



Шельфовые проекты в Каспийском, Черном и Азовском морях: проблемы и решения

Problems and Solutions for Shelf Projects in the Caspian Sea, Black Sea and Sea of Azov

Шельф, прилегающий к материковой части Российской Федерации, рассматривается Правительством страны как важнейший резерв углеводородных запасов, который должен быть введен в разработку в ближайшие годы. Оффшорная добыча нефти и газа способна компенсировать падение добычи на истощающихся месторождениях в традиционных нефтегазодобывающих регионах страны – Западной Сибири и Волго-Урале.

Однако ситуация с разработкой новых морских месторождений развивается не так динамично, как того хотелось бы. Многие проекты оказываются беспersпективными уже на этапе геологоразведки, другие реализуются с опозданием из-за недостаточного финансирования или технологических трудностей. И все же подвижки есть, и немалые. Ситуация, сложившаяся вокруг освоения оффшорных месторождений в южных российских морях – Каспийском, Черном и Азовском - подробно описана в первом томе исследования «Добыча нефти и газа на шельфе России и стран СНГ: перспективы развития отрасли до 2020 года», подготовленном компанией RPI весной текущего года.

The Russian government views the southern shelf region as a crucial area of hydrocarbon reserves which should be developed in the near future. The offshore production will offset the production decline in the traditional oil and gas producing regions in Western Siberia and the Volga-Urals. However, the development of the new offshore fields has not been as dynamic as projected. Many projects have proven to be unviable at the exploration stage while others have fallen behind schedule due to insufficient funding or technological difficulties. Never the less, considerable headway has been made.

The situation surrounding the development of offshore fields in the Caspian Sea, the Black Sea and the Sea of Azov in southern Russia was reviewed in detail in the first volume of the study "Oil And Gas Production in the Shelf of Russia and the CIS Nations – The Outlook for the Industry Until 2020" prepared by RPI in the spring of 2012.

The basis of the study is focused on the hydrocarbon reserves and resources in the various state sectors and projects in the previously mentioned seas. The information was acquired and processed by RPI experts

В основу исследования легла накопленная за многие годы и систематизированная специалистами RPI информация о запасах и ресурсах углеводородов по отдельным государственным секторам и проектам в Каспийском, Черном и Азовском морях. В

отчете подробно описана фактология, связанная с отдельными оффшорными проектами, в том числе закрытыми в течение последних лет.

На основе данных, обнародованных компаниями или государственными органами, и с учетом накопленного RPI опыта авторы работы представили прогноз добычи углеводородов по отдельным государственным секторам Каспийского, Черного и Азовского морей на период 2012-2020 годов, привели прогнозы объемов буровых работ и потребности в буровых платформах на тот же временной период.

В отчете содержится также перечень предприятий, которые могут произвести или уже выпускают необходимую номенклатуру оффшорного технологического оборудования, предназначенного для использования в морских проектах.

Риски и сценарии прогнозов

В работе учтены риски:

- » неподтверждения прогнозов относительно запасов (ресурсов) на том или ином лицензионном участке (геологические риски)
- » неурегулированности вопросов делимитации морских границ (политические риски)
- » дефицита финансовых ресурсов для реализации проектов.

При анализе остались за скобками оффшорные проекты в иранском секторе Каспийского моря. Прогнозы, которые были сформированы на основе имеющейся информации, основаны на трех сценариях.

При формировании сценария 1 (базового сценария) принимались следующие допущения. Полагалось, что в стадии промышленной разработки в период 2012-2020 годов будут находиться:

- » полностью подготовленные к освоению месторождения (например, месторождения, расположенные в пределах российского Северного блока Каспия)
- » уже разрабатываемые месторождения (например, Азери-Чираг-Гюнешли а Азербайджане)
- » успешно разведанные месторождения.

В рамках сценария 2 (высокого сценария) предполагалось, что в процесс разработки, помимо месторождений, уже учтенных в сценарии 1, будут вовлекаться те месторождения, на которых уже проводится разведочное бурение,

over a period of many years. The report contains a detailed base of factual knowledge about individual offshore projects including those closed down in recent years.

Based on the data published by the companies and governments and the experience of RPI, the report lists hydrocarbon production projections for the individual state sectors of the Caspian Sea, Black Sea and Sea of Azov for 2012-2020 along with projected drilling activity and the demand for drilling rigs over that period. The report also lists companies that are capable of manufacturing the required offshore equipment tailored for use in offshore maritime projects or those which are already producing it.

Projected Risks and Scenarios

The report takes into account the following risks which arise from:

- » the failure to prove projected reserves (resources) at a licensed area (geological risks)
- » unsettled issues regarding the delimitation of maritime borders (political risks)
- » the shortage of funding for implementing projects.

The analysis done does not cover the offshore projects in Iran's sector of the Caspian Sea. The forecasts made on the basis of the available inputs are built around the three scenarios outlined below. Scenario 1 (base scenario) assumes that the following fields will be commercially developed in 2012-2020:

- » fields that are fully prepared for development, i.e. fields in Russia's northern block of the Caspian Sea
- » fields currently under development, i.e., the Azeri-Chirag-Gyuneshli field in Azerbaijan
- » fields at which exploration has been successfully completed.

Scenario 2 assumes that the fields where exploration drilling has been completed with positive results, as well as the fields that are slated for exploration drilling in the next two or three years that will be developed along with the fields referred to in Scenario 1. It was also assumed that exploration drilling will continue at the new fields with a view to proving commercial hydrocarbon reserves.

Scenario 3 (optimistic scenario) further assumes that in addition to the assumptions under Scenario 2, that the issue of delimiting maritime borders and use and/or joint use of subsoil resources will be settled between 2015-2017 despite the fact that the authors were aware the timeframe they used is arbitrary. The entire previous experience indicates that the negotiations that got under way at some point in the past i.e., between Russia and Ukraine or Ukraine and Romania, have repeatedly been rolled back for various reasons.

не давшее отрицательных результатов, а также те месторождения, где разведочное бурение планируется начать в ближайшие три-четыре года. Кроме того, делалось допущение, что на новых месторождениях продолжится разведочное бурение, которое подтвердит наличие промышленных запасов углеводородов.

В сценарии 3 (оптимистичном сценарии) делалось еще одно допущение – в дополнение к сценарию 2-, что вопросы делимитации морских границ и/или совместного использования ресурсов недр будут урегулированы к 2015-2017 году. Хотя авторы и понимали, что данное тезис имеет высокий временной риск. Упомянутый срок весьма условен, так как весь предыдущий опыт показывает, что даже начавшиеся переговоры (например, России и Украины, Украины и Румынии) неоднократно по разным причинам затягивались.

Каспийское море

Проекты

В настоящее время в акватории Каспийском море наиболее продвинутыми и крупными добывающими проектами являются:

- » месторождения Азери-Чираг-Гюнешли (азербайджанский сектор)
- » месторождение Шах-Дениз (Азербайджан)
- » Северо-Каспийский проект (в первую очередь месторождение Кашаган, Казахстан)
- » месторождения российского Северного блока – им. Ю.Корчагина, им. В.Филановского, Сарматское, Ракушечное, трансграничное Хвалынское (все – «ЛУКОЙЛ»)
- » месторождение Челекен (туркменский сектор)
- » месторождения блока 1 (также Туркменистан).

В то же время в 2009-2011 годах на Каспии по причине неподтверждения запасов приостановлены или закрыты следующие проекты:

- » И нам (Азербайджан)
- » Яламо-Самур (Азербайджан)
- » Тюб-Караган (Казахстан)
- » Аташ (Казахстан)
- » Курмангазы (Казахстан).

Существует еще одна группа проектов, работа над которыми только началась в 2010-2011 годах. Это месторождения Умид и Апшерон в Азербайджане, лицензионные участки Абай, Исатай, Шагала и Дархан в Казахстане, блок 21 в Туркменистане и блок Тюлений в России.

Наибольший интерес с точки зрения наибольших объемов бурения представляют перечисленные выше крупнейшие добывающие проекты на Каспийском море.

The Caspian Sea

Project

The following major projects in the Caspian Sea are at the more advanced commercial stages:

- » The Azeri-Chirag-Gyunesly fields (Azerbaijan's sector)
- » The Shah-Deniz field (Azerbaijan)
- » The North-Caspian project, and above all the Kashagan field in Kazakhstan
- » The Y.Korchagin, V. Filanovsky , Sarmatskoye, Rakushechnoye, and trans-border Khvalynskoye fields of the Russian North Caspian block, all developed by LUKOIL
- » The Chelekenfield (Turkmenistan)
- » Block 1 fields (Turkmenistan).

The following Caspian projects were either suspended or closed down in 2009-2011 after reserves had not been proven:

- » Inam (Azerbaijan)
- » Yalam-Samur (Azerbaijan)
- » Tyun-Karagan (Kazakhstan)
- » Atash (Kazakhstan)
- » Kurmangazy (Kazakhstan).

There is another group of projects which started to be developed in 2010-2011. It includes the Umid and Apsheron fields in Azerbaijan, the licensed sections of Abai, Isatai, Shagal and Djarkhan in Kazakhstan, Block 21 in Turkmenistan and the Tyuleny Block in Russia.

The largest production projects in the Caspian Sea listed above are of greatest interest in terms of drilling.

BP Azerbaijan, a subsidiary of BP, holds the license for the exploration and development of the [Azeri-Chirag-Gyunesly fields](#). The project is operated by BP. As of the beginning of 2012, 57 production, 27 injection wells, had been drilled at the field. Under the project development plan that total will rise to 312. The Azerbaijan International Operating Company (AIOC) is planning to go ahead with Phase 4 for development of the Azeri-Chirag-Gyunesly fields to cover the productive Balakhany stratum across the entire contract area.

In 2011, the U.S. company KBR signed an agreement with BP on implementing the new production project Chirag as part of the development of the Azeri-Chirag-Gyunesly fields. KBR will design a new rig that will be installed at the block of fields. The new project, Chirag oil project (COP), will take off in 2013. The COP rig will be installed at a water depth of about 170 m. A second rig will also be built. The first rig is scheduled for completion in 2013 and will be used to drill 28 production and 17 injection wells. Oil production is scheduled to begin in Q3 of 2013. To expedite the project plans were made to do pre-drilling from the Dede-Gorgud floating rig.

Expocentre Fairgrounds
Moscow, Russia



14th International Exhibition
NEFTEGAZ
June 25-29, 2012

Equipment and Technologies for
the Oil and Gas Industries

www.neftegaz-expo.ru

Organized by
Expocentre
Messe Duesseldorf GmbH, Germany



3RD INTERNATIONAL CONFERENCE
ENERCON
ENERGY SECURITY THROUGH
INNOVATIVE DEVELOPMENT
June 25-28
www.enercon-ng.ru

Лицензия на разведку и добычу месторождений Азери-Чираг-Гюнешли принадлежит BP Азербайджан (дочернее предприятие компании BP). Оператором проекта выступает BP. По состоянию на начало 2012 года на месторождениях было пробурено 84 скважины (57 добывающих и 27 нагнетательных). Согласно новым планам разработки проекта, количество скважин будет доведено до 312 единиц. Азербайджанская международная операционная компания (АМОК) планирует реализацию новой, четвертой, фазы освоения блока месторождений Азери-Чираг-Гюнешли. Речь идет о разработке продуктивного пласта «Балаханы» по всей контрактной площади.

В 2011 году американская компания KBR заключила соглашение с BP о реализации нового добывающего проекта Чираг в рамках разработки месторождений Азери-Чираг-Гюнешли. KBR спроектирует новую платформу, которая будет установлена на блоке месторождений. Новый проект под названием Chiragoilproject (COP) планируется начать в 2013 году. Платформа COP планируется установить при глубине воды около 170 м. Предусмотрено строительство второй платформы. С первой платформы, строительство которой предполагается завершить в 2013 году, будет пробурено 28 добывающих и 17 нагнетательных скважин. Добыча первой нефти начнется в третьем квартале 2013 года. Для ускорения производства работ проекта планируется вести опережающее бурение с плавучей буровой установки «Деде Горгуд».

Оператором проекта Шах-Дениз является также компания BP. Первая его стадия (начало в 2009-2010 годах) предусматривает объем добычи в 11 млрд куб. м газа, вторая стадия (начнется в 2012-2013 годах) — 16 млрд куб. м в год. Этот объем добычи планируется сохранять по крайней мере до 2020 года.

Вторая стадия предусматривает строительство двух новых платформ и бурение 30 подводных скважин. Предполагается, что по крайней мере 10 млрд куб. м газа, добываемого в рамках второй стадии, будет поставляться в Европу. Все работы должны быть полностью закончены в 2016-2017 годах. Инвестиции составят \$23 млрд.

Северо-Каспийский проект реализует консорциум международных инвесторов NCOC (North Caspian Operating Company, старое название Agip KCO). Единым оператором этого проекта является Eni. Наиболее крупное и подготовленное к промышленной разработке месторождение в этом проекте – Кашаганское. Работы по освоению Кашагана разделены на две фазы. Фаза I выполнена

The Shah-Deniz Project is also operated by BP. Phase 1 (started in 2009-2010) will yield 11 bcma of gas, and Phase 2 (starts in 2012-2013), 16 bcma. That scope of production is expected to be maintained at least until 2020.

Phase 2 provides for building two new rigs and drilling 30 more wells. At least 10 bcm of the gas produced during Phase 2 is expected to be supplied to Europe. All operations are to be completed in 2016-2017 and the investment will total \$23 billion.

The North-Caspian Project is being implemented by the international investor consortium NCOC (North Caspian Operating Company, formerly known as Agip KCO). Eni is the integrated operator. The Kashagan field is the largest and best prepared for commercial development under this project. Work will proceed in two phases. Phase 1 is more than 90% complete. Phase 2 operations are still to be approved.

Twenty one wells had been prepared for oil production at the Kashagan field by 2011.

Twenty appraisal and 21 production wells, 41 in all, have been drilled so far. A total of 53 wells will be drilled at Kashagan when the project enters the pilot industrial phase. Plans have been made to drill a total of 281 wells; 234 production wells and 47 injection wells (to maintain pore pressure).

The 2011 plan provided for producing first oil at the end of 2012, but later parties to the project decided to postpone the start of development by five months until the first half of 2013.

In Russia's sector of the Caspian Sea the fields located within the confines of the licensed block Severny and developed by LUKOIL are closest to the commercial phase of development. Production at the Y. Korchagin field began in 2010.

As of the beginning of 2012 the commissioning schedule at the other fields of the block was as follows: Y. Korchagin (Phase 2) – 2015, V. Filanovsky – 2015, Sarmatskoye – 2017, Rakushechnoye – 2020, Khvalynskoye – after 2020.

In October 2011 LUKOIL placed an order for the construction of two infrastructure facilities at the V. Filanovsky oil and gas field: riser unit platforms and the accommodation module platforms with crossover walkways. These facilities will be manufactured at the Krasnye Barrikady shipyard in Astrakhan. The platforms will be installed at sea, in 2013-2014. Contracts were signed in November 2011 with United Shipbuilding Corporation (USC) and Globalstroi-Engineering. USC

более чем на 90%. Работы по фазе II еще не прошли согласования.

К 2011 году на месторождении Кашаган 21 скважина подготовлена к добыче нефти.

Всего с начала буровых работ на нем пробурена 41 скважина - 20 оценочных и 21 эксплуатационная. На этапе опытно-промышленной разработки на Кашагане планируют ввести в эксплуатацию 53 скважины. В целом, в соответствии с планом освоения месторождения, планируется пробурить 281 скважину, из которых 234 добывающие и 47 нагнетательные (для поддержания внутргластового давления).

Согласно планам образца 2011 года первую нефть планировалось добывать в конце 2012 года, однако позднее участники проекта объявили, что срок ввода в разработку месторождения будет отложен примерно на пять месяцев, то есть на первую половину 2013 года.

В российском секторе Каспийского моря наиболее близкими к стадии промышленной разработки

will develop detailed design documentation, procure the equipment and materials, and build and start up the ice-resistant stationary platform No.1. Globalstroi-Engineering will build the central platform and a crossover bridge between the ice-resistant platform No. 1 and the central platform by May 2015.

Dragon Oil is the operator of the [Cheleken Project](#) in Turkmenistan's sector. At the beginning of 2011, 62 production wells operated at the field from 12 platforms. In 2008, the company drilled 9 wells, in 2009, 8 wells, in 2010, 11 wells, and in 2011, 12 wells, using the Iran Khazar drilling rig and its own Rig-40. There are plans that a total of 40 wells will be drilled in 2011-2013. Orders were placed in 2011 for one production and one riser platform for the Djilagybek field. At present, only production of oil is moving ahead as part of the project, while there is no commercial production of gas since the gas sale issue has not been resolved. According to RPI projections, gas production here will not get under way until 2013.

Petronas Charigali, a subsidiary of Petronas Malaysia, holds the license to explore and develop hydrocarbons


www.rpi-research.com



Добыча нефти и газа на шельфе России и стран СНГ: перспективы развития отрасли до 2020 года

Ключевые разделы исследования касаются:

- текущего описания состояния проектов, а именно планов их реализации или сворачивания; информации о намерениях отдельных игроков выйти или войти в проекты;
- прогнозов на период 2012-2020 годов добычи по отдельным проектам (и секторам в акваториях) в разрезе возможных сценариев;
- прогнозов на период 2012-2020 годов объемов разведочного и эксплуатационного бурения в разрезе секторов в акваториях, проектов, игроков и возможных сроков выполнения буровых работ;
- прогнозов на период 2012-2020 годов относительно потребности в буровых установках и добывающих платформах в разрезе морских акваторий и проектов.

Отчет представлен в 3х томах:
Том I: Каспийское, Чёрное и Азовское моря
Том II: Балтийское и Британские острова
Том III: Дальневосточные моря
Каждый том может быть заказан отдельно.



Дополнительную информацию, включая детали оставление и условия приобретения, Вы можете получить у Ольги Елановой.
E-mail: Elkanova@rpi-inc.com, Тел.: +7 (495) 502-54-33, 778-93-32

являются месторождения, расположенные в пределах лицензионного блока Северный и разрабатываемые компанией «ЛУКОЙЛ». При этом на одном из них – им. Ю. Корчагина – добыча началась в 2010 году.

По состоянию на начало 2012 года сроки пуска остальных месторождений блока были следующими: им. Ю. Корчагина (вторая фаза) – 2015 год, им. В. Филановского – 2015 год, Сарматское – 2017 год, Ракушечное – 2020 год, Хвалынское – после 2020 года.

В октябре 2011 года «ЛУКОЙЛ» разместил заказ на строительство двух объектов обустройства нефтегазового месторождения имени В. Филановского: платформы райзерного блока и платформы жилого модуля с переходными мостами. Их построят на судостроительном заводе «Красные Баррикады» в Астрахани. Установка платформ в море запланирована на 2013-2014 годы. В ноябре 2011 года были подписаны договоры с ОАО «Объединенная судостроительная корпорация» (ОСК) и ОАО «Глобалстрой-Инжиниринг». ОСК будет вести разработку рабочей документации, закупку оборудования и материалов, строительство и пусконаладку ледостойкой стационарной платформы №1. «Глобалстрой-Инжиниринг» должна реализовывать подряд на строительство центральной технологической платформы и переходного моста между ЛСП-1 и ЦТП. Срок завершения работ — май 2015 года.

Оператором проекта Челекен в туркменском секторе является компания Dragon Oil. В начале 2011 года на месторождении действовали 62 эксплуатационные скважины на 12 платформах. В 2008 году компания пробурила 9 скважин, в 2009 году пробурено 8 скважин, в 2010 году – 11 скважин, в 2011 году – 12 скважин, с помощью буровой установки «Иран Хазар» и собственного бурового оборудования – Rig-40. В период 2011-2013 годов в общей сложности планируется пробурить 40 скважин. В 2011 году размещены заказы на одну добывающую и одну райзерную платформу для месторождения Джилагыбек. В настоящее время в рамках проекта добывается только нефть, а добыча коммерческого газа не ведется, так как не решены проблемы с его сбытом. Согласно анализу RPI, добыча газа может начаться не ранее 2013 года.

Лицензией на разведку и добычу углеводородов на блоке 1 (Туркменистан) обладает компания Petronas Charigali (дочерняя компания малайзийской Petronas). Промышленная добыча в рамках проекта началась в августе 2011 года. В течение прошлого года ежемесячная добыча конденсата была равна 30 тыс.

at Block 1 (Turkmenistan). Commercial production as part of the project began in August 2011. Last year the monthly average production of condensate was running at 30,000 tons. Twenty exploration and production wells have been drilled here. Gas production at the field is expected to reach 10 bcma by 2014.

Petronas has not been forthcoming about the numbers of wells it needs to drill to reach hydrocarbon production targets. The company has two mobile production rigs enabling it to drill 5-6 offshore wells a year.

Hydrocarbon production projections

The report estimates that as part Scenario 1, Azerbaijan's sector of the Caspian Sea will be yielding 49 Mt of oil and condensate, and 24 bcma of gas in 2020 from Azeri-Chirag-Gyunesly and the Shah-Deniz fields. Scenario 2 provides for starting up hydrocarbon production at the Apsheron field. As a result of this factor, oil and condensate production will go up to 51 Mta, while the scope of gas production will rise to 41 bcma. Scenario 3 for production in Azerbaijan's sector makes no sense.

Production will amount to 56 Mt of oil (all oil coming from Kashagan) in Kazakhstan's sector of the Caspian Sea under Scenario 1 by 2020. Under Scenario 2 it will grow to 76 Mta of oil as production at Kashagan will be added to output at Block N and production under the Zhemchuzhny project. Scenario 3 for Kazakhstan has not been considered either.

The report estimates that Russia's sector of the Caspian Sea will be yielding 9.5 Mt of oil and condensate and 10 bcma gas by 2020. All production will be located at the Y.Korchagin, V. Filanovsky and Sarmatskoye fields (all operated by LUKOIL). If Scenario 2 goes ahead, added to these scopes will be hydrocarbons produced at the Central block, Lagansky and, Northern-Caspian areas and the trans-border Khvalynskoye field. In this case the scope of oil production is likely to grow to 19.5 Mt and that of gas to 26 bcma. This estimate should be viewed as the upper limit for potential oil and gas production. Scenario 3 in Russia's sector makes no sense.

Under Scenario 1 Turkmenistan's sector of the Caspian Sea will be yielding 23 Mt of oil and 22 bcma of gas by 2020. The entire scope of production will come from Cheleken (Dragon Oil) and Block 1 (Petronas). Scenario 2 has not been considered as it was assumed that production at other fields on the Turkmenian shelf may begin only after 2020. Scenario 3 for production in that sector coincides with Scenario 1.

Drilling projections and rig demand

Under Scenario 1 for the Caspian Sea the largest relative shares in total exploration drilling will fall to the sectors



KIOGE



2 - 5

October 2012
Almaty, Kazakhstan

20th Anniversary Kazakhstan International OIL & GAS EXHIBITION & CONFERENCE



Exhibition Venue:
Atakent Exhibition
Centre



Conference Venue:
InterContinental Almaty -
The Ankara in Kazakhstan
Hotel



CENTRAL ASIA'S LEADING OIL & GAS EVENT



ITE (London)

ITECA (Almaty)

ITE LLC (Moscow)

GIMA (Hamburg)

Tel: +44 (0) 20 7596 5000

Tel: +7 (727) 258 34 34

Tel: +7 (495) 935 73 50

Tel: +49 (0) 40 235 24 201

Fax: +44 (0) 20 7596 5106

Fax: +7 (727) 258 34 44

Fax: +7 (495) 935 73 51

Fax: +49 (0) 40 235 24 410

E oilgas@ite-exhibitions.com

E oil-gas@iteca.kz

E oil-gas@ite-expo.ru

E freckmann@gima.de



Foto любезно предоставлено BP Photo courtesy of BP

т. Здесь уже пробурено 20 поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин.

Объем добычи газа на месторождении к 2014 году может быть доведен до 10 млрд куб м в год. Petronas не раскрывает планов в отношении количества новых скважин, которые должны обеспечить выход на планируемые уровни добычи углеводородов. Наличие у компании двух передвижных эксплуатационных установок позволяет ей бурить 5-6 морских скважин в год.

Прогноз добычи углеводородов

В отчете прогнозируется, что в азербайджанском секторе Каспийского моря в рамках сценария 1 объем добычи нефти и конденсата в 2020 году достигнет уровня в 49 млн т в год, газа — 24 млрд куб. м в год. Причем все углеводороды будут добываться на месторождениях Азери-Чираг-Гюнешли и Шах-Дениз. Сценарий 2 отличается тем, что в его рамках начинается добыча углеводородов на месторождении Апшерон. Вследствие действия этого фактора объем добычи нефти и конденсата возрастет до 51 млн т в год, объем добычи газа увеличится до 41 млрд куб. м в год. Сценарий 3 в сфере добычи для азербайджанского сектора смысла не имеет.

В казахстанском секторе Каспийского моря объем добычи к 2020 году по сценарию 1 равен 56 млн

of Kazakhstan (47%) and Russia (28%). The largest scopes of exploration drilling in Kazakhstan's sector are expected to be localized at the Zhambay, Zhambyl and Satpayev fields. Only seismic exploration is possible at the Abai, Isatai, Shagal and Djarkhan blocks over the next few years. In the Russian sector, the largest contribution to the overall scope of exploration drilling will come from the Central and Tyuleny blocks.

Under Scenario 1 the largest proportion of production drilling (46% of the entire production drilling scope in the Caspian Sea will fall to Kazakhstan's sector (Kashagan).

Production drilling in the Russian sector will be concentrated on the Y.Korchagin, B.V. Filanovsky and Sarmatskoye fields of the Northern Block.

Turkmenistan's 17% share will be determined by Cheleken and Block 1.

Under Scenario 1 for the Caspian Sea in 2012-2020 the total amount of exploration drilling will amount to 172,000-180,000 meters, and 2.3-2.5 million meters for production drilling.

The report claims that under Scenario 2 there will be no increment of exploration drilling in the Caspian Sea as compared to Scenario 1 in 2012-2020, since exploration drilling results will need to be analyzed and, consequently, the scope of exploration drilling will be limited.



RPGC

10-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки «Нефтегаз 2012»



26 - 27
июня 2012
Россия • Москва



**ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС РОССИИ**



ITE MOSCOW

+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

www.mioge.ru
www.mioge.com

т нефти (вся нефть добывается на Кашагане), по сценарию 2 — 76 млн т в год нефти (к добыче на Кашагане добавляется добыча на блоке Н и в рамках проекта «Жемчужины»). Сценарий 3 для Казахстана также не рассматривается.

Авторы исследования полагают, что в российском секторе Каспийского моря к 2020 году по сценарию 1 будет добываться 9,5 млн т нефти и конденсата и 10 млрд куб. м газа в год. Вся добыча будет производиться на месторождениях им. Ю.Корчагина, им. В.Филановского и Сарматском месторождении (все — «ЛУКОЙЛ»). При реализации сценария 2 к этим объемам добавятся углеводороды, получаемые на Центральном блоке, Лаганском и Северо-Каспийском участках, а также трансграничном Хвалынском месторождении. В этом случае вероятно увеличение объема добычи нефти до 19,5 млн т и газа до 26 млрд куб. м в год. Данную оценку следует рассматривать как верхний предел возможных объемов добычи нефти и газа. Сценарий 3 для российского сектора не имеет смысла.

В туркменском секторе Каспийского моря согласно сценарию 1 к 2020 году объем добычи нефти достигнет 23 млн т, газа — 22 млрд куб. м в год. Весь объем будет добываться на Челекене (Dragon Oil) и Блоке-1 (Petronas). Сценарий 2 не рассматривается, так как полагается, что добыча на других месторождениях на шельфе Туркменистане может начаться только после 2020 года. Сценарий 3 для сектора в сфере добычи совпадает со сценарием 1.

Прогноз бурения и потребности в платформах

Для Каспийского моря при реализации сценария 1 наибольшие относительные доли в общем объеме разведочного бурения на Каспийском море будут иметь казахстанский (47%) и российский сектора (28%). В пределах казахстанского сектора разведочное бурение станет производиться в наибольшем объеме на Жамбае, Жамбыле и Сатпаеве. На блоках Абай, Исатай, Шагала и Дархан в ближайшие годы возможны только сейморазведочные работы. В российском секторе максимальный вклад в общий объем разведочного бурения внесут Центральный блок и блок Тюлений.

Наибольшая удельная доля эксплуатационного бурения в сценарии 1 (46% от всего эксплуатационного бурения в акватории Каспийского моря) соответствует казахстанскому сектору (бурению на Кашагане).

В России все эксплуатационное бурение сосредоточится на месторождениях Северного блока: им. Ю.Корчагина, им. В.Филановского и Сарматском.

The growth of exploration drilling scopes under Scenario 2 as compared to Scenario 1 is contingent upon the commissioning of:

- » The Khvalynskoye field in Russia's sector;
- » The Central field, Lagansky block and Northern-Caspian area in Russia's sector
- » The fields of the Zhemchuziny project's Block N in Kazakhstan's sector
- » The Apsheron field in Azerbaijan.

Under Scenario 2 the scope of exploration drilling in the Caspian Sea in 2012-2020 will amount to 172,000-180,000 meters just as under Scenario 1, while production drilling will amount to 3.0-3.2 million meters.

Scenario 3 differs from Scenario 2 in that it assumes the start of exploration drilling on the Araz-Alov-Sharg block in Azerbaijan and Blocks 27-31 and the Serdar field in Turkmenistan.

Rig demand until 2020 is estimated at 71-87. The value of the rig market in this case could amount to \$22-26 billion.

Since the prospects for using self-raising and semi-submerged drilling rigs for exploration drilling are unclear because negative results have often been obtained in the past it would be reasonable to assume that their number in the area will grow by one or two at most. Possibly one or two new rigs capable of operating at depths of down to 5 meters will be built. The construction of one such rig is already underway.

The Black Sea

The prospects for implementing offshore projects in the Black Sea are far more complex compared to the Caspian Sea. Hydrocarbon production in the near term may only begin in the Ukrainian sector. Efforts in the Russian sector will at best be confined to seismic exploration. No practical efforts are under way in the Georgian and Abkhazian sectors.

Projects

There are several license areas in Russia's sector of the Black Sea where no progress has been made beyond seismic exploration. In 2010 Rosneft concluded an agreement with Exxon Mobil to set up a joint venture to conduct exploration in the Tuapse area and, possibly, southern Black Sea area. Rosneft signed a similar agreement with Chevron in 2010 to explore the western Black Sea area. The foreign party to those agreements later withdrew and a new agreement was signed with Eni in April 2012.

This situation involving Russian projects in the Black Sea is attributable to the fact that the depth range of the sea in the Russian sector is between 1,000 and 2,300 meters, whereas the depth of the Caspian Sea

The 16th Annual Conference & Exhibition

SAKHALIN OIL and GAS 2012

SAKHALIN AND THE RUSSIAN FAR EAST – A RISING ENERGY SUPERPOWER

25th – 27th September 2012, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia

2011 Conference Speakers included:



Alexander
Khoroshavin
Governor
Sakhalin Region, RF



Denis Khramov
Deputy Minister
Ministry of Natural
Resources, RF



Aleksandr
Medvedev
Deputy Chairman
JSC Gazprom
and General
Director, OOO
Gazprom Export



Gani Galaev
Vice President
Rosneft Oil
Company



Glenn Waller
President
ExxonMobil
Russia Inc.



Andrei Galaev
CEO
Sakhalin Energy
Investment
Company Ltd.

THE ONLY INTERNATIONAL GATHERING FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE RUSSIAN FAR EAST! 15 YEARS OF SUCCESS!



What did the Industry Have to Say about SAKHALIN OIL & GAS 2011?

"I enjoyed being at the conference, well organized, a good agenda and impressive speakers."

Harry Brekelmans, Executive Vice President Russia and Caspian, Shell

"Extremely useful and informative"
Valery Bespalov, Branch Director, Royal Bank of Scotland

* Discount is not valid for persons who have already registered to participate at this conference and/or seminar(s). All discounts can only be applied at the time of registration and cannot be combined. All discounts are subject to approval.

DISCOUNT 10%

VIP code ORC21RGT

Organised by:

Officially endorsed and supported by:

**ПРАВИТЕЛЬСТВО
САХАЛИНСКОЙ
ОБЛАСТИ**

400+ ATTENDEES IN 2011
FROM 20 COUNTRIES

GAIN STRATEGIC INSIGHTS INTO THE FUTURE OF THE SECTOR:

Hear 50+ of the industry's most influential decision-makers discuss the commercial opportunities and future plans and projections for Sakhalin's oil and gas industry as well as other projects in the Far East region, including fields in Magadan, Kamchatka, Chukotka, Sakha Republic, the planned LNG plant in Vladivostok, and pipeline developments across the region.

**Register by 29th June 2012
and SAVE €300!**

KEY FEATURES OF THE 2012 EVENT WILL INCLUDE:

- **PROJECT UPDATES** from all the major operating companies active in Sakhalin and the Russian Far East
- **KEYNOTE PRESENTATIONS** from senior government officials outlining future strategy and policies
- **RECEPTION** hosted by the Governor of Sakhalin Region

Many other exciting programme features are planned and will be announced in the nearest future.

For the latest information and to find out how you can get involved in SAKHALIN OIL & GAS 2012, please contact Christina Raeburn on +44 20 7017 7430 or Aya Nazarova on +44 20 7017 7451, or at christina@adamsmithconferences.com / aya@adamsmithconferences.com

Tel. +44 (0)20 7017 7444 Fax +44 (0)20 7017 7447 sakhalin@adamsmithconferences.com

www.sakhalin-oil-gas.com

Доля Туркменистана в 17% определяется Челекеном и Блоком-1.

В целом в Каспийском море по сценарию 1 в 2012-2020 годах объем проходки в разведочном бурении составит 172-180 тыс. м, а в эксплуатационном бурении – 2,3-2,5 млн м.

В исследовании утверждается, что в рамках сценария 2 прироста объемов разведочного бурения в 2012-2020 годах в акватории Каспийского моря, по сравнению со сценарием 1, ожидать не следует, так как поисково-разведочное бурение станет сочетаться с периодами анализа его результатов, что естественным образом сдержит его объемы.

Прирост объемов эксплуатационного бурения в сценарии 2 по сравнению со сценарием 1 обусловлен вводом в эксплуатацию:

- » Хвалынского месторождения в российском секторе
- » месторождений Центрального, Лаганского блока и Северо-Каспийского участка (все – российский сектор)
- » месторождений проекта «Жемчужины» и блока Н (казахстанский сектор)
- » вводом в разработку месторождения Ашшерон (Азербайджан).

По сценарию 2 объем разведочного бурения в акватории Каспийского моря в 2012-2020 года составит так же, как и в сценарии 1 172-180 тыс. м. а проходка в эксплуатационном бурении достигнет 3,0-3,2 млн м.

Сценарий 3 отличается от сценария 2 тем, что в нем предполагается начало поисково-разведочного бурения на блоке Араз-Алов-Шарг в Азербайджане, блоках 27-31 и месторождении Сердар в Туркменистане.

Для Каспийского моря потребность в платформах в период до 2020 года в целом оценивается в диапазоне 71-87 единиц. Емкость рынка платформ в таком случае может составить \$22-26 млрд.

Так как перспективы применения самоподъемных и полупогруженых буровых установок (СПБУ и ППБУ) для разведочного бурения, из-за частых случаев получения отрицательных результатов весьма неопределенны, то разумно предположить, что современный состав их на акватории, скорее всего, пополнится не более чем одной-двумя установками. Возможно, что будут построены одна-две новые установки, способные работать при глубинах до 5 м (одна из них уже строится).

Черное море

Ситуация в Черном море с точки зрения реализации оффшорных проектов намного более сложная по сравнению с Каспием. О добыче углеводородов или о ближайших перспективах ее начала можно говорить

does not exceed 300 meters, as the Sea of Azov is 12 meters at the deepest location. Russian companies do not possess the technology for deep-water drilling and have to contract foreign partners that have the required equipment and experience in operating at great depths.

The only two new projects that have reached the commercial commissioning stage (all Ukrainian) are:

- » the Odessa and Bezymyannoye gas fields
- » the Subbotinskoye oil field.

The drilling of production wells at the [Odessa](#) and [Bezymyannoye](#) fields has been completed. The scope of production by 2012 there will reach 1 bcma (up to 2 bcma in the longer term). Six production wells have been drilled at these fields. The new pipeline built will move gas from the Odessa field to the Glebovskoye underground gas storage and then on to the Crimea.

The Tavrida drilling rig owned by Chernomorneftegaz of Ukraine was used to drill production wells. The work was performed by the company's drilling division.

Chernomorneftegaz is planning to produce 1 Mta of oil at the [Subbotinskoye](#) field when production peaks. Up to 100 production wells need to be drilled at depths down to 90 meters to commercially commission the fields.

In the past, drilling was done by the Sivash drilling rig owned by Chernomorneftegaz. In 2011 Chernomorneftegaz purchased a drilling rig capable of operating at depths exceeding 90 meters. It began to operate in Q1 of 2012 at the Subbotinskoye field. The Ukrainian company intends to acquire another rig during 2012.

In 2010 the Ukrainian government approved a memorandum on setting up a joint venture (50% -Ukrainian state joint stock company Chernomorneftegaz, 50% LUKOIL) to develop the Odessa, Bezymyannoye and Subbotinskoye fields. Chernomorneftegaz will contribute a geological and economic appraisal of the reserves of oil, gas and associated components in these fields. The agreement to establish the venture was approved early in February 2012 by the Ukrainian Ministry of Energy and Coal Industry.

Hydrocarbon production projections

The report concludes that hydrocarbon production will not start in the Russian, Abkhazian or Georgian sectors of the Black Sea by 2020 under any scenario.

Under any of the three scenarios the Ukrainian sector of the Black Sea will be yielding 1.4 Mt of oil and 2.6 bcm of gas by 2020. These scopes will be produced by Chernomorneftegaz at the already developed Odessa and Bezymyannoye fields and within the Subbotinskaya area.

Drilling projections and rig demand

As far as drilling is concerned Scenarios 1 and 2 for the

лишь применительно к украинскому сектору. В российском секторе в лучшем случае продолжается только сейсморазведка. В грузинском и абхазском секторе всякая практическая деятельность по существу заглохла.

Проекты

В российском секторе Черного моря имеются несколько лицензионных участков, работы на которых не вышли из стадии сейсморазведочных работ. Так в 2010 году «Роснефть» заключила договор с ExxonMobil о создании совместного предприятия, которое будет заниматься разведкой в пределах Туапсинского и, возможно, Южно-Черноморского участка. Аналогичное соглашение в 2010 году по Западно-Черноморскому участку «Роснефть» подписала с Chevron. Однако в дальнейшем иностранный партнер отказался от сотрудничества, и в апреле 2012 года новое соглашение было заключено с Eni.

Такое состояние с реализацией проектов в России имеет объяснение. Глубины моря в российском секторе Черного моря находятся в диапазоне от 1000 м до 2300 м, в отличие от глубин на Каспии (до 300 м) или Азовском море (12 м в самом глубоком месте). Российские компании не имеют технологий для глубоководного бурения и вынуждены заключать соглашения с иностранными партнерами, располагающими соответствующим оборудованием и имеющими опыт работ на больших глубинах.

Единственными новыми проектами, которые достигли стадии ввода в промышленную эксплуатацию, в Черном море являются следующие украинские месторождения:

- » Одесское и Безымянное газовые месторождения
- » Субботинское нефтяное месторождение.

На Одесском и Безымянном месторождениях уже закончено бурение эксплуатационных скважин. В 2012 году объем добычи на них достигнет 1 млрд куб. м в год (в более отдаленной перспективе до 2 млрд куб. м). На месторождениях пробурено 6 эксплуатационных скважин. С Одесского месторождения газ по вновь построенному газопроводу будет доставляться в Глебовское подземное хранилище газа (ПХГ), а затем – в Крым. Для бурения эксплуатационных скважин использовалась принадлежащая украинскому «Черноморнефтегазу» СПБУ «Таврида». Их бурение ведется силами буровых подразделений «Черноморнефтегаза».

На Субботинском месторождении на пике добычи «Черноморнефтегаз» планирует добывать около 1 млн т нефти в год. Для ввода в месторождения в промышленную эксплуатацию требуется пробурить до 100 эксплуатационных скважин при глубине моря

Black Sea coincide. Under Scenario 1 the entire scope of exploration drilling in the Black Sea will be contributed by the Russian projects of Rosneft and Chernomorneftegaz (Russia). All production drilling will be done in the Ukrainian sector by Chernomorneftegaz (Ukraine). Exploration on the Ukrainian shelf will be confined to seismic exploration in the Prikerchensky area. A total of 28,000-32,000 meters of exploration wells and 443-450 meters of production wells will be drilled in 2012-2020 in the Russian, Ukrainian, Georgian and Abkhazian sectors.

Scenario 3 assumes that as border disputes are settled exploration drilling will get under way on the Georgian and Abkhazian shelf and within the confines of the Ukrainian part of the Pallas structure. In that case, as compared to Scenario 1 the scope of exploration drilling will grow to 42,000-48,000 meters, while the scope of production drilling will remain the same.

The two new drilling rigs purchased by Chernomorneftegaz (Ukraine) in 2011-2012 and the Sivash and Tavrida rigs will meet the demand for drilling down to depths of 120 meters in the Russian and Ukrainian sectors of the Black Sea and the Sea of Azov.

One or two drilling rigs capable of operating within the depth of 200 meters are needed to develop the Pallas structure. They could be leased by Chernomorneftegaz (Ukraine).

In the longer term, the commercial commissioning of fields under the Temryuk-Akhtar project (Russia) and Subbotinskoye (Ukraine) will require 3-4 rigs, and the development of the Pallas structure, 1-2 rigs (beyond 2020). Overall, the demand for rigs in these two seas will not be more than five.

The Azov Sea

The Azov Sea is not as difficult in terms of exploration and drilling as the Black Sea. Its maximum depth is 12 meters in the area of the Kerch Strait. But there are no significant reserves of hydrocarbons projected in it either. As a result it will be in the shadow of the Black sea over the next eight years.

Projects

The Temryuk-Akhtar Project undertaken by LUKOIL and Rosneft is the largest in the Sea of Azov from the perspective of future production scopes. The project is operated by Priazovneft incorporated by LUKOIL (42.5%), Rosneft (42.5%) and the Krasnodar regional administration (15%). In January 2012 the Krasnodar regional administration sold its equity stake to Rosneft. Priazovneft is now owned by Rosneft (57.5%) and LUKOIL (42.5%). 2D seismic exploration has been done (1,044 meters), further 2D seismic exploration (640 meters) is underway along with 3D seismic exploration of 185 sq.km.

в пределах 90 м. Их бурение ранее производилось СПБУ «Сиваш», принадлежащей «Черноморнефтегазу». В 2011 году «Черноморнефтегаз» 2011 году приобрел буровую установку, способную работать при глубинах моря в 90 м и более. В первом квартале 2012 года она начала работать на Субботинском месторождении. Еще одну буровую установку украинская компания приобретет в течение 2012 года.

В 2010 году Правительство Украины одобрило меморандум о равнодолевом совместном предприятии (50% -украинское ГАО «Черноморнефтегаз», 50% - «ЛУКОЙЛ»), которое займется освоением Одесского, Безымянного и Субботинских месторождений. Вкладом «Черноморнефтегаза» при совместной деятельности должна стать геолого-экономическая оценка запасов нефти, природного газа и сопутствующих компонентов указанных месторождений. В начале февраля 2012 года договор о создании предприятия согласовали в Министерстве энергетики и угольной промышленности Украины.

Прогноз добычи углеводородов

В исследовании сделано заключение, что в российском, абхазском и грузинском секторах Черного моря добыча углеводородов к 2020 году не начнется при любом сценарии.

В украинском секторе Черного моря к 2020 году по любому из трех сценариев станет добываться около 1,4 млн т нефти и примерно 2,6 млрд куб. м газа. Эти объемы будут добываться на уже освоенных месторождениях ГАО «Черноморнефтегаз» (Украина) — Одесском и Безымянном месторождениях, а также в пределах Субботинской площади.

Прогноз бурения и потребности в платформах

Для Черного моря в сфере бурения сценарий 1 и 2 совпадают. В рамках сценария 1 предполагается, что весь объем поисково-разведочного бурения на Черном море придется на российские проекты «Роснефти» и ЗАО «Черноморнефтегаз» (Россия). При этом все эксплуатационное бурение станет производить в украинском секторе ГАО «Черноморнефтегаз» (Украина). Разведочные работы на украинском шельфе ограничатся сейморазведкой на Прикерченском участке. При этом во всей российской, украинской, грузинской и абхазской акваториях в 2012-2020 годах пробурят примерно 28-32 тыс. м поисково-разведочных и 443-450 тыс. м эксплуатационных скважин.

В сценарии 3 предполагается, что в результате урегулирования пограничных споров начнется поисково-разведочное бурение на грузинском, абхазском шельфе, а также в границах украинской части структуры Палласа. В этом случае по сравнению со сценарием 1 объем поисково-разведочного

Three exploration wells have been drilled. The Novoye field has been discovered. Production is expected to peak at 2.5-3 Mta after 2015.

Six gas fields, i.e. the Strelkovoye, Morskoye, North-Kerchenskoye, Eastern-Kazantipskoye, Northern-Kazantipskoye and Northern-Bulganskoye have been discovered in the Ukrainian sector. The exploration success factor is rated at 0.5. The Strelkovoye, Eastern-Kazantipskoye and Northern-Bulganskoye fields are being developed. Exploration has been completed at the North-Kerchenskoye, Northern-Kazantipskoye and Morskoye fields. They have been mothballed due to a lack of funding. The main player in the Ukrainian sector of the Sea of Azov is Chernomorneftegaz. The commissioning of the Northern-Kerchenskoye, Northern-Kazantipskoye and Morskoye fields may be expected no earlier than 2020 owing to the lack of funding. Work will be resumed actively after drilling has been completed on the Black Sea shelf.

Hydrocarbon production projections

As far as production is concerned Scenarios 1 and 2 coincide for the Sea of Azov. The report concludes that the scope of production from the fields of the Temryuk-Akhtar Project in the Russian sector of the Sea of Azov will reach 3 Mta of oil by 2020.

The Ukrainian sector of the Azov Sea will at best retain the current scope of gas production, which is about 900 mcma.

Drilling projections

The report contains projections for the Sea of Azov under Scenarios 1 and 2. Scenario 3 was not considered as there are no disputed trans-border fields in that sea. Nor are there any promising structures. Under Scenarios 1 and 2 the scope of production drilling in 2012-2020 across the Sea of Azov will amount to 60,000 meters. The scope of exploration drilling will not be above 16,000 meters under Scenario 1 and it will be 2-24,000 meters under Scenario 2.

Conclusion

The facts set forth in the study clearly indicate that the development of the Russian shelf presents considerable difficulty unless state support is provided and a large number of Russian companies become involved, including those owned privately. Therefore, the plans made for the adoption of an exploration program on the continental shelf of the Russian Federation for 2012 – 2030 are well-timed, given that they provide for the broad involvement of national companies in offshore production.

To get additional information on RPI report “Oil And Gas Production in the Shelf of Russia and the CIS Nations – The Outlook for the Industry Until 2020”, please contact Svetlana Muradova by phone at: +7 (495) 778 4597 / 778 9332 or by email: research@rpi-research.com
www.rpi-research.com

бурения увеличивается до 42-48 тыс. м, а объем эксплуатационного бурения остается прежним.

Для Черного и Азовского морей уже закупленные «Черноморнефтегазом» (Украина) в 2011-2012 годах две новые буровые установки в сумме с принадлежащими ей же установками «Сиваш» и «Таврида» способны полностью удовлетворить потребности в бурении в российском и украинском секторах Черного и Азовского морей при глубинах моря до 120 м.

Для освоения структуры Палласа необходимы 1-2 буровые установки, способные работать при глубинах до 200 м. Они могут быть арендованы украинским «Черноморнефтегазом».

В дальнейшем для введения в промышленную разработку месторождений в рамках Темрюкско-Ахтарского проекта (Россия) и Субботинской площади (Украина) потребуются 3-4 платформы, для разработки структуры Палласа — 1-2 платформы (уже за пределами 2020 года). Таким образом общая потребность в платформах на этих двух морях не превысит 5 единиц.

Азовское море

Азовское море – не такое сложное, как Черное море, с точки зрения проведения геолого-разведочных и буровых работ. Его максимальная глубина в районе Керченского пролива не превышает 12 м. Однако и больших запасов углеводородов в его акватории не прогнозируется. В результате в течение предстоящих восьми лет оно останется в тени Черного моря.

Проекты

Наиболее крупным, с точки зрения последующих объемов добычи, в российском секторе Азовского моря является Темрюкско-Ахтарский проект, реализующийся «ЛУКОЙЛом» и «Роснефтью». Оператором проекта является ОАО НК «Приазовнефть». Она учреждена компаниями «ЛУКОЙЛ» (42,5%), «Роснефть» (42,5%), а также администрацией Краснодарского края (15%). В январе 2012 года администрация Краснодарского края продала свой пакет акций «Роснефти». Таким образом состав акционеров «Приазовнефти» стал следующим: «Роснефть» - 57,5% акций, «ЛУКОЙЛ» - 42,5%. В ходе реализации проекта сделана сейморазведка 2D в объеме 1 044 пог. км, выполняется программа сейморазведочных работ 2D в объеме 640 пог. км и сейморазведочных работ 3D в объеме 185 кв. км. Пробурены три разведочных скважины. Открыто месторождение Новое. После 2015 года возможна добыча с пиком в 2,5-3 млн т в год.

В пределах украинского сектора открыто 6 газовых месторождений: Стрелковое, Морское, Северо-Керченское, Северо-Казантипское, Восточно-Казантипское и Северо-Булганакское. Коэффициент

успешности поисковых работ составляет 0,5. В разработке находится три месторождения - Стрелковое, Восточно-Казантипское и Северо-Булганакское. Северо-Керченское, Северо-Казантипское и Морское месторождения разведаны и законсервированы из-за недостатка финансовых средств. Основным игроком в акватории украинского сектора Азовского моря является ГАО «Черноморнефтегаз». Ввод в промышленную разработку Северо-Керченского, Северо-Казантипского и Морского месторождений можно ожидать не ранее 2020 года из-за недостатка финансовых средств. Работы предполагается активизировать только после окончания бурения на шельфе Черного моря.

Прогноз добычи углеводородов

В сфере добычи сценарии 1 и 2 для Азовского моря совпадают. В исследовании утверждается, что в российском секторе Азовского моря к 2020 году объем добычи будет равен около 3,0 млн т нефти в год- он станет добываться на месторождениях, входящих в Темрюкско-Ахтарский проект.

В украинском секторе Азовского моря в лучшем случае удастся сохранить нынешний объем добычи газа – около 900 млн куб. м в год.

Прогноз бурения

Для Азовского моря в отчете сформированы прогнозы, соответствующие сценарию 1 и сценарию 2. Сценарий 3 не рассматривался, так как в акватории Азовского моря нет спорных трансграничных месторождений или перспективных структур. По сценариям 1 и 2 в 2012-2020 годах объем эксплуатационного бурения во всей акватории составит 60 тыс. м. В то же время по сценарию 1 объем поисково-разведочного не превысит 16 тыс. м, а по сценарию 2- 24 тыс. м.

Заключение

Приведенные в исследовании факты наглядно показывают, что освоение российского шельфа крайне затруднительно без государственной поддержки и широкого привлечения российских компаний, в том числе с участием частного капитала. Поэтому весьма своевременным представляется планируемое принятие Программы разведки континентального шельфа Российской Федерации на период с 2012 по 2030 годы, предусматривающей привлечение к работам на море национальных компаний.

Дополнительную информацию о публикации RPI «Добыча нефти и газа на шельфе России и стран СНГ: перспективы развития до 2020 года» Вы можете получить, связавшись с Ольгой Елкановой по телефонам: +7 (495) 778 4597 / 778 9332 или по электронной почте: ElkanovaO@rpi-inc.com. www.rpi-research.com