

Освоение российского арктического шельфа необходимо ускорить

Development of the Russian Arctic Shelf: The Need for Accelerated Development

Часть 2 - Part 2

Кравец Вадим
Ведущий аналитик
KravetsV@rpi-inc.com

Vadim Kravets
leading Analyst
KravetsV@rpi-inc.com

Часть 1 этой статьи была опубликована в 30-м выпуске ROGTEC, в этом же выпуске мы продолжаем поднятую тему: В начале августа 2012 года Правительство страны направило на доработку проект Программы разведки континентального шельфа Российской Федерации и разработки его минеральных ресурсов на перспективу до 2030 года. Однако в целом этот проект был одобрен. Его основными целевыми установками являются увеличение объемов добычи нефти на российском шельфе до 66 млн т в год и газа – до 230 млрд куб. м в год. Экономический эффект от выполнения программы, как ожидается, превысит 8 трлн рублей. Доработка проекта коснется тех его положений, которые должны сделать экономически привлекательными работы на шельфе для частных компаний. Как показала практика, силами только «Газпрома» и «Роснефти» разведать и освоить перспективные морские нефтегазовые структуры в приемлемые для страны сроки невозможно. Поэтому власти Российской Федерации в течение первых месяцев 2012 года предприняли ряд мер по стимулированию работ на шельфе и, прежде всего, на его самой перспективной части – в Арктике. Разработка упомянутой выше Программы может рассматриваться лишь как один из способов активизировать освоение морских запасов углеводородов.

Following on from Part 1 of this article which ran in issue 30 of ROGTEC, the article discussed how in early August 2012 the Russian government requested a revision of the draft Program for development of the Continental Shelf. On the whole, however, the government approved the draft. The program's primary targets include increasing Russia's offshore oil and natural gas production to 66 million tons per year and 230 billion cubic meters per year, respectively. The economic benefits of the program are expected to exceed eight trillion rubles. Revision of the draft will affect provisions that are meant to make offshore operations attractive to private companies. Experience suggests that Gazprom and Rosneft alone will not be able to explore and develop promising offshore oil and gas areas by a deadline which is acceptable to the government. Therefore, in the first few months of 2012 Russian federal authorities took a number of steps to make offshore operations more attractive to investors, primarily in the country's most promising Arctic sector. Development of the Program can be seen as just one of the ways in which the Russian government tries to accelerate development of the nation's offshore hydrocarbon reserves.

Карское море

Проекты

Шельф Карского моря считается перспективной газоносной территорией, непосредственно прилегающей к полуострову Ямал. Разведку данного морского района, а также освоение открытых месторождений планируется осуществлять в координации с планами освоения газовых месторождений этого полуострова. Степень разведанности региона по нефти и конденсату – 15%, по газ – около 2%. Ресурсы жидких углеводородов в регионе по категориям (D1+D2) достигают 300 млн т, ресурсы газа по тем же категориям—29,8 трлн куб. м.

В акватории Карского моря открыты два газоконденсатных месторождения—Русановское и Ленинградское. Оба месторождения требуют доразведки, поскольку на них пробурены всего две поисковые скважины. Их геологические запасы оцениваются в 4 трлн куб. м газа каждое.

Кроме того, наиболее перспективными объектами на шельфе Карского моря в настоящее время считаются следующие структуры:

- » Нярмейская;
- » Скуратовская;
- » Западно-Шараповская;
- » Невская;
- » Северная;
- » Северо-Харасавейская;
- » Амдерминская.

Из них только Нярмейская структура подготовлена к глубокому бурению. На остальных структурах необходимо проведение детальных сейсморазведочных работ 2D.

Ленинградское и Русановское месторождение планируется подготовить к промышленному освоению уже за пределами 2020 года.

В 2010 году лицензии на три Восточно-Приновоземельских участка выданы «Роснефти». В 2012-2016 годах запланировано дальнейшее изучение Приновоземельских участков методами сейсмики 2D и 3D. Первую поисковую скважину планируется пробурить в 2015 году.

В августе 2011 года «Роснефть» и ExxonMobil заключили соглашение о стратегическом сотрудничестве, в соответствии с которым компании планируют совместно осуществлять ряд проектов в области геологоразведки и освоения углеводородных месторождений, в частности на арктическом шельфе

Kara Sea

Projects

The shelf of the Kara Sea is considered a promising oil- and gas-bearing area immediately adjacent to the Yamal Peninsula. Exploration of this offshore area, as well as development of existing discoveries, are expected to proceed in coordination with the development plans for the gas fields located on this peninsula. The region's exploration maturity is 15 percent for oil and condensate and around two percent for natural gas. The regional recourses of hydrocarbon liquids (D1+D2 categories) are estimated at 300 million tons, while gas resources of the same categories are estimated at 29.8 trillion cubic meters.

Within the Kara Sea offshore area, two gas condensate fields have been discovered—Rusanovskoye and Leningradskoye. Both fields require supplementary exploration since they have been probed with just two wildcat holes. Oil and gas initially in place in each field is estimated at four trillion cubic meters of gas.

In addition, the most promising plays in the Kara Sea offshore are the following:

- » Nyarameiskaya
- » Skuratovskaya
- » Zapadno-Sharapovskaya
- » Nevskaya
- » Severnaya
- » Severo-Kharasaveiskaya
- » Amdeminskaya

Of these, only the Nyarameiskaya prospect has been prepared for deep drilling. The rest of the plays require 2D seismic surveys.

The Leningradskoye and Rusanovskoye fields are expected to be fully prepared for commercial production after 2020.

In 2010 licenses for three Vostochno-Prinovozemelsky blocks were issued to Rosneft. Further study of the Prinovozemelsky blocks using 2D and 3D seismic is scheduled for 2012 through 2016. The first wildcat well is planned to be drilled in 2015.

In August 2011 Rosneft and ExxonMobil signed a strategic cooperation agreement to jointly implement a number of geological exploration and hydrocarbon development projects, including some on the Russian Arctic shelf. The parties formed a joint venture. Rosneft's ownership share in the joint venture for the Kara Sea offshore development is 66.7 percent while ExxonMobil owns 33.3 percent. Cooperation also extends to the Vostochno-Prinovozemelsky blocks.

Rosneft plans to conduct seismic surveys in these blocks throughout 2012. It will acquire 3D data on the Vostochno-

России. Сторонами создано совместное предприятие. Участие «Роснефти» в акционерном капитале совместного предприятия в отношении освоения шельфа Карского моря— 66,7 %, ExxonMobil— 33,3 %. Сотрудничество касается и Восточно-Приновоземельских участков.

В течение 2012 года «Роснефть» планирует на них провести сейсмические исследования. На участке «Восточно-Приновоземельский-1» будут собраны сейсмические данные 3D. На участке «Восточно-Приновоземельский-2» планируется выполнение сейсмических исследований 2D.

Прогноз добычи углеводородов

В отчете полагается, что период 2012-2020 годов промышленная добыча углеводородов в акватории Карского моря не начнется как при реализации оптимистичного, так и в случае реализации пессимистичного сценария.

Предполагается, что освоение Восточно-Приновоземельских участков-1,2,3 ограничится разведкой.

Прогноз бурения и потребности в платформах

В рамках сценария 1 в отчете предполагается, что бурение разведочных скважин у «Газпрома» с темпом одна скважина в сезон начнется в Карском море в 2015-2020 годах.

Согласно планам «Роснефти» поисково-разведочное бурение на ее участках начинается в 2015 году. При этом в 2015-2020 годах этой компанией бурится три скважины.

В рамках сценария 2 полагается, что в Карском море в 2015-2020 годах «Газпром» бурит одну скважину в два года, а «Роснефть» - всего две скважины.

В Карском море в рамках обоих сценариев после 2015 года для ведения поисково-разведочного бурения могут быть задействованы две буровые установки – по одной для участков «Газпрома» и «Роснефти».

Обская и Тазовская губы

Проекты

В акваториях Обской и Тазовской губ открыты Северо-Каменномысское, Каменномысское-

Prinovozemelsky-1 block and conduct a series of 2D seismic surveys within the Vostochno-Prinovozemelsky-2 block.

Forecast of hydrocarbon production

The report assumes that from 2012 to 2020 commercial production of hydrocarbons in the offshore areas of the Kara Sea will not start under either optimistic or pessimistic scenario. It is assumed that operations in the Vostochno-Prinovozemelsky-1,2, and 3 blocks will be limited to exploration.

Forecast of drilling and platform requirements

In Scenario 1, the report assumes that exploration drilling by Gazprom at the rate of one well per season will begin in the Kara Sea between 2015 and 2020. According to Rosneft's plans, exploration drilling on its blocks will commence in 2015, and the company will drill a total of three wells from 2015 to 2020.

Scenario 2 assumes that Gazprom drills one well in two years while Rosneft drills a total of two wells in the Kara Sea from 2015 to 2020.

Under both scenarios, two drilling rigs may be engaged in exploration drilling in the Kara Sea after 2015, i.e., one rig working on Gazprom's blocks and one rig working on Rosneft's blocks.

Ob and Taz Bay

Projects

The Severo-Kamennomysskoye, Kamennomysskoye-more, Obskoye, Chugoryakhinskoye, Semakovskoye, Aderpayutinskoye, and Antipayutinskoye fields, and the Geofizicheskaya-more, Bukharinskaya, Preobrazhenskaya, Karpachevskaya, and Vostochno-Tambeiskaya prospective structures have been found in the water areas of the Ob and Taz Bay. Only the first three of those fields will be put into production in the initial phase. The fields will be developed by Gazprom while its subsidiary Gazflot is involved in exploration of the region.

Forecast of hydrocarbon production

Under the optimistic scenario, production at the Severo-Kamennomysskoye, Kamennomysskoye-more and Obskoye fields would drive the total production in the Ob and Taz Bay area from 2012 through 2020. Combined production from these fields may total about 25 billion cubic meters of natural gas per year in 2020. All of the fields would be put into commercial production as scheduled – in 2018, 2018 and 2020, respectively.



море, Обское, Чугорьяхинское, Семаковское, Адерпаютинское, Антипаютинское, месторождения, а также Геофизическая-море, Бухаринская, Преображенская, Карпачевская, Восточно-Тамбейская перспективные структуры. В первую очередь, добыча в регионе будет производиться только на первых из трех перечисленных месторождений. Разработку месторождений будет вести «Газпром», а разведочные работы в регионе проводит его дочернее предприятие «Газфлот».

Прогноз добычи углеводородов

В рамках оптимистичного сценария, суммарный объем добычи газа в акватории Обской и Тазовской губ в течение 2012-2020 годов будет определяться добычей на Северо-Каменномысском, Каменномысском-море и Обском месторождениях. В 2020 году в сумме они могут дать около 25 млрд куб. м природного газа в год. Все месторождения будут введены в промышленную эксплуатацию в намеченные сроки – соответственно в 2018, 2019 и 2020 годах.

В пессимистичном сценарии предполагается, что сроки ввода в промышленную эксплуатацию трех упомянутых выше месторождений отстанут от нынешних планов примерно на один-два года. Это может быть вызвано в первую очередь недостатком финансирования проектов. В этом случае совокупная добыча газа в акватории Обской и Тазовской губ в 2020 году может достичь 15 млрд куб. м в год.

Прогноз бурения и потребности в платформах

В рамках сценария 1 в отчете полагается, что ввод в промышленную разработку Северо-Каменномысского, Каменномысского-море и Обского месторождений начнется согласно объявленным планам соответственно в 2018, 2019 и 2020 годах. В сценарии 1 ежегодно бурится две разведочные скважины – для этого необходимо одна буровая установка.

Как при сценарии 1, так и при сценарии 2 в регионе планируется ввести в эксплуатацию три месторождения в Обской губе — Северо-Каменномысское, Каменномысское-море и Обское. Тем самым полностью задается региональная потребность в добычных платформах:

- » для освоения Северо-Каменномысского месторождения после 2015 года необходима одна платформа;
- » для месторождения Каменномысское-море — после 2015 года нужны две платформы;
- » для Обского месторождения - одна платформа в 2017-2019 годах.

The pessimistic scenario assumes the three fields will be put into commercial production roughly one or two years later than anticipated by the current plan. This may be caused primarily by a lack of project financing. In this case, the combined gas production in the offshore areas of the Ob and Taz Bay may amount to 15 billion cubic meters per year in 2020.

Forecast of drilling and platform requirements

In Scenario 1, the report assumes that commercial development of the Severo-Kamennomysskoye, Kamennomysskoye-more and Obskoye fields will begin as announced in 2018, 2019 and 2020. In Scenario 1, two exploration wells are drilled annually – which requires one rig to be deployed.

In both Scenario 1 and Scenario 2, the regional plans include putting on production three fields in the Ob Bay: Severo-Kamennomysskoye, Kamennomysskoye-more and Obskoye. This will completely define regional demand for production platforms as follows:

- » Development of the Severo-Kamennomysskoye field after 2015 will require one platform
- » Development of the Kamennomysskoye-more field after 2015 will require two platforms
- » Development of the Obskoye field from 2017 to 2019 will require one platform

Under *Scenario 1*, eighteen exploration wells and 91 production wells will be drilled across the region between 2012 and 2020.

Scenario 2 assumes that the development of the Severo-Kamennomysskoye, Kamennomysskoye and Obskoye fields falls behind schedule by roughly one year due to financial and technological constraints, and Gazflot drills one well per season. This will require one drilling rig. The number of production platforms in Scenario 2 is equal to the number of production platforms in Scenario 1. Under this scenario, there will be nine exploration wells and 76 production wells drilled across the region by 2020.

Offshore Area to the East of the Yamal Peninsula (Laptev Sea, East Siberian Sea and Chukchi Sea)

The Laptev, East Siberian and Chukchi seas are the least studied Arctic offshore areas in Russia. Companies have conducted some incomplete 2D seismic surveys and 3D simulations but the seismic coverage (measured in linear kilometers per square kilometer of area) does not exceed 0.01. Because of this, any oil and gas prospectivity forecasts for the Laptev Sea and, particularly, the East Siberian Sea, can be made only on the basis of geologic analogy.

Total forecast resources in the Laptev Sea range from 3.2 billion tons to 8.7 billion tons of oil equivalent. Three oil fields

По сценарию 1 в 2012-2020 годах в регионе будет пробурено 18 разведочных и 91 эксплуатационная скважина.

В сценарии 2 предполагается, что вследствие финансовых и технологических ограничений освоение Северо-Каменномысского, Каменномысского и Обского месторождений отстает от намеченных сроков примерно на один год, а «Газфлот» бурит по одной скважине в сезон. Для этого нужна одна буровая установка. Количество добычных платформ в сценарии 2 равно количеству добычных платформ в сценарии 1. По данному сценарию в период до 2020 года в регионе бурится 9 разведочных и 76 эксплуатационных скважин.

Шельф к востоку от полуострова Ямал (море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря)

Море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря являются наименее изученными арктическими шельфовыми районами России. В них проводились частичные 2D сейсморазведочные работы, а также 3D моделирование, но их плотность (измеряется в пог. км/кв. км территории) не превышает 0,01. В связи с этим, прогнозы нефтегазоносности моря Лаптевых и, особенно, Восточно-Сибирского моря можно делать только по принципу геологической аналогии. Прогнозная оценка ресурсов моря Лаптевых находится в диапазоне от 3,2 до 8,7 млрд т нефтяного эквивалента. В юго-западной части моря Лаптевых обнаружены три месторождения нефти, прогнозные извлекаемые запасы которых оцениваются в 8,7 млрд т. Однако эти цифры не подтверждены результатами разведочного бурения.

Ресурсы Восточно-Сибирского моря равны примерно 5,58 млрд т нефтяного эквивалента. Южные области Восточно-Сибирского и Чукотского морей (их глубины также не превышают 20 м), относимые к Новосибирско-Чукотской перспективной нефтегазоносной провинции, считаются малоперспективными. Северные части шельфа обоих морей, включаемые в состав Восточно-Арктической перспективной нефтегазоносной провинции, гораздо более многообещающи в части обнаружения залежей углеводородов.

Ресурсы Чукотского моря не превышают 3,3 млрд т нефтяного эквивалента.

По всей видимости, сейсморазведочные работы на шельфе моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей активизируются не ранее 2013-2015 годов, а разведочное бурение начнется после 2020 года.

were discovered in the southwestern part of the Laptev Sea, their forecast recoverable reserves estimated at 8.7 billion tons. Exploration drilling, however, has not confirmed this figure.

The resources in the East Siberian Sea are roughly 5.58 billion tons of oil equivalent. The southern regions of the East Siberian and Chukchi seas (with their depths not exceeding 20 m), which belong to the Novosibirsko-Chukotskaya oil and gas bearing province, are not very promising. The northern parts of both seas' offshore areas, included in the Eastern-Arctic oil and gas bearing region, are much more promising from the point of view of discovering hydrocarbon accumulations.

The resources in the Chukchi Sea do not exceed 3.3 billion tons of oil equivalent.

It is highly unlikely that active seismic surveys in the offshore areas of the Laptev, East Siberian and Chukchi seas will start before 2013 or 2015, while exploration drilling is likely to start after 2020.

Conclusion

Developments in the first few months of 2012 have demonstrated that the Russian government is trying to encourage offshore exploration and production activities on the Russian continental shelf (including the Arctic Ocean). The government's efforts are supported by Gazprom and Rosneft, which seek to engage both domestic and foreign partners in their projects. Nevertheless, these efforts so far have produced few practical results. In all likelihood, any significant acceleration of these activities can be expected only after modification of the taxation procedure applied to offshore projects and extensive involvement of private Russian and foreign companies in the development of the country's offshore hydrocarbon reserves.

Заключение

События первых месяцев 2012 года показали, что российское государство пытается стимулировать разведку и разработку российского, в том числе арктического шельфа. Усилия властей поддержаны «Газпромом» и «Роснефтью», которые стремятся привлечь отечественных и зарубежных партнеров в свои проекты. Однако результаты этих действий в практической сфере пока заметны мало. По всей видимости, значимого ускорения работ можно ожидать только после изменения порядка налогообложения шельфовых проектов и широкого привлечения частных российских и зарубежных компаний к освоению морских запасов углеводородов.

Предложения по классификации и налогам

Разрабатываемая классификация шельфовых проектов должна основываться на четырех категориях сложности шельфовых проектов.

К первой категории относятся проекты базового уровня сложности, в том числе шельфовые проекты в Азовском и Балтийском морях; ко второй – проекты повышенного уровня сложности, в том числе проекты на мелководной части Черного моря (глубины до 100 м), в Печорском и Белом морях, на южной части Охотского моря (южнее 55 градуса северной широты), включая шельф острова Сахалин. К третьей категории относятся шельфовые проекты высокого уровня сложности, в том числе на глубоководной части Черного моря (глубины свыше 100 метров), северной части Охотского моря (на 55 градусах северной широты или севернее этой широты) и южной части Баренцева моря (южнее 72 градуса северной широты); к четвертой - проекты арктического уровня сложности, в том числе в Карском море, на северной части Баренцева моря и в восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море и Берингово море).

Предусмотрено освобождение организаций, добывающих углеводороды на морских месторождениях, от вывозной таможенной пошлины на добытые углеводороды. При этом проектам базового уровня будет установлена адвалорная ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в размере 30%, проектам повышенной сложности - 15%, высокого уровня сложности - 10%, арктического уровня сложности - 5%.

Ставка налога на прибыль для шельфовых проектов составит 20% вместе с применением мер налогового стимулирования инвестиций.

Налоговое стимулирование включает в себя: неизменность налоговых ставок на пять лет с даты начала промышленной добычи по проектам базового уровня сложности, с окончанием льготного периода не позднее 12 апреля 2022 года, семь лет - для проектов повышенного уровня сложности (не позднее 12 апреля 2032 года), десять лет - для высокого уровня сложности (не позднее 12 апреля 2037 года), 15 лет - для арктического уровня сложности (не позднее 12 апреля 2042 года).

Предусматривается обеспечение неухудшения общих условий финансово-хозяйственной

Classification and Fiscal Proposals

The classification of offshore projects that are being developed will be based on four categories, or levels of complexity, of offshore projects.

The first category includes projects of a baseline level of complexity, such as offshore projects in the Sea of Azov or Baltic Sea. The second category will comprise projects of a higher (advanced) level of complexity, including projects in the shallow sections of the Black Sea (with depths of 100 meters or less), in the Pechora and White seas, and in the southern Sea of Okhotsk (south of 55 N), including the shelf of Sakhalin Island. The third category comprises offshore projects of a high level of complexity, including those in the deep-water section of the Black Sea (with sea depths of over 100 meters), northern part of the Sea of Okhotsk (at or above 55 N), and southern Barents Sea (south of 72 N). The fourth category includes projects of the 'Arctic' level of complexity, such as those located in the Kara Sea, northern Barents Sea and in the eastern Arctic Ocean (Laptev Sea, East Siberian Sea, Chukchi Sea, and Bering Sea).

The new fiscal procedure will exempt offshore hydrocarbon production from the export duty. Baseline complexity level projects will pay the Mineral Extraction Tax (MET) at a 30 percent ad valorem rate, advanced complexity projects will be taxed at 15 percent, high complexity projects will be taxed at 10 percent, and Arctic-level projects will pay the MET at five percent.

The profit tax will be applied to offshore projects at 20 percent along with any investment tax credits. The tax credits will include unalterable tax rates effective for five years from the start of commercial production for baseline-complexity projects, with the tax holiday expiring no later than April 12, 2022; seven years for advanced-complexity projects (with the tax holiday expiring no later than April 12, 2032); ten years for high-complexity projects (with the tax holiday expiring no later than April 12, 2037); and 15 years for the Arctic-level projects (with the tax holiday expiring no later than April 12, 2042).

The new procedure will contain a non-regression clause whereby the general conditions of investors' business may not deteriorate if certain tax rates were to change: carry-forward of tax losses for a given license block for up to 70 years and application of the accelerated depreciation method and bonus depreciation to the fixed assets used in the development of offshore hydrocarbon resources.

The new procedure also includes a provision allowing establishment of a reserve for expenses related to

деятельности для инвесторов в случае изменения отдельных налоговых ставок: установление срока переноса налоговых убытков в рамках одного лицензионного участка до 70 лет, а также применение механизма ускоренной амортизации и амортизационной премии в отношении основных средств, используемых для освоения морских месторождений углеводородов.

Учитывается возможность создания резерва по расходам, связанным с ликвидацией шельфового проекта. В период неизменности пониженных ставок НДС возможны дополнительные меры налогового стимулирования для нефтяных проектов в случае падения цены на нефть ниже \$60 за баррель, а также в случае наступления форс-мажорных обстоятельств.

Предусмотрено применение мер дополнительного налогового стимулирования для газовых проектов в целях обеспечения экономической целесообразности их реализации. Кроме того, предусмотрены освобождение от импортной пошлины и НДС ввоза технологического оборудования и освобождение от налога на имущество.

Предполагается ведение раздельного учета доходов и расходов по каждому шельфовому проекту, возможность пересмотра параметров стимулирующей системы налогообложения в случае несоответствия фактических и проектных значений основных показателей, характеризующих сроки и технологическую эффективность разработки месторождений, показателей локализации. Льготная система налогообложения не распространяется на шельфовые проекты, разработка которых осуществляется с суши, в том числе за счет бурения горизонтально-наклонных скважин.

Оперативный мониторинг реализации шельфовых проектов будут осуществлять Минэнерго, Минприроды и Минэкономразвития, которые должны представить правительству до 1 октября предложения по такому контролю.

offshore project liquidation. During the period in which the preferential MET rates remain unchanged, legislation may provide for additional tax incentives for oil projects if oil prices drop below \$60 per barrel, or if force-majeure events take place.

The procedure includes additional tax incentives for gas projects to ensure their economic viability. In addition, it provides for exemption of basic equipment from the import duty, VAT, and property tax.

The new legislation will implement separate accounting procedures for revenues and expenses for each offshore project, the possibility of revising the tax credit system in case of a mismatch between actual and design performance indicators related to schedules, technological effectiveness of field development or local content.

The tax privileges will not apply to offshore projects developed from the shore, including those using horizontal/directional wells.

Routine monitoring of offshore project implementation will be the responsibility of the ministries of energy, natural resources and economic development, which are to submit their monitoring proposals to the government by October 1.



О соглашениях подробно

В июне 2012 года «Роснефть» и Eni подписали соглашение о финансировании геологоразведочных работ на трех лицензионных участках российского шельфа: Федынском и Центрально-Баренцевском в Баренцевом море, а также на Западно-Черноморской площади в Черном море.

В соответствии с соглашением Eni полностью профинансирует выполнение геологоразведочных работ, предусмотренных лицензионными обязательствами. Затраты на геологоразведку сверх лицензионных обязательств будут разделены между компаниями в соответствии с их долями в проектах (33,33% у Eni и 66,67% у «Роснефти»). Eni также компенсирует основную часть исторических затрат на уже проведенные геологоразведочные работы на участках российского шельфа. В соответствии с лицензионными обязательствами должны быть проведены: на Федынском участке сейсморазведочные работы 2D в объеме 6,5 тыс. км и 3D в объеме 1 тыс. кв. км, бурение одной поисковой и одной разведочной скважин; на Центрально-Баренцевском участке сейсморазведочные работы 2D в объеме 3,2 тыс. км и 3D в объеме 1 тыс. кв. км, бурение одной поисковой и одной разведочной скважин.

Летом 2012 года «Роснефть» и Statoil подписали еще одно соглашение о сотрудничестве, в соответствии с которым предусмотрено совместное освоение участков российского шельфа Баренцева и Охотского морей, участие «Роснефти» в освоении участков норвежского шельфа Баренцева моря, а также возможность приобретения «Роснефтью» долей участия в международных проектах Statoil.

Это соглашение предусматривает сотрудничество сторон в создании совместного предприятия для освоения Персеевского лицензионного участка в Баренцевом море и трех участков – Магадан-1, Лисянского и Кашеваровского – в Охотском море. Доля Statoil в проекте составит 33,33%. Statoil полностью профинансирует работы по геологоразведке в соответствии с согласованными программами работ. Согласно договоренностям, Statoil возместит «Роснефти» исторические затраты и 33,3% от стоимости расходов российской компании за оплату лицензий. Соглашение закрепляет за «Роснефтью» возможность получения от Statoil единовременного бонуса за каждое коммерческое открытие запасов нефти и газа в соответствии с условиями окончательных соглашений. Кроме того, «Роснефть» и Statoil выразили намерение размещать заказы на строительство судов ледового класса и буровых платформ на российских верфях.

Agreement Details

In June 2012 Rosneft and Eni signed an agreement to fund geological exploration of three license areas on the Russian continental shelf: Fedynsky and Tsentralno-Barentsevsky blocks in the Barents Sea and Zapadno-Chernomorskaya prospect in the Black Sea.

Under the agreement, Eni will fully fund a geological exploration program as specified by the licenses. Any geological exploration costs above the license commitments will be split between the companies pro rata their ownership shares in the project (Eni's 33.33 percent and Rosneft's 66.67 percent). Eni will also repay most of the historical costs of past geological exploration of the Russian offshore areas. The license obligations include acquiring 6,500 km of 2D seismic profiles and 1,000 sq km of 3D seismic profiles, and drilling one wildcat and one appraisal well in the Fedynsky block; and acquiring 3,200 km of 2D seismic profiles and 1,000 sq km of 3D seismic profiles, and drilling one wildcat and one appraisal well in the Tsentralno-Barentsevsky block.

In summer 2012 Rosneft and Statoil signed another cooperation agreement, which included joint development of Russian offshore sites in the Barents Sea and Sea of Okhotsk, Rosneft's involvement in the development of portions of the Norwegian Barents Sea shelf, and potential acquisition by Rosneft of ownership shares in Statoil's international projects.

This agreement also includes cooperation between the parties in establishing a joint venture to develop the Perseyevsky license in the Barents Sea and three blocks – Magadan-1, Lisyansky and Kashevarovsky – in the Sea of Okhotsk. Statoil's equity interest in the project will be 33.33 percent.

Statoil will pay 100 percent of geological exploration costs in accordance with the agreed work program. The companies also agreed that Statoil would repay Rosneft the historical costs and 33.3 percent of the Russian company's licensing costs. The final agreement entitles Rosneft to a lumpsum bonus to be paid by Statoil for each commercial discovery of oil and gas reserves. Additionally, Rosneft and Statoil expressed their commitment to place orders for construction of ice-class vessels and drilling platforms with Russian yards.

Для дополнительной информации свяжитесь с Ольгой Елкановой по тел: +7 (495) 778 4597 / 778 9332 или по электронной почте: ElkanovaO@rpi-inc.com www.rpi-research.com

For more information please contact Olga Elkanovoy: +7 (495) 778 4597 / 778 9332 or e-mail: ElkanovaO@rpi-inc.com www.rpi-research.com