

Будущее Каспия затмит его прошлое

Caspian's Future to Outshine its Past

Фото любезно предоставлено BP Photo courtesy of BP

Марк Томас: ROGTEC Magazine

Mark Thomas: ROGTEC Magazine Correspondent

История нефтедобычи на Каспийском море – одна из самых старых историй в бизнесе разведки и добычи углеводородов. Вряд ли найдется кто-нибудь, не знакомый с ролью Каспия как одного из первейших крупных нефтепроизводящих центров в мире: к 1900 году здесь уже насчитывалось больше трех тысяч работающих скважин. Но в первичном секторе нефтяного бизнеса нужно всегда смотреть в будущее, а в этом внутриконтинентальном морском районе смотреть, что ждет там, впереди, действительно предпочтительнее, нежели тратить время, оглядываясь в прошлое на былые достижения, какими бы впечатляющими они ни были.

Многие по-прежнему считают Каспий простым мелководным благодатным районом. Но уже сейчас существуют планируемые или находящиеся на ранних стадиях внедрения разработки, которые предполагают осуществление действий в этом закрытом море на ранее не затрагиваемых глубинных участках, а учитывая произошедшее с компанией BP (которая уже является хорошо устоявшимся крупным игроком

The history of the oil industry in the Caspian Sea is one of the oldest tales known in the Exploration & Production business. Few are those who are not aware of the role that the Caspian holds as the original oil producing centre of the world, with 3,000 producing wells by the year 1900. But the upstream industry is all about looking forward, and in this landlocked offshore sector it's worth looking ahead to what's coming up on the horizon rather than spending too much time looking back over what's been achieved so far, impressive though it is.

For many, the Caspian is still considered to be a simple shallow-water benign environment. But developments are now being considered or in the early stages of implementation that are taking activities in this inland sea into previously untapped deeper waters – and with what happened to BP (itself already a long-established major player in the Caspian) in the Gulf of Mexico last year, that means an even more heightened focus on environmental responsibility post-Macondo in what is recognised as one of the world's most sensitive ecological systems.

On top of this, the northern portion of the sea remains ice-bound for large parts of the year, with this too

на Каспийском море) в Мексиканском заливе в прошлом году, это означает еще более усиленное внимание к вопросам экологической ответственности в “пост-Макондовских” условиях на территории, которая считается одной из наиболее чувствительных экосистем в мире.

Кроме этого, северная часть моря ежегодно остается скованной льдом довольно продолжительное время, и это также создает уникальные по сложности задачи для планируемых или находящихся на ранних стадиях разработки морских проектов России и Казахстана.

Говоря же языком сухих фактов, лидирующую роль в производстве и нефти, и газа в водах Каспийского моря играет все же Азербайджан. Ожидается, что он продолжит нести пальму первенства по капитальным затратам в этом регионе еще долгие годы, в то время как Казахстан, Россия и Туркменистан будут тратить от 1.6 до 2 миллиардов долларов ежегодно в период с 2011 по 2015 год, согласно недавно опубликованным оценкам аналитической компании Infield Systems.

Флагманским в Каспийском регионе станет проект “Полномасштабное освоение месторождения (ПМОМ) Шах-Дениз” в азербайджанском секторе моря. Этот гигантский проект представляет собой второй этап освоения этого района, включающий также расширение Южнокавказского газопровода. Продолжение работ по проекту стало возможным после пятилетнего продления соглашения о разделении продукции (СРП) до 2036 года, подписанного в конце прошлого года Азербайджанской государственной нефтяной компанией SOCAR и партнерами по проекту Шах-Дениз - компаниями BP, Statoil и Total.

Возглавляемый BP (имеющей 25.5% прямого долевого участия), второй этап разработки втрое увеличит общую производительность поля и обеспечит дополнительные 16 миллиардов кубометров газа и до 100 тысяч баррелей конденсата.

Проект потребует серьезных расходов со стороны BP и ее партнеров: предполагается строительство двух новых морских платформ, которые будут произведены в Азербайджане, бурение до 30 подводных морских скважин и протяжка свыше 500 километров подводного газопровода. Кроме этого, также потребуются значительное расширение Сангачальского терминала и модернизация 700 километров Южнокавказского трубопровода в Грузию и Турцию для увеличения его пропускной способности до уровня свыше 20 миллиардов кубометров в год.

providing unique challenges for projects underway or being considered for Russia and Kazakhstan’s offshore sectors.

In terms, however, of straightforward facts, it is Azerbaijan that holds the lead role as the largest offshore producer in the Caspian Sea of both oil and gas. It is expected to continue spearheading Capital Expenditure in the region for many years to come, with Kazakhstan, Russia and Turkmenistan expected to contribute between US \$1.6 billion and \$2 billion in expenditure each over the period 2011 to 2015, according to recent figures from analysts Infield Systems.

A flagship project for the Caspian region will be the Shah Deniz ‘Full Field Development’ offshore Azerbaijan. The giant project represents Stage 2 of the field’s development, as well as the expansion of the South Caucasus Pipeline, and was able to move ahead after a 5-year extension to the Production Sharing Agreement (PSA) to 2036 was signed at the end of last year by Azerbaijan’s state oil company SOCAR and the Shah Deniz partners BP, Statoil and Total.

Led by BP (with a 25.5% working interest), the second phase will eventually triple overall production from the field, and deliver an additional 16 Bcm a year of gas and up to 100,000 barrels of condensate.

The project will involve major spending by BP and its partners, with two new offshore platforms to be fabricated in Azerbaijan, up to 30 subsea wells drilled, and more than 500 kilometres of subsea pipelines to be laid. In addition there will also need to be a major expansion of the Sangachal Terminal as well as of the 700 kilometre South Caucasus Pipeline to Georgia and Turkey to more than 20 Bcm per year.

Appraisal activity is still underway for the Shah Deniz FFD, with wells such as the SDX-06 appraisal recently successfully drilled by the Istiglal rig. The probe is located in the northern part of the field and was drilled to a planned total depth of 6,272 metres. The Istiglal is due to then move on and carry out further appraisal drilling elsewhere on the field.

The proposed development concept itself would see two new bridge-linked production platforms, fed by up to 30 subsea wells to be drilled by two semisubmersible rigs. These wells will sit in water depths of up to 550 metres – the deepest yet drilled in the Caspian.

With first gas planned for 2017, engineering studies are still underway and are expected to be completed by around mid-2011 in order for the project to proceed on schedule and enter the next stage of development.

Mr Al Cook, Vice President of the Shah Deniz Development at BP, recently described the 30 trillion

По проекту Шах-Дениз ПМОМ все еще продолжают оценочные работы и закладываются такие скважины как "SDX-06 оценочная", недавно успешно пробуренная с помощью буровой установки Istiglal. Скважина находится в северной части поля и пробурена на проектную конечную глубину 6272 метров. Теперь Istiglal должна переехать и продолжить оценочные работы на других участках поля.

Концепция развития проекта предполагает строительство двух новых соединенных мостом производственных платформ, куда будет поступать газ из 30 подводных скважин, построить которые планируется при помощи двух полупогружных буровых установок. Скважины будут заложены на глубине до 550 метров, рекордной для скважин, пробуренных на сегодняшний день в Каспийском море.

Первый газ планируется добыть в 2017 году, инженерные исследования все еще ведутся и планируются к завершению в середине текущего года, чтобы проект продолжился по графику и смог перейти на следующий этап своего развития.

Господин Ал Кук, вице-президент по проекту развития месторождения Шах-Дениз компании BP, недавно назвал это поле с 30 триллионами кубометров газа "одним из величайших мировых газовых месторождений" и заявил, что проект полномасштабной отработки месторождения теперь готов перейти к этапу принятия финального решения по инвестированию.

"Это действительно гигантский проект. На сегодняшний день, он является крупнейшим из всего портфеля мировых месторождений BP и, несомненно, одним из крупнейших в мире. Первая добыча газа в 2017 году позволит нам увеличить поставки газа с сегодняшних 8 миллиардов до общего объема поставок в 24 миллиарда кубометров", - сказал он.

Но Шах-Дениз - это не единственный проект в центре внимания BP и SOCAR на грядущие годы. Подписанное двумя компаниями в октябре прошлого года соглашение (СРП) о совместной разведке и разработке блока Шафаг-Асиман, также находящегося в морском секторе Азербайджана, ознаменовало начало двустороннего сотрудничества по разведке и разработке нового морского блока.

Согласно 30-летнему СРП, оператором проекта будет BP с 50% долей, а SOCAR будет принадлежать вторая половина проекта. Блок располагается примерно в

cubic feet field as "one of the world's great gas fields" and said the Full Field Development was now ready to move forward towards a Final Investment Decision.

"This is a truly giant project. It is currently the largest in BP's worldwide portfolio and indeed one of the largest in the world. First production in 2017 will allow us to ramp up gas supplies from around 8 Bcma today to a total of 24 Bcma," he said.

But Shah Deniz is not the only future focus of BP and SOCAR, with a PSA signed in October last year between the two companies for joint exploration and development of the Shafag-Asiman structure also in the Azerbaijan offshore sector, marking the beginning of bilateral co-operation between the two companies in exploration and development of a new offshore block.

Under the 30-year PSA BP will act as the operator with a 50% interest, while SOCAR will hold the other half. With the block lying around 125 kilometres to the south east of Baku, it covers an area of some 1,100 square kilometres and is truly frontier unexplored territory. Located in a part of the Caspian featuring water depths ranging up to 800 metres, reservoir depths are put at around 7,000 metres.

And what cannot be forgotten is the massive amount of work that still remains to be done (and money to be spent) on the Azeri-Chirag-Gunashli (ACG) development.

This huge and pioneering project last year saw US \$426 million laid out in operating expenditure and \$1.65 billion in capital expenditure. BP is again the operator with a 37.4% stake, with its partners being Chevron (11.3%), SOCAR (10%), INPEX (11%), Statoil (8.6%), ExxonMobil (8%), TPAO (6.7%), ITOCHU (4.3%) and Hess (2.7%).

Producing an average of 823,100 b/d from the Chirag, Central Azeri, West Azeri, East Azeri and Deep Water Gunashli platforms, this is a world-class development. Current activity includes rig maintenance on the Chirag platform, which is due to be completed in the fourth quarter of this year, and the delivery of two new oil producer wells (B04z and B18y) and one gas injector well (B01y) during the course of 2011. Another oil producer well (C15z) will be completed on West Azeri, with another on East Azeri (D20) and a further one on Deep Water Gunashli (E16) before the end of the year.

With the ongoing \$6 billion Chirag Oil Project to see a new fixed platform installed in the Chirag-Deep Water Gunashli area in 170 metres of water, the Production, Drilling and Quarters facility will be partially integrated with the existing DWG facility via subsea pipelines for the export of produced water for disposal and the receipt of inject water for reservoir water flood.

Solutions for tomorrow's world

Van Oord Offshore is an Offshore and EPC Contractor that offers high precision subsea rock installation, trenching & backfilling, landfall installation, pipe pulling and SPM & GBS installation works. With an extensive global track record in the offshore construction industry, Van Oord Offshore has proven its expertise to provide clients with a safe and solid solution for their offshore structures.

www.vanoord.com

SPM installation



Subsea rock installation



Trenching and backfilling



Landfall construction



GBS installation



125 километрах к юго-востоку от Баку и покрывает площадь около 1100 квадратных километров, являясь при этом действительно новой и неисследованной территорией. Находясь в той части Каспия, где диапазоны глубин колеблются в пределах 800 метров, продуктивные пласты залегают на глубине около 7000 метров.

Также не стоит забывать, что предстоит еще проделать огромную работу (и понести материальные затраты) по развитию месторождения Азери-Шираг-Гунашли (АШГ).

Эксплуатационные расходы на этот огромный новаторский проект в прошлом году составили 426 миллионов, а капитальные затраты 1.65 миллиарда долларов. Оператор этого проекта - снова компания BP с долей участия 37.4%, а ее партнеры - Chevron (11.3%), SOCAR (10%), INPEX (11%), Statoil (8.6%), ExxonMobil (8%), ТРАО (6.7%), ИТОЧУ (4.3%) и Hess (2.7%).

Производящая в среднем 823100 баррелей в день с платформ Шираг, Центральная Азери, Западная Азери, Восточная Азери и Глубоководная Гунашли, это разработка мирового класса. Текущие мероприятия по проекту включают ремонт буровой на платформе Шираг – его планируют завершить в четвертом квартале этого года, сдачу двух новых производственных нефтяных скважин (B04z и B18u) и бурение одной газонагнетательной скважины (B01u) в течение 2011 года. До конца этого года на Западной Азери будет закончена производственная скважина (C15z), еще одна на Восточной Азери (D20) и еще одна на Глубоководной Гунашли (E16).

Учитывая, что новая платформа работающего нефтяного проекта Шираг стоимостью 6 миллиардов долларов вскоре будет установлена в районе Шираг-Глубоководная Гунашли, на глубине 170 метров, производственные, буровые и жилые сооружения будут частично соединены с существующими сооружениями ГВГ посредством подводного трубопровода для вывода пластовых вод и нагнетания воды для заводнения пласта.

Около 4 миллиардов долларов из общей суммы будут потрачены на строительство сооружений по программе предварительных буровых работ, а остальные средства пойдут на бурение скважин во время обустройства платформы уже на этапе эксплуатации. Первую нефть планируют добыть в конце 2013 года.

Не менее огромный проект находится севернее в Каспийском море, где итальянская Eni и ее партнеры разрабатывают многомиллиардное

Around \$4 billion of the total will be spent on the construction of the facilities as the pre-drill programme, with the remainder to be spent on platform development well drilling during the production period. First oil is planned to flow by late 2013.

An equally giant project sits further north in the Caspian Sea, where Italy's Eni and its partners are in the process of developing the multi-billion dollar Kashagan field in the North Caspian PSA, some 80 kilometres south east of Atyrau. The PSA contains other fields such as Kashagan South West, Kalamkas, Aktote and Kairan, and will remain the major focus for exploration and development activity offshore Kazakhstan over the next few years.

Via the Agip Kazakhstan North Caspian Operating Company N.V., Eni is responsible for the execution of the first phase of development and for the onshore part of the second phase of development for the technically-challenging field, which has estimated recoverable reserves of at least 11 billion barrels.

With the development plan outlining a phased approach with the aim of producing between 7-9 billion barrels of gross recoverable reserves, expandable to 13 billion barrels through partial gas reinjection, this is another world-class project for the Caspian.

Latest indications are that the first development phase is progressing on schedule with the use of advanced techniques to cope with high reservoir pressures, the presence of high concentrations of hydrogen sulphide, as well as harsh environmental conditions.

More than 80% of the work has been completed on this phase, and first oil is being forecast for December 2012. The overall scheme entails the construction of production hubs located on platforms and artificial islands, which will collect production from satellite islands from which production wells will be drilled.


In the first development phase oil and non-reinjected gas will be treated in the hubs and delivered, through two separate lines, to onshore treatment plants (located at Bolashak, near Atyrau). The oil will be further stabilized and purified. Natural gas will be treated for the removal of hydrogen sulphide and will be mostly used as fuel for the production plants; the remaining amount will be marketed.

Eni says that once the further phases of development have been implemented, Kashagan's full field production plateau could reach 1.5 million b/d, a 25% increase over the original target.


This will be added to by contributions from the other discoveries in the PSA area, with successful appraisal

Освоение подводных ресурсов Арктики

Сейчас это становится реальностью

A wide-angle photograph of a vast, flat expanse of sea ice under a dramatic, cloudy sky at sunset or sunrise. The ice is white and textured, with some darker patches. In the distance, a small, dark structure, possibly a drilling rig or platform, is visible on the right side.

Оптимальные технологические решения, богатый опыт и лидирующие позиции компании FMC Technologies вносят важный вклад в успешную разработку подводных месторождений на Арктическом шельфе. Технологии FMC Technologies значительно облегчают разработку и эксплуатацию подводных месторождений в условиях арктических морей покрытых льдом до семи месяцев в году. Полный комплекс наших технических решений включает в себя надежные и опробованные технологии для подводного бурения, добычи, сепарации, переработки и перекачки углеводородов, системы дистанционной подбивки, экологически чистые электрифицированные системы контроля, системы мониторинга и системы управления потоком углеводородов. Не позволяйте арктическим льдам встать у вас на пути. Обращайтесь за помощью к компании FMC Technologies.

A detailed view of subsea equipment on the seabed. Several yellow metal structures, likely part of a drilling or production system, are connected by a network of black cables. The seabed is dark and uneven, with some lighter patches. The equipment is positioned in a line, with cables extending from the left towards the right.

Мы поможем Вам выйти вперед,
И удержат лидирующие позиции.

www.fmctechnologies.com

Кашаганское поле Северо-Каспийского СРП в 80 километрах юго-восточнее Атырау. В СРП входят и другие поля, такие как Юго-Западный Кашаган, Каламкас, Актоты и Кайран; эти месторождения продолжают оставаться центром внимания работ по разведке и разработке в морских водах Казахстана на ближайшие годы.

Через Аджип Казахстан Норт Каспиан Оперейтинг Компании Б.В., Eni отвечает за исполнение первого этапа и за континентальную часть второго этапа разработки этого технически сложного поля, где извлекаемые запасы оцениваются как минимум в 11 миллиардов баррелей.

Поэтапный план развития месторождения, предполагающий производство от 7 до 9 миллиардов баррелей общих извлекаемых запасов и увеличение общего объема добычи до 13 миллиардов баррелей путем частичной повторной закачки газа, делает этот проект еще одним проектом мирового класса в Каспийском регионе.

По последним данным, первый этап разработки идет по графику при использовании передовых технологий, позволяющих справляться с такими сложностями как высокое внутрипластовое давление, наличие высоких концентраций сероводорода, а также суровые климатические условия.

Более 80% запланированных по этому этапу работ уже завершено, первую нефть планируется добыть в декабре 2012 года. Общая схема развития включает строительство ЭТК на платформах и искусственных островах, куда нефть будет поступать из скважин, пробуренных на соседних островах-спутниках.

На первом этапе разработки, нефть и первично добытый газ будут обрабатываться на ЭТК и по двум отдельным трубопроводам направляться на наземный завод Болашак рядом с Атырау, где нефть пройдет дальнейшую переработку и очистку. Природный газ будет очищаться от сероводорода и будет использован, в основном, как топливо для производственных целей, а оставшиеся объемы газа будет реализовываться на рынке.

Как считают представители компании Eni, после выполнения работ, предусмотренных следующими этапами разработки, производство в период пиковой добычи достигнет 1.5 миллиона баррелей в день, что на 25% превышает первоначально планируемые показатели.

Это станет дополнением к другим открытым месторождениям в районе действия СРП, где уже

wells already drilled on the Aktote, Kairan and Kalamkas structures. Partners in Kashagan are Eni, ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Total and ConocoPhillips.

Also off Kazakhstan, a recent exploration probe on the N-Block license area by a ConocoPhillips-lead consortium has also given encouraging early signs, although it has not yet been officially confirmed. The first well in the block detected hydrocarbons at several intervals before it was completed earlier this year, according to Kaiyrgeldy Kabyldin, Chairman of Kazakh state oil company KazMunaiGas.

Although still at a very early stage, Mr Kabyldin said the field could hold more than 4.6 billion barrels of oil in place. The well was targeting the biggest prospect to be drilled offshore Kazakhstan since Kashagan was discovered in 2000.

The N-Block is located 30 kilometers south-southwest of Aktau and is 51% owned by KazMunaiGas, with Abu Dhabi-based Mubadala Oil & Gas and ConocoPhillips holding 24.5% each. A second well will be drilled later this year to confirm the findings of the initial probe on the Rakushechnoe More structure. Around \$100 million was spent drilling the first well, which was capped to avoid the potential risk of a blowout, which happened a decade earlier when a well was drilled on the same structure.

Kazakhstan continues to attract keen interest internationally, with India's Oil & Natural Gas Corp. in the process of buying a 25% stake in the Satpayev exploration block after the Indian government gave the go-ahead for a total investment plan of \$400 million. This would include a signature bonus of \$13 million and \$80 million as a fee for taking the stake, with the rest to be spent on the exploration program.

The Satpayev block is located off the country's south-western coast, with KazMunaiGas to hold the remaining 75% interest in the block.

The other player in the northern Caspian is of course Russia, which has already discovered eight large fields and identified a further 16 prospective structures. With recoverable reserves put at more than 1 billion tons of oil equivalent, Russia's Lukoil got the ball rolling officially with first oil produced from the Yuri Korchagin field in 2009, after discovering it in 2000.

The ice-resistance production facility will produce recoverable reserves of nearly 30 million tons of oil and 63 Bcm of gas, with the operator having so far sunk around \$1.2 billion in the project so far.

Progress in Russia's sector has not been quite as fast as some observers hoped, with the planned development



Фото любезно предоставлено BP Photo courtesy of BP

успешно завершено бурение оценочных скважин на участках Актоты, Кайран и Каламкас. Партнеры по проекту Кашаган – компании Eni, ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Total и ConocoPhillips.

Также в казахстанских водах Каспия, недавняя разведочная скважина в N-блоке лицензионной площади, принадлежащей консорциуму во главе с ConocoPhillips, показала ранние признаки перспективности, хотя официально это еще не подтверждено. Первая скважина блока показала наличие углеводородов на нескольких интервалах еще до того, как ранее в этом году ее бурение было завершено, по словам Каиргельды Кабылдина, главы казахстанской государственной нефтяной компании КазМунайГаз.

Хотя поле все еще находится на раннем этапе освоения, господин Кабылдин говорит, что запасы пластовой нефти могут составлять свыше 4.6 миллиарда баррелей. Целью бурения скважины был самый большой перспективный участок в морских водах Казахстана с момента открытия Кашагана в 2000 году.

N-блок расположен в 30 километрах к юго-юго-западу от Актау; 51% месторождения принадлежит

of the Vladimir Filanovsky field to take place in 2014/15. The field holds an estimated 220 million tons of oil and 40 billion cubic metres of gas. Its development will be followed around two years later by the two gas-condensate discoveries Sarmatskoye and Khvalynskoye. These will all, of course, add to the growing logistical infrastructure established in Astrakhan.

That infrastructure will definitely be required. Lukoil has previously estimated the potential need for up to 28 new platforms and more than 1,000km of pipeline to develop these and other oil fields in this area over the next decade, activity that would require several billion dollars of investment.

Another license where progress has not been as quick as hoped is the Lagansky block in the Russian sector, which Sweden's Lundin Petroleum operates with a 70% interest. The company is hoping to resume appraisal of its Morskaya oil discovery there once discussions with potential partners are completed. The field, discovered in 2008, recently saw 103 square kilometers of 3D seismic acquired to help delineate fresh drilling targets.

Lundin describes Morskaya as a major oil discovery but due to its offshore location is deemed to be strategic by the Russian Government under the Foreign Strategic

КазМунайГазу, а Mubadala Oil & Gas из Абу-Даби и ConocoPhillips владеют по 24.5% проекта. Вторая скважина будет пробурена позднее в этом году для подтверждения результатов первой разведочной скважины на структуре Ракушечное Море. Строительство первой скважины обошлось в 100 миллионов долларов, после чего она была опечатана для предотвращения риска потенциального выброса, что уже произошло десять лет назад при бурении скважины в этой же структуре.

Казахстан продолжает привлекать интерес международных инвесторов. Так, индийская Oil & Natural Gas Corp. находится в процессе покупки 25% доли перспективного нефтеносного участка Сатпаев, что произошло после утверждения правительством Индии плана инвестиций на общую сумму в 400 миллионов долларов. Это включает подписной бонус в 13 миллионов и 80 миллионов долларов как платеж за вступление в капитал, а оставшаяся сумма будет потрачена на программу разведки месторождения.

Участок Сатпаев расположен в водах Каспийского моря на юго-западном побережье Казахстана. Остальные 75% участия в проекте останутся у КазМунайГаза.

Еще одним игроком на севере Каспия является, конечно же, Россия, на счету у которой уже восемь открытых крупных нефтяных полей и 16 определенных перспективных структур.

Извлекаемые запасы составляют свыше 1 миллиарда тонн в нефтяном эквиваленте, а российский ЛУКОЙЛ уже сделал первые шаги в добыче углеводородов в этом регионе, получив первую нефть месторождения имени Юрия Корчагина в 2009 году, после его открытия в 2000.

Ледостойкий производственный комплекс произведет порядка 30 миллионов тонн извлекаемых запасов нефти и 63 миллиарда кубометров газа; инвестиции оператора в этот проект на сегодняшний день составили уже около 1.2 миллиарда долларов.

Прогресс в российском секторе идет не так быстро, как надеялись некоторые обозреватели: планируемая разработка месторождения имени Владимира Филановского начнется лишь в 2014-2015 году. Предполагаемые запасы поля – 220 миллионов тонн нефти и 40 миллиардов кубометров газа. Вслед за разработкой этого месторождения, двумя годами позднее планируется начало работ по открытым месторождениям Сарматское и Хвалынское. Все это, разумеется, будет

Investment Law. As a result a 50% ownership by a state-owned company is required prior to appraisal and development.

As always, working in the Caspian Sea requires patience and a long-term outlook. The region's history has already proven that. Patience is a virtue, it is said. And the huge potential rewards that lie in the Caspian mean that, for most, it is a virtue that will make the long wait very worthwhile.

способствовать расширению ныне развивающейся инфраструктуры Астраханской области.

Определенно, потребность в такой инфраструктуре существует. Лукойл уже заявлял о потенциальной необходимости строительства 28 новых платформ и свыше 1000 километров трубопровода, требуемых для развития этого и других нефтяных полей в данном регионе в период на ближайшие десять лет. Эти мероприятия потребуют капиталовложений на уровне нескольких миллиардов долларов.

Еще одна лицензионная площадь, работы по которой ведутся не так быстро, как предполагалось ранее – Лаганский блок в российском секторе Каспийского моря, где оператором с 70% долей проекта выступает шведская Lundin Petroleum. Компания планирует продолжить оценочные работы на открытой ими перспективной структуре Морская после завершения переговоров с потенциальными партнерами. На открытой в 2008 году структуре недавно завершились 3D-сейсморазведочные работы на площади 103 кв.км, что позволило определить границы дальнейших буровых работ.

Lundin считает структуру Морская крупным открытием нефтяных ресурсов, но, в связи с тем, что месторождение находится в море, согласно федеральному закону о порядке осуществления иностранных инвестиций в стратегические объекты, российское правительство обозначит это месторождение как стратегически важное, что потребует 50% долевого участия государственной нефтяной компании в проекте, прежде чем смогут продолжиться оценочные работы и освоение месторождения.

Как и всегда, работа в Каспийском море требует терпения и долгосрочного подхода, что уже доказано историей этого региона. Говорят, что терпение – это добродетель. Учитывая потенциально огромное вознаграждение, заложенное в природных богатствах Каспийского региона, эта добродетель многим придется кстати, ведь игра стоит свеч, и долгое терпение будет щедро вознаграждено.