вероятность успешного завершения строительства, логистика, оборудование, стоимость и график работ обычно оцениваются до выбора времени года для строительства. Зимой, ледяной покров стабилен и почти недвижим. Летом свободная от льда вода допускает навигацию судов для закладки траншей и установки трубопровода. Дополнительные сложности создают ограничения траншеекопательного оборудования в аспекте допустимой глубины воды и глубины траншеи; штормы и бури также могут вызывать задержки и перерывы в транспортировке, что зачастую приводит к перерасходам средств.

» **Обнаружение утечек и ремонт трубопровода** – это критический аспект. Утечки нефтепровода необходимо обнаруживать быстро, учитывая затраты на охрану окружающей среды: общество не потерпит ничего меньшего, чем стремление к полному отсутствию опасных выбросов. Поэтому требуется дальнейшее усовершенствование технологий высокочувствительного оборудования для обнаружения утечек, особенно в тех районах, где море сковано льдом большую часть года. Такие морские ледовые условия затрудняют ремонт трубопровода при утечках, а логистика такого ремонта еще больше усложняет ситуацию.

to water depth and trench depth, as well as from storms and blizzards that cause delays and interruptions in transportation, which lead to cost overruns.

» **Leak Detection and Pipe Repair** – this is a critical aspect. Leaks in oil pipelines must be detected rapidly due to their environmental cost, and public opinion will not tolerate anything less than zero discharge targets. Thus the further development of advanced and sensitive sensor technology is necessary for the detection of leaks, especially where the sea is frozen over for most of the year. These sea ice conditions render the execution of pipeline repairs due to leaks more complicated, and the logistics for repair more challenging still.

The above list is daunting but not unachievable. The E&P industry has overcome equally tough challenges before, and will continue to do so. Much of this will be done through continual gradual advances in existing technologies, along with careful combination with new enabling technologies developed specifically to overcome the Arctic challenge.



Буровая баржа Kulluk компании Shell, одно из нескольких арктических судов, способное круглый год работать в суровых ледовых условиях. Фото предоставлено компанией Shell.

Shell's Kulluk drill barge, one of the few Arctic rigs capable of year-round operation in severe ice conditions. Photo courtesy of Shell.

Much will rely upon the sharing of Arctic and sub-Arctic operational experience gained from projects in Alaska, Sakhalin and the North Caspian Sea, as well as from pioneering deepwater remote projects such as Norway's Ormen Lange development. This will also need to be converted into shared standards, as well as solutions,

Приведенные выше факторы трудны, но, все же, разрешимы. Нефтегазовая отрасль и ранее сталкивалась со сложными задачами, которые успешно решались и будут решаться в будущем. Многое из этого будет достигнуто через постепенные усовершенствования существующих технологий, а также через осторожное внедрение новых методов, разработанных специально для решения трудностей, связанных с работой в Арктике.

Многое будет зависеть от передачи опыта работы в арктических условиях, полученного на проектах на Аляске, на Сахалине и на севере Каспийского моря, и приобретаемого сегодня при разработке первопроходческих глубоководных отдаленных проектов, таких как Ормен Ланге в Норвегии. Это также необходимо будет сделать общим стандартом, равно как и решения, особенно в области безопасности труда и охраны окружающей среды.

Shell – одна из компаний-операторов, вот уже некоторое время разрабатывающих и применяющих на практике технологии, предназначенные для преодоления физических сложностей на скованных льдами водах. Так, в области разведочного бурения,

especially in the areas of safety and environmental protection.

Shell is one operating company that has and is developing and applying technology to overcome the physical demands of working in ice-covered waters. In the area of exploration drilling, for example, its engineers have helped to develop a drillship that it says is easier to manoeuvre and more energy-efficient than traditional drillships. The 'Noble Bully' rig design is 25% smaller and 60% lighter than normal drillships, and has a reinforced ice-class hull. It can drill to a depth of 4,000 metres and can also navigate in shallow water. Shell has two units that it will use for long-term contracts around the world, including in deep water and the Arctic.

The company also owns and operates the Kulluk drill barge, one of the few Arctic rigs capable of year-round operation in severe ice conditions. It also redesigned and refurbished the Frontier Discoverer rig for Arctic service.

The company is also continuously working on the constant problem of moving sea ice, which can exert enormous loads on offshore oil and gas structures. "The design of platforms



ROCKDUMPING. LANDFALL CONSTRUCTION. ТОЧНАЯ ОТСЫПКА КАМНЯ. СТРОИТЕЛЬСТВО БЕРЕГОВЫХ ПРИМЫКАНИЙ.



DREDGING & LAND RECLAMATION
ДНОУГЛУБЛЕНИЕ И НАМЫВ ТЕРРИТОРИИ



ДЕМЕ Дноуглубление, Экологическое и Морское Строительство
СОЗДАЕМ ЗЕМЛЮ ДЛЯ БУДУЩЕГО

Наши проекты в России:

- МЛСП «Приразломная» – укладка бермы вокруг МЛСП «Приразломная». 2011 г.
- Северный Поток – каменная обсыпка по маршруту трубопровода для прокладывания дна и нивелирование превышений. 2010, 2011 гг.
- Вавилонко – Узла газопровод – точная каменная насыпка на трубопровод для улучшения стабильности трубы в районе перехода через Балтийскую тубу. 2010, 2011 гг.
- Морской порт Усть-Луга (Ленинградская область). Дноуглубление канала и акватории, образование (намыв) новых территорий для терминалов порта. 2004, 2008, 2009, 2010, 2011 – по настоящее время
- Комплекс защитных сооружений Санкт-Петербурга от наводнений (Санкт-Петербург). Дноуглубление Санкт-Петербургского морского канала через судоходственный сооружение С. 2006, 2007 гг.
- Сахалин-1 (Сахалин). Работы по дноуглублению и засыпке траншеи для подводного трубопровода между Чайво и платформой Орлан. Укрепление основания платформы Орлан от размыва. 2005.
- Содружество-Сочи (Калининградская область). Дноуглубительные работы для насыпи территории под строительство соревновательного комплекса. 2004-2005 гг.
- ОАО «НП «Семашо» (Архангельская область). Расширение и углубление морского канала залива для посадки/высадки платформы Приразломная. Заказчик – Сибирнефтегаз (Борисфортгазпром). 2004.
- Голубой поток. Газопровод Россия – Турция (Краснодарский край). Выплыивание береговой траншеи и засыпка ее после укладки трубопровода. 2000-2001 гг.

инженеры Shell способствовали разработке бурового судна, по словам компании, более легкого в управлении и более энергоэффективного, нежели традиционные. Плавучая буровая установка "Noble Bull" на 25% меньше и на 60% легче обычных судов и имеет усиленный корпус ледового класса. Она может бурить на глубину до 4000 метров, а также способна к навигации на мелководье. Помимо этого, компания владеет двумя судами, которые собирается использовать для долгосрочных контрактов во всем мире, включая глубоководные и арктические проекты.

Также Shell владеет и использует буровую баржу Kulluk, одну из немногих среди арктических судов, способных работать круглогодично в суровых ледовых условиях. Компания также переоснастила и модернизировала буровое судно Frontier Discoverer для работы в условиях Арктики.

Кроме этого, компания постоянно работает над решением проблемы уборки морского льда, который может создавать огромную нагрузку на нефтегазовые сооружения в море. "Конструкция платформ и другого производственного оборудования, используемого нами на Аляске, к примеру, разработана на основе знаний о ледовых условиях, накопленных за более чем 50 лет опыта в сочетании с результатами ведущих научных исследований и традиционными научными знаниями" – заявляет компания. "Эти конструкции также учитывают прогнозируемые изменения ледовой обстановки, такие как тип, движение, толщина и мощность. Одним из примеров может служить проект добычи нефти и СПГ Сахалин-II на Дальнем Востоке России, в котором Shell является партнером. Зимой температура может опускаться до минус 45 градусов по Цельсию. Производственные платформы на шельфе острова Сахалин установлены на гигантских бетонных сваях выше 20 метров в ширину и 56 метров в высоту. Они сделаны широкими, чтобы устоять при землетрясениях и круглыми, чтобы лед скользил вокруг них.

"Там, где глубина моря меньше 30 метров, трубопровод уложен под морским дном для защиты от вытачивания ледяными торосами. Сам трубопровод укреплен дополнительным стальным покрытием. Наш опыт на проекте Сахалин-II научил нас многому об измерении ледовой нагрузки. Мы используем этот опыт для изучения нескольких новых моделей конструкции и методов работы, призванных сократить безопасную глубину заложения трубопровода, что позволит сократить издержки и уменьшить последствия траншейных работ".

"Для обеспечения безопасного строительства

and other production equipment we use in Alaska, for instance, is based on knowledge of ice conditions gathered over more than 50 years of experience, coupled with the results of leading scientific studies and traditional knowledge," it says. "These designs also take into account predicted changes in ice conditions such as type, movement, thickness and strength. One example is the Sakhalin II oil and liquefied natural gas project in Russia's Far East, in which Shell is a partner. Temperatures can drop to minus 45 degrees Centigrade in winter. The production platforms off the coast of Sakhalin Island stand on giant concrete legs more than 20 metres wide and some 56 metres tall. They are extra thick to withstand earthquakes and rounded so that ice floes slide around them.

"Where the sea is less than 30 metres deep the pipelines are buried under the seabed to provide protection against ploughing from ice ridges. The pipeline was reinforced with extra steel. Our experience of Sakhalin II has taught us a lot about measuring ice loads. We use this experience to investigate a number of new design models and approaches to reduce the safe depth pipelines must be laid at, saving costs and reducing the impact of excavation.

"To ensure safe pipeline construction, it is also important to obtain detailed knowledge about the conditions of the seabed, such as the depth of the gouges caused by ice ridges. Shell is testing the use of remote-controlled robots that can help us do these initial under water site surveys while reducing environmental impact and disturbance to marine mammals."

Environmental impact is of course the biggest single – and most public – focus that the industry must maintain. And that, above all else, means having in place extensive planning for the prevention of oil spills, and the capability to fully deal with any that do occur.

A Joint Industry Programme (JIP) focused on Arctic Oil Spill Response Technology is already underway, backed by the industry's International Association of Oil & Gas Producers (OGP). Initially backed by eight member companies of the OGP, the JIP is concentrating on the challenges to oil exploration in Arctic and sub-Arctic regions that are not found in more temperate areas. According to OGP Technical Director John Campbell, "The JIP will focus in particular on minimising the risk of offshore spills amidst sea ice and testing the suitability of spill response resources where operators will encounter periods of darkness, extreme cold and the presence of sea ice."

Overall, he says, the aim will be to improve industry capability and co-ordination in the area of Arctic oil spill response. Over an initial 3-year funding period, the JIP hopes to raise more than US \$20 million to carry out



15 Сентября 2011 НЕФТЕГАЗПЕРЕРАБОТКА Оборудование для переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инженерными компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



18 Октября 2011 НЕФТЕГАЗСЕРВИС Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями



8 Декабря 2011 НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ Оборудование для работы на шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе



15 Марта 2012 НЕФТЕГАЗСНАБ Снабжение в нефтегазовом комплексе

Участники конференции "Нефтегазснаб" - руководители служб МТО нефтегазовых компаний. Специалисты обсуждают конкурсы, организацию закупочной деятельности, приемку оборудования, процедуры отбора поставщиков, создание баз данных



22 Мая 2012 НЕФТЕГАЗСТРОЙ Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора инженерной организации, строительного подрядчика, расширение использования отечественных компаний - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru

трубопровода, также очень важно получить подробные данные о состоянии морского дна, такие как глубина канав от ледяных торосов. Сейчас Shell испытывает дистанционно управляемых роботов, которые помогут нам проводить такие подводные исследования, что позволит сократить негативное влияние на окружающую среду и вмешательство в жизнь морских млекопитающих".

Воздействие на окружающую среду, разумеется, наиболее крупный – и наиболее публичный – аспект, который всегда должен быть в центре внимания отрасли. Это, прежде всего, означает наличие подробного планирования для предотвращения разлива нефти, и полную готовность справиться с любым разливом, если такой случится.

Общая отраслевая программа (ООП) по технологиям ликвидации аварийных разливов нефти уже организована при поддержке международной ассоциации производителей нефти и газа (АПНГ). В фокусе внимания ООП, изначально поддержанной восемью членами АПНГ – сложности, связанные с разведкой субарктических и арктических нефтяных месторождений, не имеющих аналогов в более умеренных широтах. По словам технического директора ООП Джона Кэмпбелла, "В частности, в центре внимания ООП – минимизация рисков разливов нефти в море среди льдов и проверка соответствия ресурсов для ликвидации таких аварий в условиях продолжительных периодов темноты и экстремального холода".

В общем, цель программы – улучшить готовность и координацию участников отрасли в области ликвидации аварийных разливов нефти в Арктике, говорит г-н Кэмпбелл. В первые три года финансирования, ООП надеется привлечь свыше 20 миллионов долларов для организации исследований и мероприятий в смежных областях, таких как: использование дисперсантов на ломаном льду; последующее состояние дисперсной нефти подо льдом; моделирование движения нефтяного пятна во льду и в условиях низкой видимости; отслеживание нефти в и подо льдом; механическое извлечение нефти в условиях ледяного сала.

Возможно, в заключение следует привести слова господина Золотухина из РГУ им. Губкина об убеждении и уверении мировой общественности в том, что операторы способны разрабатывать углеводородные ресурсы Арктики безопасным и ответственным образом: "Это особенно важно сегодня. Но и вчера, и позавчера, и 10 лет назад для профессионалов нефтегазовой отрасли этот вопрос был актуален. Сегодня это стало еще приоритетнее, учитывая недавнюю катастрофу в

research investigations and related field activities in areas such as: Dispersant use in broken ice; The fate of dispersed oil beneath ice; Oil slick trajectory modelling in ice and in poor visibility conditions; Tracking oil in and beneath ice; Mechanical recovery in ice-strewn waters.

Perhaps the last word here should go to Gubkin's Mr Zolotukhin, addressing the question of reassuring and persuading the global community that operators are able to develop the Arctic's hydrocarbon resources in a safe and responsible manner: "This is especially important today. However, for professionals in this industry it was essential yesterday, the day before yesterday, and 10 years ago. Today it has become an even higher priority in the light of the recent disaster in Japan and the current events in the Middle East. We see that the world needs reliable primary energy supplies for sustainable development. The Arctic is another unopened energy treasure chest for the long-term."

He concluded: "In the long-term, we must care and think not only about our energy supply but how to preserve our planet and environment. The majors talk about minimising the environmental impact. Anything we do is a negative environmental impact. This is why solutions must be found that would minimise the impact, and be more efficient from a clean energy perspective. In the long-term, engineering solutions are needed that would be efficient in a broad meaning of the word. And speaking about exploration, obviously, it must be low impact."

Японии и текущие события на Среднем Востоке. Мы видим, что для устойчивого развития, мир нуждается в надежных ресурсах энергетического сырья. Сегодня Арктика – еще один все еще не открытый сундук с драгоценностями на долгосрочную перспективу".

"В перспективе, мы должны думать не только об источниках энергии, но о том, как сохранить окружающую среду и всю нашу планету. Крупные компании говорят о минимизации влияния на экологию. Но все, что мы делаем, оказывает негативное влияние на окружающую среду. Поэтому нужно искать такие решения, которые позволят сократить негативное влияние до минимума и будут более эффективны с точки зрения чистой энергии. В долгосрочном периоде, необходимы инженерные решения, которые были бы эффективными в более широком смысле слова. То же касается и разведочных работ, их влияние на экологию также должно быть минимальным" – заключил он.