

Освоение российского арктического шельфа необходимо ускорить

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

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.

Кравец Вадим
Ведущий аналитик
KravetsV@rpi-inc.com

Vadim Kravets
leading Analyst
KravetsV@rpi-inc.com

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.

Back in mid-April 2012, the Russian Government tasked the Ministry of Industry and Commerce, Ministry of Energy and Ministry of Economic Development with

Еще в середине апреля текущего года Правительство России поручило Минпромторгу, Минэнерго и Минэкономразвития до конца ноября 2012 года разработать стратегию локализации производства оборудования и развития нефтегазосервисного сектора для реализации шельфовых проектов. Уровень локализации при реализации шельфовых проектов должен составлять не менее 70-75%.

Минфину, Минэкономразвития и Минэнерго поручено представить до 1 октября 2012 года в Правительство страны предложения, включая проекты нормативных актов, по вопросам классификации конкретных шельфовых проектов. Разрабатываемая классификация должна учитывать сложность технологических решений, природно-климатические условия и ледовую обстановку, глубину моря, геологическую сложность открытых и перспективных месторождений, удаленность от берега и наличие объектов береговой инфраструктуры (см. «Предложения по классификации и налогам»). Налогообложение шельфовых проектов по новой схеме будет производиться в соответствии с их принадлежностью к определенному классу.

До утверждения упомянутой выше классификации и нового порядка налогообложения власти страны с июля 2012 года ввели налоговые льготы по выплате экспортной пошлины для Приразломного месторождения и рассматривали возможность введения льгот для Штокмановского месторождения.

Понимание того, что своими силами невозможно освоить российский шельф пришло и к руководству основных игроков - «Газпрома» и «Роснефти». Об этом свидетельствуют следующие факты.

В апреле 2012 года тогдашний глава «Роснефти» Эдуард Худайнатов направил письмо руководству «ЛУКОЙЛА», «Сургутнефтегаза», «Башнефти» и ТНК-ВР предложение о совместной работе на шельфе. В предложение вошли 12 участков шельфа, в том числе в «серой зоне» Баренцева моря рядом с норвежским шельфом, а также участки Магадан-1,2,3 на Дальнем Востоке. Правда, по данным на середину августа, это письмо не принесло конкретных результатов.

Та же «Роснефть» весной-летом 2012 года заключила соглашения о сотрудничестве с Eni и Statoil в сфере разведки континентального шельфа.

Нынешним летом «Газпром нефть» заявила о возможности привлечения западного партнера для совместного освоения Долгинского месторождения.

developing, by the end of November 2012, a strategy to establish domestic equipment manufacturing capacity and ensure oilfield service sector growth to support the implementation of offshore projects. Domestically manufactured equipment for offshore projects was to make up at least 70 percent of all offshore equipment deployed.

The directive set the deadline of October 1, 2012, for the Ministries of Finance, Economic Development and Energy to submit to the Russian government their proposals, including draft regulations, with respect to specific offshore project classification. The classification is to take into consideration the complexity of engineering solutions, climate and environmental conditions and ice situation, sea depth, geologic complexity of both known and prospective discoveries, distance from shore, and availability of onshore infrastructure facilities (see Classification and Fiscal Proposals). Taxation of offshore projects under the new plan will be administered in accordance with the specific category assigned to each project.

Pending approval of this classification and new taxation procedure, the federal government implemented tax privileges for the payment of export duties for the Prirazlomnoye field beginning in July 2012 and was considering similar privileges for the Shtokmanovskoye field.

Leaders of the major players, Gazprom and Rosneft, finally realized that they could not independently develop the Russian shelf. This could be supported by the following facts.

In April 2012 the then head of Rosneft Eduard Khudainatov sent a letter to the management of LUKOIL, Surgutneftegaz, Bashneft and TNK-BP proposing cooperation on shelf projects. The proposal included 12 offshore blocks, including some located in the “gray zone” of the Barents Sea near the Norwegian shelf, and the Magadan-1,2,3 blocks in the Russian Far East. As of mid-August, however, the letter had not yielded any specific results.

In spring and summer 2012 Rosneft signed a cooperation agreement with Eni and Statoil to engage in joint offshore exploration.

This summer, Gazprom Neft said it might involve a Western partner in the joint development of the Dolginskoye field.

Forecasts and Risks

Nevertheless, despite all the efforts by the authorities and companies involved, the real progress in field exploration and production has been much slower than

Прогнозы и риски

Однако, несмотря на все усилия властей и компаний, реальная ситуация с разведкой и разработкой месторождений изменяется гораздо медленнее, чем того хотелось бы. Особенно в Арктике. Общая картина, обрисованная в середине весны 2012 года во втором томе отчета RPI «Добыча нефти и газа на шельфе России и стран СНГ: перспективы развития отрасли до 2020 года», сохраняет актуальность до сих пор.

В этом отчете прогнозы объемов поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, а также добычи на шельфе Балтийского и арктических морей основаны на двух сценариях – оптимистичный и пессимистичный.

Оба сценария учитывают наиболее значимые риски, которые могут возникнуть в процессе освоения месторождений и разведки лицензионных участков на арктическом шельфе и в Балтийском море. В работе приняты во внимание следующие риски:

- » неподтверждения прогнозов относительно запасов (ресурсов) на том или ином лицензионном участке;
- » отсутствия денежных средств для продолжения работ.

К этим двум обстоятельствам добавлен риск отсутствия необходимого технологического оборудования для освоения месторождений или разведки лицензионных участков.

Все три перечисленных каждый по отдельности и в одинаковой степени полностью блокируют процесс освоения месторождений.

Как следствие, оптимистичный сценарий (сценарий 1) предполагает, что все три риска (неподтверждения прогнозов, отсутствия финансовых и технологического оборудования) не имеют места, пессимистичный сценарий (сценарий 2) основан на предположении о реализации хотя бы одного из перечисленных рисков.

Балтийское море

Проекты

Российский сектор Балтийского можно считать самым разведенным участком шельфа среди всех морей, омывающих берега Российской Федерации. Степень разведенности – около 75-80%. В данном районе в настоящее время разрабатывается одно шельфовое месторождение – Кравцовское («ЛУКОЙЛ», с 2008 году оно находится в стадии падающей добычи).

many would wish to see, particularly in the Arctic. The overall picture presented in the middle of spring 2012 in the second volume of RPI's report, Offshore Oil and Gas Industry of Russia and CIS: Outlook to 2020 holds true to this day.

The forecasts of exploration and production drilling and offshore production in the Baltic and Arctic seas provided by that report were based on two scenarios, optimistic and pessimistic.

Both scenarios take into consideration the most significant risks that may arise in the course of field development and license block exploration on the Arctic shelf and in the Baltic Sea. The study considered the following risks:

- » Inaccurate estimates of reserves (resources) in a given license area
- » Insufficient financing to implement projects

Besides these two factors, offshore operations in the Arctic are exposed to the risk of unavailable equipment needed for development or exploration of the license blocks.

Each of the aforementioned risks may individually, and to the same extent, impede the field development process.

As a result, the optimistic scenario (Scenario 1) assumes that none of the three risks (forecast inaccuracy, insufficient financial resources and insufficient equipment) has occurred, while the pessimistic scenario (Scenario 2) assumes that at least one of these risks has occurred.



Baltic Sea

Projects

The Russian sector of the Baltic Sea can be considered the most extensively explored area of the continental shelf among all of the seas surrounding the Russian Federation. Exploration maturity is approximately

Помимо этого в акватории имеется 19 перспективных структур, содержащих нефть и газ. Наиболее перспективные — структуры Д-2, Д-41, Д-6, Д-29, Д-33.

Доказанные запасы нефти Кравцовского месторождения, по данным «ЛУКОЙЛа» за 2010 год, составили 27 млн баррелей (3,6 млн т), геологические запасы — более 22 млн т. Прогнозные суммарные запасы перспективных участков, прилегающих к побережью Калининградской области, находятся в диапазоне от 50 млн до 250 млн т нефтяного эквивалента. В настоящее время «ЛУКОЙЛ» ведет интенсивную разведку блоков Д-29 и Д-33, и в ближайшие два года компания рассчитывает приступить к разведочному бурению на них. На структуре Д-41 пробурена одна поисково-разведочная скважина.

Прогноз добычи углеводородов

В отчете указано, что к 2015 году «ЛУКОЙЛ» планирует обеспечить прирост в объемах добычи на шельфе Балтийского моря в 250 тыс. тонн. Его предполагается обеспечить за счет возможной разработки запасов на структуре Д-41.

Прогноз бурения и потребности в платформах

В работе предполагается, что в рамках оптимистичного сценария в течение 2012-2020 годов в российском секторе Балтийского моря будут пробурены примерно четыре поисково-разведочных скважины (все — «ЛУКОЙЛ»). В случае успеха геологоразведочных работ эта компания в 2014-2015 годах начнет промышленное освоение структуры Д-41. При этом может быть пробурено порядка 20 эксплуатационных скважин. В случае реализации сценария 1 в российском секторе Балтийского моря до 2020 года понадобится максимум одна буровая установка. При условии успешного окончания геологической разведки на структуре Д-41 в 2014-2015 годах «ЛУКОЙЛ» будет необходима, по всей вероятности, одна эксплуатационная платформа, аналогичная платформе, установленной на Кравцовском месторождении.

В рамках пессимистичного сценария (сценария 2) предполагается, что прогнозы относительно перспективности структуры Д-41 не подтвердятся. В этом случае эксплуатационное бурение на ней проводиться не будет. «ЛУКОЙЛ» ограничится поисково-разведочным бурением на структурах Д-29, Д-33 и Д-41, а также эксплуатационным бурением в небольших объемах на Кравцовском месторождении. В случае реализации этого сценария потребность региона в буровых установках ограничится одной единицей.

75 percent to 80 percent. A single offshore field, Kravtsovskoye, is currently being developed in this region (by LUKOIL), and it has been in a declining production phase since 2008. In addition, the offshore area is home to 19 prospects containing oil and gas accumulations. The most promising of these are the D-2, D-41, D-6, D-29, and D-33 plays.

According to LUKOIL's 2010 data, proven oil reserves in the Kravtsovskoye field were estimated at 27 million barrels (3.6 million tons), and in-place reserves were estimated upwards of 22 million tons. Combined forecast reserves in the prospective sites off the coast of the Kaliningrad region are estimated anywhere from 50 million tons to 250 million tons of oil equivalent. LUKOIL is currently engaged in intensive exploration of the D-29 and D-33 blocks, and in the next two years the company plans to probe them with exploration drilling. The company has drilled a single exploration well on the D-41 prospect.

Forecast of Hydrocarbon Production

The report stated that LUKOIL intended to realize incremental production of 250,000 tons from the Baltic Sea offshore by 2015. The company plans to do so by potentially developing D-41 reserves.

Forecast of Drilling and Platform Requirements

The study assumes that under the optimistic scenario, about four exploration wells will be drilled in the Russian sector of the Baltic Sea from 2012 to 2020 (all by LUKOIL). If the geological exploration program proves successful, LUKOIL will begin commercial production of the D-41 block in 2014 or 2015. It may drill around 20 production wells during this period. If Scenario 1 plays out, the Russian Baltic sector will require a maximum of one drilling rig by 2020. In case of successful completion of the geological exploration program on the D-41 structure, in 2014 or 2015 LUKOIL will likely require one production platform similar to the platform installed in the Kravtsovskoye field.

The pessimistic scenario (Scenario 2) assumes that the prospectivity predictions for the D-41 play will not be confirmed. In this case no production drilling will take place on this site. LUKOIL will limit itself to exploration drilling on the D-29, D-33 and D-41 structures and to small amounts of production drilling at the Kravtsovskoye field. If this scenario plays out, the region's demand for drilling rigs will be limited to a single unit.

Barents and Pechora Seas

Projects

The Barents and Pechora seas currently have the following projects in different stages of development:

- » Projects of OAO Rosneft (including former projects of



Баренцево и Печорское моря

Проекты

В настоящее время в Баренцевом и Печорском морях в разных стадиях реализации находятся:

- » проекты ОАО «Роснефть»; (включая бывшие проекты «Синтезнефтегаза» «Арктишельфнефтегаза»);
- » проекты ОАО «Севернефтегаз»;
- » Приразломное месторождение («Газпром нефть»);
- » Штокмановское месторождение («Газпром»);
- » Долгинское месторождение («Газпром нефть»).

В то же время часть лицензионных участков, ранее входивших в блоки Баренц-2 – Баренц-7 до сих пор остаются в нераспределенном фонде.

В феврале 2012 года группа «Синтез» продала 100% акций «Синтезнефтегаза» и 50% акций «Арктишельфнефтегаз» компании «Роснефть». Это означает, что «Роснефти» перешли лицензии на разработку Медынско-Ваандейского участка, а также на дальнейшую разведку Пахтусовского и Адмиралтейского участков. Это сделка, прежде всего, обусловлена истечением срока лицензии в 2012 году и отказом в ее продлении в связи с изменениями в законе «О недрах». Весной 2012 года «Роснефть» заявила о заинтересованности в покупки оставшихся 50% акций «Арктишельфнефтегаза», но сделка по ним по состоянию на август текущего года не состоялась. Весной-летом 2012 года «Роснефть» подписала соглашения с Eni и Statoil о сотрудничестве в области геологоразведки Федынского, Центрально-Баренцевского и Персеевского участков в Баренцевом море (см. «О соглашениях подробно»). ОАО «Севернефтегаз» ведет разведку трех лицензионных участков в Баренцевом море: Кольского-1, Кольского-2 и Кольского-3. Участки расположены вблизи Кольского полуострова, на расстоянии 30-70 км к северу

Sintezneftegaz and Arktikshelfneftegaz)

- » Projects of OAO Severneftegaz
- » Prirazlomnoye field (Gazprom Neft)
- » Shtokmanovskoye field (Gazprom)
- » Dolginskoye field (Gazprom Neft)

Meanwhile, some of the license blocks previously included in the Barents-2 through Barents-7 blocks still remain in open acreage. It was previously assumed that the auctions would be held by 2010. In the summer of 2008, however, the principle of distributing offshore areas through auction was abolished by law; for this reason, it remains uncertain when these blocks will be transferred to subsoil users.

In February 2012 the Sintez group sold 100 percent of Sintezneftegaz stock and 50 percent of Arktikshelfneftegaz stock to Rosneft. This means that Rosneft came into ownership of the licenses to develop the Medynsko-Varandeyskiy block and to further explore the Pakhtusovsky and Admiralteiskiy blocks. This transaction was driven primarily by the expiration of the license in 2012 and a refusal to extend it due to changes in the law "On Subsoil".

In spring 2012 Rosneft announced its interest in buying the remaining 50 percent of Arktikshelfneftegaz stock, but as of August of this year the transaction had not been finalized.

In spring and in summer 2012 Rosneft signed a cooperation agreement with Eni and Statoil for geological exploration of the Fedynsky, Tsentralno-Barentsevsky and Perseyevsky blocks in the Barents Sea (see Agreement Details).

OAO Severneftegaz explores three license blocks in the Barents Sea: Kolsky-1, Kolsky-2 and Kolsky-3. The blocks are located offshore 30 km to 70 km north of the Kola Peninsula coast and approximately 100 km to 150 km from Murmansk. Severneftegaz, which owns exploration licenses for these blocks, is the project operator. Fifty-one percent of the company's stock belongs to the Novolipetsk steel mill, and foreign individuals and entities own the remaining 49 percent. The licenses were initially set to expire in February 2008 but were later extended to December 31, 2012.

The Prirazlomnoye oil field was discovered in 1989. In 1993, under the Russian president's decree, the license for the Prirazlomnoye field was handed over to ZAO Rosshelf without competition. At the end of 2001 Gazprom and Rosneft signed an agreement on joint efforts to develop the Prirazlomnoye field. To this end, Rosshelf and Rosneft-Purneftegaz formed a parity-based joint venture, ZAO Sevmorneftegaz.

от его побережья и примерно в 100-150 км от г. Мурманска. Оператором проекта является сам «Севернефтегаз», обладающий разведочными лицензиями на упомянутые выше участки. Состав акционеров компании следующий: 51% акций принадлежит Новолипецкому металлургическому комбинату, 49% акций владеют иностранные физические и юридические лица. Срок действия лицензий ранее был ограничен февралем 2008 года, однако затем он был продлен до 31 декабря 2012 года.

Приразломное нефтяное месторождение открыто в 1989 году. В 1993 году в соответствии с Указом Президента России лицензия на разработку Приразломного месторождения на безконкурсной основе была передана ЗАО «Росшельф». В конце 2001 года «Газпром» и «Роснефть» подписали соглашение об объединении усилий в освоении Приразломного месторождения. Для этого «Росшельф» и «Роснефть-Пурнефтегаз» создали на паритетных началах совместное предприятие ЗАО «Севморнефтегаз». В настоящее время «Севморнефтегаз» переименован в ООО «Газпром нефть шельф». Лицензия на Приразломное месторождение была переоформлена на «Севморнефтегаз». В 2005 году «Роснефть» продала свой пакет в «Севморнефтегазе» «Газпрому». С 2004 по 2011 годы на «Севмашпредприятии» (г. Северодвинск) строилась платформа для добычи нефти с Приразломного месторождения. 26 августа 2011 года платформа «Приразломная» прибыла на месторождение на место установки. По состоянию на август 2012 года начало промышленной добычи на месторождении отложено на первый квартал 2013 года.

Держателем лицензии на Штокмановское месторождение остается ООО «Газпром нефть шельф». Оператором проекта является Shtokman Development AG. Его акции были распределены между «Газпромом», Total и StatoilHydro. До начала лета 2012 года начало промышленной добычи на месторождении планировалось на 2016 года. В мае текущего года участники проекта заявили о том, что месторождение будет нацелено только на выработку СПГ, а трубный газ будет добываться только для нужд Мурманской области. В августе 2012 года из проекта вышел Statoil, и ожидается выход второго участника – Total. Известно, что в июле текущего года большинство сотрудников Shtokman Development AG было уволено. В результате судьба этого проекта становится все более неопределенной.

Долгинское месторождение расположено в центральной части Печорского моря в 95 км от

ZAO Sevmorneftegaz was recently renamed OOO Gazprom Neft Shelf. The license for the Prirazlomnoye was reissued to Sevmorneftegaz. In 2005 Rosneft sold its ownership share in Sevmorneftegaz to Gazprom. From 2004 to 2011, Sevmashpredpriyatie in Severodvinsk built a platform to produce oil from the Prirazlomnoye field. On August 26, 2011, the Prirazlomnaya platform arrived at the field for installation on site. As of August 2012, the start of commercial production of the field had been put off until the first quarter of 2013.

ООО Gazprom Neft Shelf remains the licensee for the Shtokmanovskoye field. The project operator is Shtokman Development AG. Its shares were distributed among Gazprom, Total and StatoilHydro. As of the beginning of summer 2012, production of first commercial oil was scheduled for 2016. In May 2012 project partners announced that the field would target only LNG production, and pipeline gas would only be produced for distribution to the Murmansk regional grid. In August 2012 Statoil withdrew from the project, and a second stakeholder, Total, is expected to follow suit. Reportedly, most Shtokman Development AG staff were laid off in July of this year. As a result, the future of this project remains increasingly uncertain.

The Dolginskoye field is located in the central section of the Pechora Sea 95 km offshore (across from the settlement of Varandei). Gazprom obtained a license for the field in 2005. In 2010 the license was passed on to Gazprom Neft. The start of commercial production is scheduled for 2020.

Forecast of Hydrocarbon Production

Scenario 1 of the report assumes that the first oil from the Prirazlomnoye field would be produced at the end of 2012 or beginning of 2013. In addition, Gazprom Neft plans to launch commercial production of the Dolginskoye field in 2020. We further assumed that in 2019 or 2020 Arktikshelfneftegaz may start commercial development of its fields, which by that time will have been explored.

Consequently, the combined oil production in the offshore areas of the Barents and Pechora seas may reach around 14.3 million tons per year in 2020.

The same scenario for gas production assumes that in 2012 or 2013 a ‘go-ahead’ investment decision will finally be made regarding the Shtokmanovskoye field. This will enable the operator to put this field into commercial production in 2016. According to the field development plan, Shtokmanovskoye will produce about 47.4 bcm of gas per year by 2020. This volume of gas production by the Shtokmanovskoye field that will ultimately define the total gas production from the Barents and Pechora seas.

берега (около поселка Варандей). Лицензия на него «Газпром» получил в 2005 году. В 2010 году лицензия была передана компании «Газпром нефти». Начало промышленной разработки месторождения запланировано на 2020 год.

Прогноз добычи углеводородов

В отчете в сценарии 1 предполагается, что первая нефть на Приразломном месторождении будет получена в конце 2012 – начале 2013 года. Помимо этого в 2020 году начнется промышленное освоение Долгинского месторождение. Также полагается, что в 2019-2020 годах возможно введение в промышленную разработку разведанных к тому времени месторождений компаний «Арктишельфнефтегаз». При этом в 2020 году в акватории Баренцева и Печорского морей можно достичь совокупного объема добычи приблизительно в 14,3 млн т нефти в год.

В рамках этого же сценария в сфере добычи газа предполагается, что в течение 2012-2013 годов все-таки будет принято положительное инвестиционное решение по Штокмановскому месторождению. В таком случае это месторождение будет введено в промышленную разработку в 2016 году. Согласно планам разработки месторождения к 2020 году объем добычи газа на Штокмановском месторождении будет равен примерно 47,4 млрд куб. м в год. И именно объем добычи газа на Штокмановском месторождении будет определять объем добычи газа в целом в Баренцевом и Печорском морях.

Сценарий 2 в сфере добычи нефти отличается от сценария 1 тем, что в нем предполагается, что «Арктишельфнефтегаз» до 2020 года так и не приступит к промышленному освоению своих лицензионных участков. «Газпром нефть» также отложит промышленное освоение Долгинского месторождения на период после 2020 года. В результате объем добычи нефти в акватории Баренцева и Печорского морей будет определяться добычей нефти на Приразломном месторождении. Это месторождение к 2020 году может вступить в стадию падающей добычи. При этом годовой объем добычи нефти на нем в 2020 году может быть равен около 6,3 млн т.

Сценарий 2 в области добычи газа основан на допущении, что начало освоения Штокмановского месторождения откладывается на 2018-2019 годы. Это может произойти вследствие недостатка финансирования и из-за проблем со сбытом газа. В таком случае объем добычи газа на шельфе Баренцева и Печорского моря к 2020 году достигнет 23,7 млрд куб. м в год.

In the area of oil production, the difference between Scenario 1 and Scenario 2 is that the latter assumes that Arktikshelfneftegaz will not start commercial development of its licenses before 2020. Gazprom Neft, too, will postpone commercial development of its Dolginskoye field until after 2020. As a result, oil production in the offshore areas of the Barents and Pechora seas will be defined by oil production from the Prirazlomnoye field. This field may enter a declining production phase by 2020. Its annual oil production in 2020 is estimated at 6.3 million tons.

Scenario 2 for gas production is based on the assumption that the development of the Shtokmanovskoye field is delayed until 2018 or 2019. This may happen because of insufficient funding or problems with gas marketing. In this case offshore gas production from the Barents and Pechora seas may reach 23.7 bcm per year by 2020.

Forecast of Drilling and Platform Requirements

The optimistic scenario assumes that by 2015 many vacant license areas located within the former Barents-1,2,3,4,5,6, and 7 blocks will be handed over to subsoil users, who will start exploration drilling there after 2015. Production drilling will start in the Prirazlomnoye field at the end of 2012, followed by the Shtokmanovskoye field in 2016 and by the Dolginskoye field in 2020. The report assumed that Arktikshelfneftegaz may begin production drilling in 2019. Under this scenario, the total demand for production platforms will be limited to four to six units. To drill all of its exploration wells, the company needs about five or six drilling rigs. By 2020, it will have drilled 22 exploration wells and 122 production wells.

The pessimistic scenario assumes that Sintezneftegaz and Arktikshelfneftegaz will delay exploration drilling at least until 2020 due to a lack of sufficient investments and/or due to unavailable equipment. The handover of vacant areas within the former Barents-1 through Barents-7 blocks is delayed until after 2015 or 2018. Under this scenario, demand for production facilities is limited to one platform in the Prirazlomnoye field and one drilling vessel in the Shtokmanovskoye field. The number of drilling rigs for exploration drilling is reduced to three or four units. The number of exploration wells drilled by 2020 is 15, and the production well count is 64.

Classification and Fiscal Proposals

The classification of offshore projects that is 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

Прогноз бурения и потребности в платформах

В рамках оптимистичного сценария предполагается, что к 2015 году многие вакантные лицензионные участки, территориально расположенные внутри бывших блоков Баренц-1,2,3,4,5,6,7, будут переданы недропользователям, и они в период времени после 2015 года начнут поисково-разведочное бурение. Эксплуатационное бурение на Приразломном начнется в конце 2012 года, на Штокмановском месторождении – 2016 году, на Долгинском месторождении – в 2020 году. В отчете сделано предположение, что «Арктишельфнефтегаз» может начать эксплуатационное бурение в 2019 году. В этом сценарии суммарная потребность в добывающих платформах ограничена 4-6 единицами. Для бурения всех поисково-разведочных скважин необходимо примерно 5-6 буровых установок. Количество пробуренных к 2020 году разведочных скважин равно 22 единицам, а эксплуатационных -122 единицам.

В пессимистичном сценарии полагается, что эксплуатационное бурение из-за отсутствия денежных средств или/и технологического оборудования у «Синтезнефтегаза» и «Арктишельфнефтегаза» как минимум переносится на период после 2020 года. Передача вакантных участков в границах экс-блоков Баренц-1 – Баренц-7 откладывается на период после 2015-2018 года. В рамках данного сценария потребность в добывающих мощностях ограничена одной платформой на Приразломном месторождении и одним технологическим судном на Штокмановском месторождении. Количество буровых установок для поисково-разведочного бурения сокращается до 3-4 единиц. Число пробуренных к 2020 году разведочных скважин равно 15 единицам, эксплуатационных - 64 единицам.

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

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.

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 добывшие углеводороды. При этом проектам базового уровня будет установлена адвальорная ставка налога на добчу 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 неуходшения общих условий финансово-хозяйственной 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 НДПИ 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

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

In the next part of this article, we will look at the development in the Kara Sea, the Ob and Taz bays and the Laptev, East Siberian and Chuckchi Seas.

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

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.

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