

# Проблемы обустройства морских месторождений российской Арктики

## Challenges in Developing the Russian Arctic

М.А. Кузнецов, К.К. Севастьянова, С.А. Нехаев, П.В. Беляев,  
П.А. Тарасов, к.ф.-м.н. ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»

M.A. Kuznetsov, K.K. Sevastyanova, S.A. Nekhaev, P.V. Belyaev,  
P. A. Tarasov, Ph.D. Ph&M LLC RIN-SakhalinNIPImorneft

### Введение

ОАО «НК «Роснефть» владеет рядом лицензий на разработку месторождений континентального шельфа РФ, в том числе в арктическом и субарктическом регионах. К основным потенциальным сложностям реализации проектов в Арктике относятся слабо развитая инфраструктура, сложные природно-климатические условия, в том числе присутствие льда и ледовых образований в акватории, непростые грунтовые условия, затруднение транспорта углеводородного сырья, высокие экологические риски вследствие роста потенциальных негативных последствий при разливах во время добычи и транспорта углеводородов и др.

Большая часть проектов в условиях российской Арктики не имеет действующих прямых аналогов в мире, поэтому освоение данного региона требует развития новых технологий и учета накопленного опыта. В работе рассмотрены основные аспекты мирового опыта выполнения проектов обустройства морских месторождений в схожих условиях и факторы, повлиявшие на успешность их реализации.

### Introduction

Rosneft owns a number of licenses for developing Russian continental shelf deposits, including those located in the arctic and subarctic regions. Among the principal difficulties related to the execution of projects in the Arctic is the underdeveloped infrastructure, severe climatic conditions, including presence of ice and ice formations offshore, difficult soil conditions, complexities of oil and gas transportation and environmental risks, among others.

For most projects located in the Russian Arctic there are no real direct comparisons anywhere in the world, and therefore resource development in this region requires the development of new technologies and bringing together the accumulated arctic experience. Present report reviews the basic aspects of international experience related to development of offshore fields in similar conditions and factors that contributed to their successful implementation.

### Experience of Offshore Projects in Developed Regions

Currently, the main centers of offshore activity are the Gulf of Mexico, North Sea and coastal areas of Africa, Brazil and South-East Asian states (Indonesia, Malaysia primarily).

## Опыт реализации шельфовых проектов в развитых регионах добычи

В настоящее время основными центрами разработки и добычи в море являются Мексиканский залив, Северное море, а также районы побережий Африки, Бразилии, государств Юго-Восточной Азии (Индонезии, Малайзии).

Морская добыча в развитых нефтегазоносных регионах позволяет значительно ускорить процесс проектирования, строительства и установки сооружений, наиболее характерным примером является Мексиканский залив. Здесь используются во многом схожие сооружения и существующая инфраструктура. Тем не менее даже при реализации проектов в данных регионах часто отмечается затягивание сроков (30-50 % проектов морской нефтегазодобычи в зависимости от региона) и увеличение бюджета (рис. 1).

Ярким примером служит реализация проекта Hibernia, когда в результате в целом логичной политики максимального задействования местных трудовых ресурсов к проектированию и управлению строительством железобетонной платформы нового типа был привлечен местный подрядчик. Это привело не только к затягиванию сроков, но и к угрозе срыва всего проекта. В результате реализация проекта была поручена норвежской компании с большим опытом работы [1].

Рассмотрим несколько ключевых вопросов, решение которых важно для рентабельного и безрискового выполнения проекта.

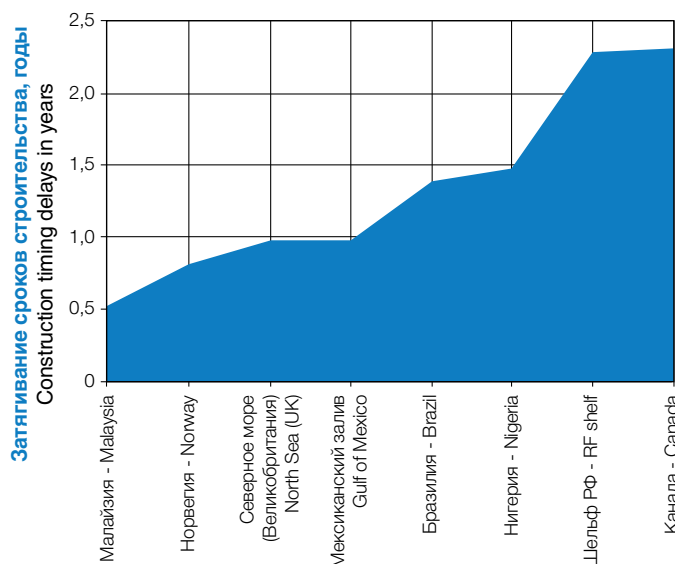
### Выбор концепции

Основная задача проектирования на стадии выбора концепции – определение оптимального типа морских нефтегазодобывающих сооружений (МНГС) для заданных условий. Эта задача является неоднозначной, особенно для новых регионов, таких как Арктика. Так, в качестве возможного плавучего сооружения для добычи на Штокмановском месторождении рассматривались танкер FPSO ледового класса, в том числе круглой формы (подобный выпускаемым Sevan Marine), ледостойкие модификации платформ типа TLP, SPAR, а также стальные ферменные и железобетонные оболочечные конструкции. На шельфе о-вов Ньюфаундленд и Сахалин можно наблюдать ситуацию, когда на соседних месторождениях в сходных условиях успешно эксплуатируются МНГС различного типа. Таким образом, выбор типа МНГС и оценка его применимости являются ключевой задачей проектирования обустройства морского промысла.

### Нормативная база

Роль нормативной базы, как правило, состоит в

Offshore production in well-developed oil and gas regions fosters significant acceleration in the process of design, construction and installation of facilities; the most outstanding example of this being the Gulf of Mexico. The structures and existing infrastructure used here are very similar. Nonetheless, even in these areas delays in project execution are often noted (30-50% of offshore oil and gas projects depending on the region) as well as exceeding the budget figures (fig. 1).



**Рис. 1.** Средний период отсрочки начала добычи в действующих проектах для различных регионов (по данным IHS Herold)

**Fig. 1.** Average production delay for existing projects in various regions (based on IHS Herold data)

A good example of this is the Hibernia project. In order to comply with the company's (quite logical) policy of using local labour resources, for the design and management of construction for a new type of gravity-based structure, a local contractor was engaged. This not only resulted in a significant delay, but almost jeopardized the entire project. Finally it was decided to bring in Norwegian experts to the project after which point the construction ran smoothly, on time, and on budget [1].

Below we review several key issues that need to be resolved in order develop projects such as these (mentioned above) both profitably and riskless.

### Selecting the Concept

The first objective of the design and construction phase is to determine the best type of production facilities to use for the conditions at hand. This objective is ambiguous, especially for the new frontier regions such as Arctic. For example, over the last two decades the Shtokman gas field has had several suggested production units: an ice-resistant FPSO, including round-shaped one (similar to those produced by Sevan Marine), ice-resistant versions

упрощении и повышении надежности проектирования, согласования, строительства и эксплуатации месторождения. Одной из успешных практик является формирование нормативной базы в процессе и на опыте реализации пилотных проектов. Показателен опыт разработки норвежских стандартов [2], которые, как правило, регламентируют уровень безопасности сооружений, максимальные вероятности наступления событий, однако способы реализации и обоснования требуемых вероятностей жестко не закреплены, допускают определенную гибкость в выборе пути освоения месторождения. Очевидно, оператор заинтересован в максимально безопасном и предсказуемом освоении месторождения, кроме того, соблюдение стандартов поддерживается строгой, постоянно ужесточаемой системой штрафов за загрязнение окружающей среды. В результате компания Statoil зарекомендовала себя как высокотехнологичная компания, реализующая уникальные решения при добыче в условиях, близких к арктическим, экологически чистые бурение и добычу с рекордными коэффициентами извлечения нефти (КИН) по отрасли.

### **Безопасность работ: причины типичных катастроф на шельфе**

Основными причинами аварий являются выбросы газа с дальнейшим возгоранием при строительстве скважин или взрывы, вызванные нарушением режимов эксплуатации оборудования для подготовки нефти и газа. Нередко причиной потери МНГС являются стихийные бедствия. При этом последствия для плавучих сооружений, как правило, более катастрофичны. Так, типичной ситуацией потери самоподъемной буровой установки является буксировка при плохих погодных условиях [3]. Несколько реже причиной аварии служат недоработки в конструкции МНГС. Часто это недооценка как усталостных нагрузок элементов плавучих сооружений (полупогружная платформа Alexander L. Kielard), так и усталостных нагрузок от периодического воздействия ломающегося льда (Бохайский залив [4]). В условиях Арктики большее значение приобретают внешние нагрузки на сооружения, поэтому надежность конструкции сооружения становится определяющим фактором безопасности промысла.

### **Ошибки при проектировании платформы**

Типичной практикой строительства железобетонных оснований гравитационного типа на шельфе Норвегии являются сооружение части основания с нефтехранилищем в сухом доке с последующим выводом сооружения на глубоководную акваторию (фьорд) и возведение оставшихся шахт на плаву. Затем затапливают основание, монтируют верхнее строение и буксируют конструкцию на точку установки. В основании сооружения имеются

of TLP and SPAR- type platforms as well as steel truss and reinforced concrete shell structures. For offshore Newfoundland and Sakhalin islands, in similar conditions, it is possible to observe that adjacent production fields in similar conditions successfully operate different types of production facilities. Therefore, selecting the type of offshore production facility and evaluation of its applicability is the key issue in designing an offshore oil and gas field.

### **Regulatory Framework**

The function of the regulatory framework, as a rule, involves the facilitation and reliability enhancement of the design work, coordination, construction and operation of the project. During the development process the regulatory framework can be based on the similar pilot projects which have a proven track record. A good example is the development of Norwegian standards [2], which, as a rule, regulate safety levels for structures and risk factors that a given event will happen; however the methods of operation and substantiation required are not strictly regulated and allow for some flexibility when selecting the development methods. Apparently, the operator is interested in the safest and most efficient way to develop the field. Moreover, compliance with the standards is supported by strict and constantly tightening of the requirements for environmental protection. As a result of these standards, Statoil has proven itself to be a high-tech company implementing unique production solutions in conditions similar to the Arctic, conducting environmentally clean drilling and production with record-breaking oil recovery factors in the industry.

### **Safety of Operations: Causes for Typical Accidents Offshore**

The principle causes of accidents are from well kicks or uncontrolled gas releases and the subsequent explosions. Often the causes for loss of offshore facilities are natural disasters. As a rule, the consequences for floating structures tend to be more catastrophic. For example most jack-up losses occur during transit (wet tow) during poor weather conditions [3]. Somewhat less commonly, offshore structure design defects can be the reasons for accidents. Sometimes these involve underestimating fatigue loads on floating structures (semi-submersible platform Alexander L. Kielard), as well as the fatigue loads caused by the recurrent influence of breaking ice (Bohai Gulf [4]). In Arctic conditions, external loads on the structures become of greater importance, and therefore the reliability of the structure's design becomes a determining factor for operational safety.

### **Platform Design Flaws**

The construction method for a Condeep platform (ferroconcrete gravity-based structures offshore Norway in depths ranging from about 100m to 300m) includes the dry-dock construction of the hull section including the oil storage tanks, subsequent towage of this structure into a deep-water zone (fjord) and the construction of the



### Основные конструктивные особенности и преимущества

- Улучшенная безопасность буровых работ и меньшее воздействие на окружающую среду
- Непревзойденный уровень надежности
- Большая продуктивность
- Сокращение эксплуатационных затрат

## Технология Dopeless® Испытанная. Эффективная. Экологичная.

На протяжении последних девяти лет, эффективность технологии Dopeless® была подтверждена в самых различных условиях бурения во всем мире. Многофункциональное покрытие наносится на трубные соединения в контролируемых промышленных условиях наших заводов, делая их готовыми к использованию без применения резьбовой смазки. Результат – повышенная безопасность работ и меньшее воздействие на окружающую среду, более быстрое и надежное свинчивание и меньшее повреждение продуктивного пласта. Продукты Dopeless® изготавливаются на специализированных производственных линиях с использованием передовых систем контроля качества. Техническое сопровождение наших продуктов обеспечивается развитой сетью ремонтных мастерских, полевого сервиса и групп технической поддержки.

Технология создающая разницу

[www.tenaris.com/tenarishydril](http://www.tenaris.com/tenarishydril)

 **TenarisHydril**

большие цилиндрические нефтехранилища, которые используются как для хранения нефти, так и для обеспечения плавучести до установки на точку.

Железобетонное основание платформы Sleipner-A в 1991 г. затонуло при плановом погружении в доке для монтажа верхнего строения. К тому времени норвежские компании имели 20-летний опыт разработки подобных конструкций, платформа была 12-й среди аналогичных норвежских проектов и имела относительно скромные размеры (глубина моря – 83 м против 217 м у реализованного к тому времени проекта Gullfaks-C).

Причиной аварии послужило разрушение нефтехранилища, вызванное избыточным давлением из-за значительного перепада высот (более 60 м) столба жидкости между цилиндрами нефтехранилища и полостями в узлах соприкосновения цилиндров, имеющими прямой контакт с внешней средой. Вследствие ошибки в проекте конструкции были недооценены сдвиговые нагрузки в узлах. Оценочно ущерб составил около 200 млн. долл. США из-за потери конструкции и 500 млн. долл. США из-за срыва планов по добыче. По результатам расследования различные авторы выделяют следующие причины возникновения ошибки в проекте [5, 6].

1. К началу реализации проекта норвежские компании перешли от применения полуаналитических средств (в первых проектах) к проведению всего цикла численных расчетов на ЭВМ. При этом в программных продуктах использовались устаревшие алгоритмы, которые в сочетании с неверной разбивкой сетки моделирования привели к занижению нагрузки в 2 раза.
2. Запасы прочности при проектировании и строительстве были минимальными. Отчасти это было обусловлено необходимостью соблюдения характеристик плавучести, отчасти – недостатками расчета (арматуру достаточно было удлинить всего на 0,5 м).

В результате были сделаны следующие выводы:

- » использование стягивающих скоб необходимо везде, где возможно возникновение нагрузок на растяжение и сдвиг;
- » вне зависимости от сложности конструкции необходима верификация численных расчетов полуаналитическими методами, как для подтверждения полученных результатов, так и для понимания причины возникновения критических областей в конструкции;
- » применявшаяся дорогая и формализованная система менеджмента качества оказалась неспособной выявить ошибки, допущенные в процессе проектирования.

remaining cells' shafts which will support the deck and provide conduits for the drilling and the oil pipes whilst afloat. The foundation is then submerged, the top deck is mated and the entire construction is towed to the installation point. The gravity based structure has cylindrical crude oil storage tanks which is used to store oil and to provide bouyancy of the structure before its final installation.

The ferroconcrete foundation of the Sleipner-A platform sunk during its planned submersion in the dock for topside installation. By that time, Norwegian companies had 20 years of experience in the design of such structures and this platform was the 12th among similar Norwegian projects; it was also relatively small (water depth at 83m as opposed to 217m with Gullfaks-C project which had been successfully executed by that time).

The reason for the degradation of the oil storage cell caused by an excessive pressure drop due to elevation difference (over 60 m of water) of the liquid column between hollow cells and tricell joints formed by the intersections of the individual cells. Due to an error in the construction design, shear loads in the junction areas were underestimated. The damages comprised of about 200 million US dollars for loss of the structure and 500 million US dollars for interrupted production plans. Based on the investigation results, various authors indicate the following causes for the error in this project [5, 6].

1. When the project was started, Norwegian companies had made the transition from using semi-analytic instruments (in the first projects) to making the entire calculation using computers models. However, the computation process had utilized some outdated algorithms and provisions, which in combination with insufficient meshing near the critical elements, had led to the critical loads being underestimated by a factor of 2.
2. Degrees of safety during the design and construction phase appeared to be minimal. In some part, this was due to the necessity of maintaining the floatability features, and in other parts – with flaws in the calculation (it would have sufficed having the reinforcement bars only 0.5 m longer).

As a result, the following conclusions were made:

- » when designing for shear, it is prudent to be generous with the use of stirrups;
- » regardless of the structure complexity, calculations must be verified using semi-analytic methods both to check the computer results and to improve the engineers' awareness of the critical design issues;
- » the expensive and formalized quality management system that was used turned out to be unable to detect errors which were made during the design process.



«Существуют условия,  
которые не оставляют места  
выбору...»

# ISO 13679 CAL IV\*

TMK PF

ULTRA QX

Премиальные резьбовые соединения  
TMK PF и ULTRA QX прошли успешные  
испытания на соответствие требованиям  
международного стандарта ISO 13679,  
уровень CAL IV\*

\* CAL — Connection Application Level  
— уровень применимости соединений.  
CAL IV — наивысший уровень



ЗАО «Торговый Дом «ТМК»  
105062, Россия, Москва,  
ул. Покровка, д. 40, стр. 2а  
тел.: +7 495 775-7600  
факс: +7 495 775-7601  
[www.tmk-group.ru](http://www.tmk-group.ru)

ULTRA™ Premium Connections  
8300 FM 1960 West, Suite 350  
Houston, TX 77070  
Tel: 281.949.1023  
Toll free (USA): 888.258.2000

ТМК-Премиум Сервис  
105062, Россия, Москва,  
Подсосенский пер., д. 20, стр. 1  
тел.: +7 495 411-5353  
факс: +7 495 411-5363  
E-mail: [premium@tmk-group.com](mailto:premium@tmk-group.com)

### Аварии при бурении, добыче, эксплуатации оборудования платформ

Не раз отмечалось, что для успешной эксплуатации платформы даже в освоенных регионах с использованием типовых МНГС и схем подготовки необходим высококвалифицированный персонал. С одной стороны, имеются примеры, когда из-за недостаточного понимания интегрированной схемы подготовки нефти на платформе в нее вносились оперативные изменения (для «увеличения производительности»), которые служили причиной взрывов, в частности, вследствие превышения предельного давления на последней ступени сепарации. Так, одна из крупнейших в отрасли катастроф на платформе Piper Alpha стала следствием недоработок в системе запуска оборудования, непродуманных инструкций, например, фактически запрещающих останавливать добычу [7]. С другой стороны, после выброса газа на платформе Snorre-A в Норвежском море выход из нештатной ситуации был найден в результате грамотных действий персонала, пусть и вопреки инструкциям. Платформа была спасена благодаря повторному запуску системы энергообеспечения, хотя это и было запрещено регламентом по безопасности, после чего был подготовлен раствор и заглушена скважина [8].

Нередко причиной аварий являются нефтегазовые выбросы при строительстве скважин, геодинамические факторы, такие как проседание морского дна в ходе выработки залежи, оползни придонных слоев грунтов, землетрясения [9]. Например, на месторождении Ekofisk из-за неполного поддержания пластового давления произошло проседание морского дна до 6 м, приведшее к значительным технико-экономическим последствиям.

### Оценка технической реализуемости, использование апробированных решений

Апробированность часто является главным аргументом для выбора типа конструкции МНГС. Как отмечается в отчетах консорциума Deepstar [10], большинство новых решений, хотя и выглядит технически обоснованным, не применяется компаниями-операторами, так как по факту (статистически) не является апробированным. При этом консорциум Deepstar одной из важнейшей задач внедрения инноваций считает проведение опытно-промышленных работ для апробации отдельных элементов конструкции и перекрестных лабораторных испытаний.

За исключением единичных мировых проектов для месторождений арктического шельфа РФ отсутствуют прямые аналоги, а следовательно, и достаточно апробированные решения. Очевидно, что в ближайшем будущем можно ожидать новый виток в развитии шельфовых технологий.

### Accidents During Drilling, Production and During the Use of Platform Equipment

It has repeatedly been noted that a successful platform operation, even in regions where typical offshore rigs and treatment facilities are used, requires highly qualified personnel. On one hand, there are instances when insufficient understanding of integrated oil and gas treatment facilities led to alterations which later resulted in explosions, particularly those caused by exceeding pressure limits at the last stage of separation. One of the largest accidents in the industry took place on the Piper Alpha platform and was caused by defects in the equipments launch system along with bad guidelines, e.g. those that did not cut off the supply of production gasses [7]. On the other hand, after a gas release on the Snorre-A platform offshore Norway, a similar disaster was averted thanks to the proficient actions of the crew – although these actions were contrary to the actual guidelines. Violating several safety regulations, they restored main power and made several attempts to mix and pump drilling mud before finally killing the well. [8]

Accidents are often caused by oil and gas blowouts during well construction, geodynamic factors such as the subsidence of the ocean floor during reservoir production, sliding layers of the sea floor and earthquakes [9]. For instance, at the Ekofisk field, due to the absence of proper reservoir pressure maintenance, the sea floor subsided 6 meters, which lead to some major technical and economic consequences.

### Assessing Technical Feasibility by Using Proven Solutions

Often the main argument for selecting the correct type of offshore structure type is its proven track record. As noted in reports from the Deepstar consortium [10], the majority of new solutions, although they look technically substantiated, are not used by the operators because in fact (statistically) their operation had not been proven. With that in mind, the Deepstar consortium considers it as one of the most important objectives to run experimental pilot projects to test the effectiveness of new technology in this area.

With the exception of a few individual international projects, Russian Arctic offshore deposits have no direct analogues, and therefore no proven solutions. In the nearest future, one could reasonably expect new developments in offshore arctic technologies.

### Analyzing Regional Infrastructure

When it comes to the development of oil and gas fields in deep-water offshore arctic, most large companies use the following strategy: stage-to-stage study, gradual penetration into the region, creating of integrated production gathering systems. During information accumulation regional production complexes are formed. Some companies prefer a dominating presence in a

### Анализ инфраструктуры региона

Большинство крупных компаний при освоении труднодоступных нефтегазовых активов глубоководного и арктического шельфов применяет следующую стратегию: стадийное изучение, постепенное вхождение в регион и в процессе накопления информации создание единых систем сбора продукции, территориально-производственных цепочек с учетом регионального рынка. Некоторые компании предпочитают наиболее полное присутствие в ограниченном числе регионов нефтедобычи, чтобы управлять их развитием. При этом типичная стадийность освоения регионов выглядит следующим образом: берег—>мелководье/транзитная зона—>большие глубины моря/большие глубины залегания и т.д.

Например, на мелководье моря Бофорта используются общие элементы обустройства с месторождениями на суше (система нефтесбора, компрессоры Prudhoe Bay). На территории России освоение залежей Печорского моря, Обской и Тазовской губ, Приамальского шельфа является прямым продолжением деятельности на суше. Таким образом, в анализ проекта должна входить оценка инфраструктуры и возможностей производства в регионе и стране. Например, использование железобетонных оснований МНГС на шельфе Норвегии являлось, скорее, политическим решением, имеющим цель оставить

limited number of oil producing regions so they can manage their development closely. With that in mind, typical staging of regional development is as follows: onshore -> shallow water/transition zone -> deep sea -> deep reservoir deposition etc.

For example, deposits in the shallow waters of the Beaufort Sea share part of surface facilities with onshore production (oil gathering system, compressors at Prudhoe Bay). In Russia, development of reservoirs in the Pechora Sea, the Ob and Taz Bay fields and offshore Yamal could be considered as an extension of onshore activity.

Therefore, project analysis should include assessment of infrastructure and opportunities for production in the region and in the country. For instance, using the concrete structures offshore in Norway was more of a political decision, aimed at keeping contract work within the country. This finally contributed to economical and technological development of the country, and the country was able to train its own experts to a world-class level. At the same time, the construction of floating production and storage facilities allows the operator to be less attached to the production region. When reviewing the scenario of having the facilities manufactured abroad, it is necessary to analyze the

**Ваши бурильные трубы заслуживают лучшего!**



**Сплавы**

**Duraband® NC**

**Tuffband® NC**

**для поверхностного упрочнения**

**Проверенный временем выбор операторов промыслов, буровых подрядных фирм и компаний, сдающих оборудование в аренду**

POSTLE INDUSTRIES, INC  
Штаб-квартира в США:  
г. Кливленд, штат Огайо  
sparky@postle.com  
Тел. 216-265-9000



Европа/Россия/Западная Африка:  
Колин Дафф  
colin.duff@hardbandingsolutions.com  
Тел. +44 774 746 8345

- Не подвержены растрескиванию
- Способствуют сохранению обсадных колонн
- 100% ремонтпригодность
- Сертификация по форме NS-1™

**www.hardbandingsolutions.com**



заказы в тогда еще слабо развитом регионе. Это способствовало экономическому и технологическому развитию страны, были подготовлены собственные эксперты мирового уровня. В то же время строительство плавучих сооружений менее привязано к региону добычи. При рассмотрении сценария строительства сооружений за рубежом необходим анализ мирового рынка судостроения. В настоящее время около половины мирового танкерного флота производится в Южной Корее. Вместе с тем ситуация не является статичной: возможны как разработка новых технических решений, так и кардинальное изменение в структуре и географии центров производства. Например, возрастает доля участия Китая (см. рис. 2).

### Мировой опыт выполнения проектов в условиях, близких к арктическим

Одним из основных отличий большинства участков шельфа РФ является присутствие льда – ледовых нагрузок, которые в большинстве случаев определяют выбор концепции освоения, увеличение как капитальных вложений (диктуемое ледостойким типом сооружения), так и операционных затрат (необходимость контроля ледовой обстановки).

Реализованных и находящихся в стадии завершения проектов строительства нефтегазодобывающих сооружений в Арктике или в схожих условиях – единицы (платформа «Приразломная», Hibernia, Terra Nova, Сахалин-1, 2, проекты в море Бофорта).

Отличительные особенности таких шельфовых проектов:

- » проблема повреждения ледовыми образованиями расположенных на дне или заглубленных в грунт подводных трубопроводов, кабелей или добывающих комплексов;
- » удаленность от инфраструктуры и рынков сбыта, затрудненный транспорт;
- » необходимость эксплуатации при низких температурах, проблема обледенения элементов конструкции верхнего строения платформы или элементов судна;
- » наличие подводных многолетнемерзлых пород, газогидратов;
- » вопросы экологической и промышленной безопасности, в том числе ликвидации разливов нефти и эвакуации персонала в ледовых условиях Арктики.

Очевидно, для участков российского шельфа, которые являются уникальными по гидрометеорологическим условиям, исследования и

international shipbuilding market. Presently about half of the world's tanker fleet is manufactured in South Korea. At the same time, the situation is not static: development of new technical solutions is possible as well as a drastic change in structure and geography of the production centers. For instance, China's share of the shipbuilding market is growing (see fig. 2).

### Global Experience of Arctic Conditions

One of the basic distinctive features related to most Russian arctic shelf areas is the presence of ice – ice loads which in most cases determine the entire development concept along with requirements for increased investment (imposed by ice-resistant type of structure) and operational expenditures (need for ice management).

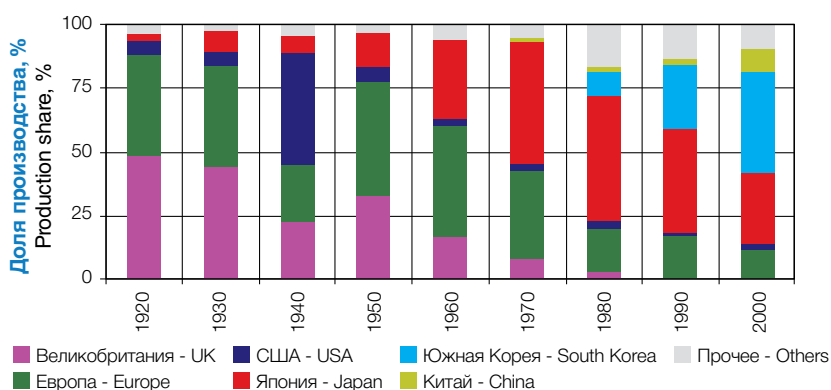


Рис. 2. Динамика доли производства в мировом судостроении [11]

Fig. 2. Historical development of production volume of ships by country [11]

There are very few oil and gas producing facilities in the Arctic or in similar conditions that are either completed or nearing completion ("Prirazlomnaya" platform, Hibernia, Terra Nova, Sakhalin-1, 2, projects in the Beaufort Sea). The peculiarities of these offshore projects are:

- » the threat of ice features damaging deepwater pipelines, cables or subsea production systems, either located on the sea floor or buried into the seabed;
- » remoteness from infrastructure and market outlets, and difficulties in transportation;
- » having to operate at low temperatures, icing problems;
- » presence of sub-aquatic permafrost, gas hydrates;
- » issues related to environmental and industrial safety, including oil spill response and escape, evacuation and rescue operations in Arctic ice laden waters.

The zones in the Russian shelf, which are unique by their hydrometeorological conditions, research and pre-design studies must be done in advance.

предпроектные проработки должны проводиться со значительным временным запасом.

### Проблемы оценки ледовых нагрузок

Недостаточность изученности взаимодействия льда и ледовых образований с морскими сооружениями, параметров ледяного покрова привела к тому, что промышленная разработка месторождений в море Бофорта в начале 70-х годов XX века оказалась нерентабельной и их освоение было отложено на 30 лет [12]. Дальнейшие исследования показали, что расчетные ледовые нагрузки были завышены в 15 раз, в то время как использование более реалистичных значений могло уже тогда сделать освоение региона целесообразным.

Для правильной оценки рисков столкновения добывающих платформ с айсбергами компанией Mobil с 80-х годов XX века были проведены научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, включающие аэрофотосъемку и спутниковые наблюдения с целью определения размеров айсбергов, встречающихся в регионе. Впервые в мире были выполнены натурные эксперименты по столкновению с айсбергами. В результате была создана модель столкновения, разработан ряд стандартов, а консервативные оценки глобального давления при соударении 6 МПа, использовавшиеся в проекте Hibernia, были уточнены в меньшую сторону (1,5 МПа) для проекта Hebron [13].

Тем не менее консолидированной позиции по выбору расчетных методов нет. В настоящее время результаты расчета по различным принятым в мире методикам расходятся более чем в 10 раз. В последние годы велась активная работа по созданию документа, включающего существующие наработки ледотехники. Так, недавно был принят стандарт ISO 19906, в котором ряд вопросов все еще остался рассмотренным на уровне оценок: например, методы расчета нагрузок на сооружение от торосов, взаимодействие с сооружениями, имеющими коническую форму основания.

В любом случае для существующих и предлагаемых концепций сооружений требуются уточнение, доработка, разработка новых расчетных методов. В связи с этим при проектировании уникальных объектов по требованиям СНиП создаются специальные технические условия (СТУ), включающие теоретическую базу, обоснование методов расчетов, рекомендуемые методы аналитических оценок. Разработка СТУ основывается на теоретическом анализе, численном и физическом моделировании.

На разных стадиях реализации проекта требуется различная точность расчетов. Для условий арктического шельфа на предварительных стадиях целесообразно задаться вопросом о технической

### Ice Load Assessment Problems

A lack of understanding of the interaction mechanism of ice and ice features with offshore facilities was the main reason why development of the Beaufort Sea was seen uneconomical in the 1970's and postponed for 30 years. [12]. Further studies indicated that estimated ice loads were overestimated by a factor of 15, while using the more realistic values could have made the development of the region economically viable at that time.

With the aim of correct risk evaluation related to iceberg collisions with offshore production platforms, Mobil has been running scientific research and experimental design works since the 1980s, which includes aerial photography and satellite monitoring to determine the size of the icebergs encountered in the region. The first ever iceberg impact experiments were carried out. As a result, an improved understanding of ice mechanics and failure processes have led to an improved basis for global design loads, while conservative estimates of iceberg pressure on large contact areas at 6 MPa, which were used in the Hibernia design basis, were reduced to a lower figure (1.5 MPa) for the Hebron project [13].

Regardless of these findings, until now there is no common view on calculation methods. Currently, calculation results based on various internationally accepted methods still vary by as much as 10 times.

In recent years, there has been a lot of activity on the elaboration of a document, which would harmonize and update existing regional and national codes in the ice-strengthened facilities. An ISO 19906 standard was recently adopted, where a number of issues are still considered to be only estimates, for example the methods of calculating global loads from ice ridges, interaction with cone-shaped structures.

In any case, the existing and proposed structure concepts require rectification, adaptation and new calculation methods. As a result of this project-specific design codes are developed for use during the design of unique objects. These include theoretical basis with analytical estimations, numerical and physical modeling.

Different stages of each project require different levels of precision. For conditions in the Arctic offshore at the preliminary stages it is appropriate to pose the question of the technical feasibility of the project and the possibility of constructing the selected type of platform under existing conditions. The accuracy of project's economic assessment in this case greatly depends on how carefully the technical feasibility is conducted.

Existing software for technical and economical estimates (Questor, Oil and Gas Manager) use very

реализуемости проекта – возможности строительства выбранного типа платформы в заданных условиях. Точность экономической оценки, рентабельность проекта в данном случае во многом зависят от его технической проработанности.

Существующие программные продукты технико-экономического анализа (Que\$tor, Oil and Gas Manager) используют очень упрощенные модели и экономическую оценку на основе статистических данных, полученных преимущественно в результате реализации проектов в южных морях. Очевидно, точность такой оценки не может превышать уровень проработки технического решения.

В заключение следует упомянуть, что частичной альтернативой ледостойким морским сооружениям является бесплатформенное освоение. Прототип подобного решения в Северном море – газовый проект Snohvit, в Обской и Тазовской губе – перспективные проекты освоения с помощью подводных добычных комплексов.

### Контроль ледовой обстановки

К контролю ледовой обстановки (ice management) можно отнести следующие работы:

- » регулирование ледовой обстановки и снижение ледовой нагрузки на МНГС и танкеры на этапах бурения, эксплуатации, отгрузки в танкеры;
- » обеспечение прохождения судов и танкеров в сложных ледовых условиях;
- » поддержание требуемых ледовых условий в акватории порта;
- » поддержание судоходных каналов.

Долгое время ошибочно считалось, что суда снабжения ледового класса, предназначенные для транзита в определенных ледовых условиях, можно использовать для работ по контролю ледовой обстановки. Однако такие суда изменяют маршрут следования и скорость прохождения сложных участков, в то время как суда, используемые в проектах на шельфе, должны обрабатывать весь лед, подходящий к буровой установке или платформе (раскалывать ледовое образование или изменять курс айсбергов).

В условиях Арктики дополнительную сложность для контроля ледовой обстановки представляют неразвитость систем мониторинга и необходимость работы в условиях полярной ночи. Поэтому важно развивать такие направления, как комплексный мониторинг ледовой

simplified models and economic evaluations based on statistical data, primarily obtained from projects executed in the southern seas. Obviously, accuracy of such an estimate doesn't exceed the validity of the technical solution, which is implied when one uses the given correlation.

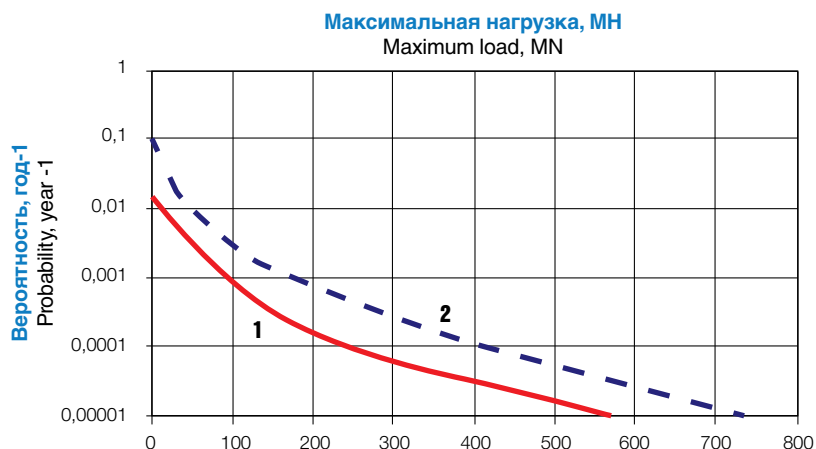
In conclusion, it should be noted that a partial alternative to ice-resistant offshore structures would be to develop the deposit without a surface production platform. A prototype of such a solution in the Northern Sea is the Snohvit gas project as well as some prospective projects in Ob and Taz Bay where subsea production systems are planned.

### Ice Management

The following works could be applied to ice management:

- » regulation of ice conditions and reduction of ice load to offshore facilities and tankers during drilling & production operations and offloading of hydrocarbons into tankers;
- » ensuring navigation of vessels and tankers in difficult ice conditions;
- » sustaining required ice conditions in harborage area;
- » maintenance of navigation channels.

For quite a while it was mistakenly believed that ice-class supply vessels could be used for ice management purposes. However, these ships alter their routes and their speed in difficult zones, while vessels used for offshore projects must be able to handle any ice that comes near a drilling rig or platform (including breaking ice formations and altering iceberg courses).



**Рис. 3.** Пример расчета рисков возникновения глобальных нагрузок от столкновения с айсбергом с учетом контроля ледовой обстановки (1) и без него (2) на шельфе о-ва Ньюфаундленд [13]

**Fig. 3.** An example of risk calculation for global loads from a collision with an iceberg, inclusive of ice management (1) and exclusive of it (2) offshore Newfoundland island [13].



обстановки в районах добычи и транспортных путей; спутниковый мониторинг; обеспечение качественными спутниковыми данными по участкам с регулярностью один раз в сутки; буксировка и отклонение айсбергов при одновременном наличии айсбергов и ледовых полей (сложные ледовые обстановки); технологии идентификации многолетних льдов.

В настоящее время имеются оценки вероятности событий и способы пересчета с учетом и без учета контроля ледовой обстановки [15], выполняются работы по введению факторов контроля и управления ледовой обстановкой в алгоритмы оценки предельных нагрузок и поведения сооружения в расчетных случаях (рис. 3).

### Бурение в ледовых условиях

Строительство скважин в ледовых условиях при незначительных подвижках льда не представляет сложной проблемы и может осуществляться со льда или ледовых островов, как, например, на шельфе Канадского Арктического Архипелага, и с вмороженных в припай судов. В случае значительных подвижек льда и малых глубин (десятки метров) существует успешный опыт проведения работ с буровых установок, имеющих основание кессонного типа. Промышленное внедрение таких гравитационных платформ было начато в море Бофорта, а затем продолжено на шельфе о-ва Сахалин в Охотском море. На стадии разработки находятся проекты создания ледостойких буровых установок для круглогодичного проведения работ на шельфе о-ва Сахалин и в арктических морях.

С конца 70-х годов XX века в море Бофорта при поддержке ледоколами осуществляется бурение с заякоренных буровых судов. Используемая система заякорения позволяет быстро отсоединять сооружения. Буровые суда Canmar (всего выпущено четыре модификации) изначально предназначались для бурения на открытой воде в море летом и ранней осенью, с введением контроля ледовой обстановки эксплуатационный период был продлен. Система динамического позиционирования, позволяющая менять направление корма – нос против направления дрейфующего льда, была апробирована на одном из поколений данной серии, и была непрактичной ввиду малых глубин в районе проведения работ (от 20 до 50 метров). Указанные суда рассчитаны на небольшую ледовую нагрузку (около 1 МН). Для сравнения кессонные конструкции моря Бофорта спроектированы на нагрузки до 1000 МН. Плавучая буровая установка Kulluk, построенная в 1982 г., имела более высокий ледовый класс и представляла собой принципиально новую конструкцию: симметричное, с обратными наклонными поверхностями сооружение. Данная форма сооружения ломает дрейфующий

An additional difficulty for ice management in Arctic conditions is underdeveloped monitoring systems and having to operate in polar night conditions. Therefore it is important to develop such aspects as complex monitoring of the ice conditions near the production areas and transport routes; satellite monitoring; regularly providing quality satellite data for the production zones (once per day); towage and deviation of icebergs during the combined presence of icebergs and ice floes (difficult ice conditions); and technologies to identify multi-year ice.

Currently, there are probability calculations based on methods with and without the consideration of ice conditions [15], and works are underway on the implementation of control and ice management factors into the critical load estimation algorithms and the structure's behavior for predicted events (fig. 3).

### Drilling in Ice Conditions

Well construction in ice conditions where there is little ice movement does not present a big problem and can be done from the ice or from ice islands, as is the case with the Canadian Arctic Archipelago, as well as from vessels frozen into the coastal ice belt. In cases where there is significant ice movement and low sea depths, caisson-based rigs have proved successful. Commercial implementation of such gravity-based platforms began in the Beaufort Sea and then continued in Sea of Okhotsk offshore Sakhalin island. Design projects for ice-resistant drilling rigs for year-round operations offshore Sakhalin and in Arctic seas are currently underway.

Since late 1970's, drilling operations have been carried out from moored drilling rigs in the Beaufort Sea, with the support of ice-breakers. The mooring system that are used allow for fast disconnection of the facilities. Canmar drilling vessels (a total of 4 configurations were released) were initially meant for drilling in open waters in the summer and early fall, but upon introduction of ice management systems, the operational period was extended. Dynamic positioning was attempted by one of these drill-ships but was found operationally impractical, due to the shallow water depths (20m to 50m). These vessels are designed for small ice loads (about 1 MN). As a comparison, caisson structures in the Beaufort Sea were designed to withstand up to 1000 MN loads. The Floating drilling rig Kulluk, constructed in 1982, had a higher ice class and represented a principally new type of structure, being symmetric, backsloped structure. This shape of the structure breaks drifting ice by guiding it down and bending. The unit can operate in depths up to 100m. It was successfully used until the early 1990s and recently, after a 13 years out of service, was reintroduced.

Ice conditions during core sampling from the Lomonosov Ridge near the North Pole in 2004 were the most difficult; vessel positioning on fixed point was used. Drilling was

лед, направляя его вниз и изгибая. Установка может работать на глубинах воды до 100 м. Она успешно использовалась до начала 90-х годов XX века и недавно, после 13-летнего перерыва, была снова введена в эксплуатацию.

Ледовые условия во время взятия образцов грунта в районе Северного полюса на Хребте Ломоносова в 2004 г. были самыми тяжелыми, в которых использовалось позиционирование судна на точке. Бурение велось с переоборудованного ледокола Vidar Viking, в сопровождении ледоколов «Советский Союз» и Oden.

Наибольшее распространение для освоения шельфовых месторождений получило бурение с большим отходом от вертикали. Технология особенно перспективна для освоения арктического шельфа Российской Федерации, так как позволяет охватить бурением со стационарной платформы большой участок или осваивать участок с берега, с искусственных островов без дорогостоящего ледостойкого МНГС. На рис. 4 приведена динамика увеличения максимального отхода от точки установки бурового станка. Для морских месторождений все рекордные показатели наблюдались при бурении со стационарных платформ, хотя и в широком диапазоне глубин (30-330 м).

done from the refitted ice breaker, Vidar Viking, which was escorted by the Soviet Union and Oden ice-breakers.

Extended-reach drilling has become the most widely used method in offshore deposit development. This technology has the highest potential for development of the Russian Arctic shelf because it allows drilling over a large area from a stationary platform onshore and from artificial islands without the use of expensive ice-resistant offshore platforms. Figure 4 demonstrates the dynamics of maximum reach from the drilling rig installation point. The industry records offshore were achieved while drilling from stationary platforms, although those pertained to a wide range of depths (30-330 m).

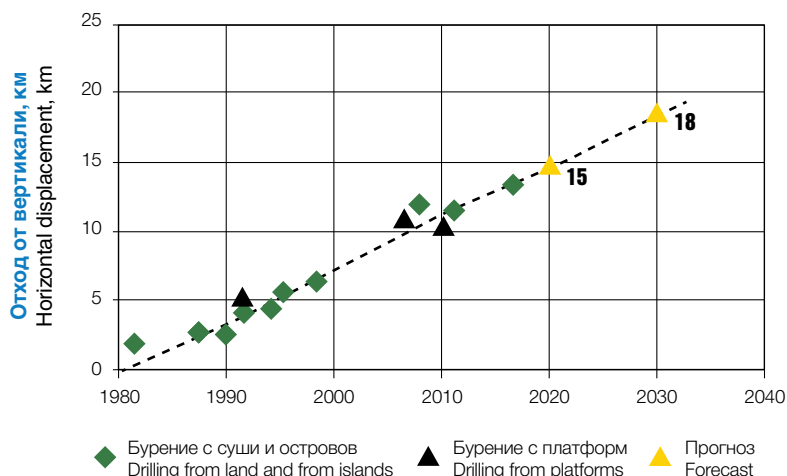


Рис. 4. Динамика максимальных отходов от вертикали при бурении  
Fig. 4. Industry records for extended reach drilling

## Заключение

Приведенные в статье ключевые проблемы, препятствующие началу разведки и разработки перспективных участков арктического шельфа или откладывающие их, требуют комплексного подхода к решению. Необходимо создание нормативной базы, регламентирующей процессы проектирования, согласования, строительства и эксплуатации МНГС в этом регионе. Отраслевые стандарты, основанные на опыте западных компаний, в большей степени ориентированы на главные шельфовые регионы мира и не подходят для арктических условий. Как показали результаты реализации одного из наиболее передовых проектов на шельфе Арктики – строительства платформы «Приразломная», отсутствие опыта, нормативных документов, отраслевых стандартов, необходимого оборудования и мощностей может привести к затягиванию сроков. В настоящее время необходимо разрабатывать приоритетные вопросы и развивать ключевые направления, повышающие уровень принятия технических решений:

- » адаптация существующих технологий к условиям арктического региона для разработки шельфовых месторождений;
- » разработка и создание принципиально новых

## Conclusions

Having reviewed the key challenges faced when developing arctic oil and gas fields in this article, it is clear that a comprehensive approach is required. It is necessary to draft the regulatory framework, which would govern the design, coordination, construction and operation processes of the offshore facilities in this region. Industry standards based on experience worldwide are guided more by the principal offshore regions of the world and are not necessarily applicable for Arctic conditions. As was demonstrated by the results of one of the most advanced offshore Arctic projects – construction of “Prirazlomnaya” platform - a lack of experience, regulatory norms, industry standards, necessary equipment and capacities may lead to significant delays. Currently, it is important to work on key issues that would improve technical solutions such as:

- » adaptation of existing technologies to Arctic conditions for development of offshore deposits;
- » development and creation of new technologies;
- » complex analysis of hydrometeorological conditions;
- » implementation of ice-technology programs.

технологий;

- » комплексный анализ гидрометеорологических условий;
- » реализация ледотехнической программы.

В ОАО «НК «Роснефть» ведутся проработки рассмотренных вопросов, в том числе в рамках выполнения целевых инновационных проектов.

### Список литературы

1. Fusco L. / Offshore Oil: An Overview of Development in Newfoundland and Labrador. // 2007. [Available at <http://www.ucs.mun.ca/~oilpower/pages/papers.html>].
2. Official standards website - Det Norske Veritas (DNV). [[http://www.dnv.com/resources/rules\\_standards](http://www.dnv.com/resources/rules_standards)].
3. Santos R.S., Feijo L.P. / Safety Challenges Associated With Deepwater Concepts Utilized in the Offshore Industry. // Mine Safety (Springer Series in Reliability Engineering). – 2010. – P.123-133.
4. Yue Q.J. and Bi X.J. /Ice-induced jacket structure vibrations in Bohai Sea. // J. of Cold Regions Engineering [ASCE], V.14, №2, P.81–92, 2000.
5. Collins M.P., Vecchio F.J., Selby R.G., Gupta, P.R. / Failure of an offshore platform // Canadian Consulting Engineer, v.41, №.2, 2000, P.43.
6. Wackers G. / Resonating Cultures. Engineering Optimization in the Design and Failure of the (1991) Loss of the Sleipner A GBS. // Research Report no. 32/2004. – Oslo: Unipub Forlag, 2004.
7. [Available at [http://en.wikipedia.org/wiki/Piper\\_Alpha](http://en.wikipedia.org/wiki/Piper_Alpha)].
8. Wackers G. and Coeckelbergh M. / Vulnerability and imagination in the Snorre A gas blowout and recovery. // World Oil: defining technology for exploration, drilling and production, V.229 №1, 2008.
9. Мельников Н.Н., Калашник А.И. Шельфовые нефтегазовые разработки западного сектора российской Арктики: геодинамические риски и безопасность // Газовая промышленность. – 2011. – № 661. – С. 46-55.
10. Deepstar Project. – [Available at <http://www.deepstar.org>].
11. Torgeir Moan. / Marine structures for the future. // CORE Report No. 2003-01.
12. Ледотехнические аспекты освоения морских месторождений нефти и газа / Ю.Н. Алексеев и др. – СПб.: Гидрометеоздат, 2001. 356 с.
13. Randell C., Ralph F., Power D, and Stuckey P. / Technological Advances to Assess, Manage and Reduce Ice Risk in Northern Developments // OTC 20264, 2009.
14. Ледяные образования морей Западной Арктики / под ред. Г.К. Зубакина. – СПб.: Типография ААНИИ, 2006. – 272 с.
15. Hamilton J. M., Holub C., Mitchell D. A., Kokkinis T. / Ice Management for Support of Arctic Floating Operations // OTC-22105, 2011.

Статья была опубликована в научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть», №3, 2011, стр. 18-24; ISSN 2074-2339. Публикуется с разрешения редакции.

The issues reviewed are being worked on at Rosneft and some of this work is done as part of targeted innovation projects.

### References

1. Fusco L. / Offshore Oil: An Overview of Development in Newfoundland and Labrador. // 2007. [Available at <http://www.ucs.mun.ca/~oilpower/pages/papers.html>].
2. Official standards website - Det Norske Veritas (DNV). [[http://www.dnv.com/resources/rules\\_standards](http://www.dnv.com/resources/rules_standards)].
3. Santos R.S., Feijo L.P. / Safety Challenges Associated With Deepwater Concepts Utilized in the Offshore Industry. // Mine Safety (Springer Series in Reliability Engineering). – 2010. – P.123-133.
4. Yue Q.J. and Bi X.J. /Ice-induced jacket structure vibrations in Bohai Sea. // J. of Cold Regions Engineering [ASCE], V.14, №2, P.81–92, 2000.
5. Collins M.P., Vecchio F.J., Selby R.G., Gupta, P.R. / Failure of an offshore platform // Canadian Consulting Engineer, v.41, №.2, 2000, P.43.
6. Wackers G. / Resonating Cultures. Engineering Optimization in the Design and Failure of the (1991) Loss of the Sleipner A GBS. // Research Report no. 32/2004. – Oslo: Unipub Forlag, 2004.
7. [Available at [http://en.wikipedia.org/wiki/Piper\\_Alpha](http://en.wikipedia.org/wiki/Piper_Alpha)].
8. Wackers G. and Coeckelbergh M. / Vulnerability and imagination in the Snorre A gas blowout and recovery. // World Oil: defining technology for exploration, drilling and production, V.229 №1, 2008.
9. Melnikov N.N., Kalashnik A.I. / Offshore oil and gas development in the western sector of Russian Arctic: geodynamical risks and safety. // Gas industry. 2011. № 661. P. 46-55.
10. Deepstar Project. – [Available at <http://www.deepstar.org>].
11. Torgeir Moan. / Marine structures for the future. // CORE Report No. 2003-01.
12. Alekseev Y. N., Afanas'ev V. P, Litonov O. E., Mansurov M. N., Panov V. V., Truskov P. A. / Ice technical aspects of developing sea oil and gas deposits. // SPb.: Gidrometeoizdat, 2001. 356 pgs.
13. Randell C., Ralph F., Power D, and Stuckey P. / Technological Advances to Assess, Manage and Reduce Ice Risk in Northern Developments // OTC 20264, 2009.
14. [under editorship of Zubakin G.K.] / Ice formations in Western Arctic seas. // SPb: AARI publishing house, 2006. 272 pgs.
15. Hamilton J. M., Holub C., Mitchell D. A., Kokkinis T. / Ice Management for Support of Arctic Floating Operations // OTC-22105, 2011.

The article was published in the NR ROSNEFT Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-technicheskiy Vestnik ОАО «НК «Роснефть») No.3, 2011, pp.18-24; ISSN 2074-2339. Printed with permission from the Editorial Board.