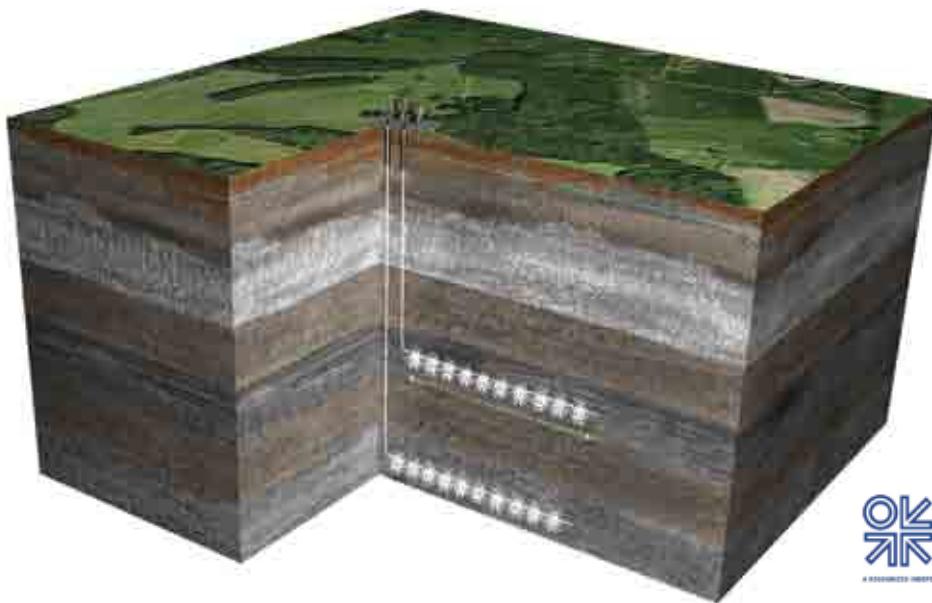


Освоение месторождений нефти низкопроницаемых пород в России



**THE OXFORD
INSTITUTE
FOR ENERGY
STUDIES**
A RESEARCH INDEPENDENT CENTRE OF THE UNIVERSITY OF OXFORD



Tight Oil Developments in Russia

Джеймс Хендерсон

The Oxford Institute for Energy Studies

Часть 2

James Henderson

The Oxford Institute for Energy Studies

Part 2

3. Деятельность компаний на российских месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти

Роснефть

Как и подобает российской национальной нефтяной компании, Роснефть взяла на себя ведущую роль в разработке трудноизвлекаемых запасов нефти в стране, в частности после того, как в 2011 году было объявлено о создании совместного предприятия с ExxonMobil. Первоначально, наиболее важной частью данного совместного предприятия представлялись разведочные работы в арктических шельфовых регионах России, в частности в южной части Карского моря, но когда в июне 2012 года компании подтвердили свои совместные планы, стало очевидно, что наибольшие выгоды в ближайшей перспективе скорее всего ожидаются от освоения значительных ресурсов Баженовской свиты и Ачимовских отложений, в т.ч.

3. Corporate Activity in Russia's Tight Oil Reservoirs

Rosneft

As befits Russia's National Oil Company, Rosneft has taken the leading role in the development of the country's tight oil reserves, in particular since the announcement of its joint venture with ExxonMobil in 2011. Initially the most significant part of this joint venture appeared to be the exploration of Russia's Arctic offshore regions, in particular the South Kara Sea, but when the companies confirmed their joint plans in June 2012 it became clear that the near term benefits would most likely be seen in the development of Rosneft's extensive Bazhenov and Achimov resources, including tight oil and shale oil reservoirs. The companies' plans will focus on a pilot project covering 23 licences with an area of over 10,000 km² and will include the drilling of new vertical and horizontal wells in addition to the deepening of existing wells and the revival of idle wells.

коллекторов трудноизвлекаемой нефти и сланцевой нефти. Планы компании будут фокусироваться на проекте опытно-промышленной разработки (ОПР), охватывающем 23 лицензионных участка площадью свыше 10 000 км², в который, помимо углубления существующих скважин и восстановления бездействующих скважин, будет входить бурение новых вертикальных и горизонтальных скважин. Далее, в течение периода пробной эксплуатации (2013–2015 гг.), в пластах будет применена самая современная технология гидроразрыва, после чего будет выполнена оценка возможности применения расширенной схемы разработки. У Роснефти также есть второе предприятие с иностранным участием для разработки ее запасов в сланцах, т.к. Роснефть будет работать с компанией Statoil в Самарской области с целью разведки доманиковых горизонтов на ее 12 лицензионных участках. Так же как и в случае с совместным предприятием с ExxonMobil, Statoil предоставит финансирование и технический опыт в сотрудничестве с российскими работниками Роснефти в данном регионе.

Роснефть предоставила ряд предварительных оценок своих потенциальных запасов трудноизвлекаемой нефти, в т. ч. оценку, датированную весной 2012 года, согласно которой ее запасы нефти в баженовской свите и трудноизвлекаемые запасы нефти составляют до 18 млрд. баррелей, а позже, на презентации для инвесторов в октябре 2012 года, была представлена более низкая оценка в 5,8 млрд. баррелей, которая затем была увеличена до 10,3 млрд. баррелей “трудноизвлекаемых” запасов, как было объявлено на круглом столе для аналитиков в Москве в мае 2013 года. Такое расхождение оценок отражает не только различия в определениях вышеупомянутых сланцевых, нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов и ресурсов нефти, но также то, что применение новой технологии, внедряемой компанией ExxonMobil, находится на очень ранней стадии. Как результат, другая оценка Роснефти, согласно которой объем добычи из ее нетрадиционных месторождений может достичь 300 тыс. баррелей в сутки к 2020 году, должна также рассматриваться с некоторой осторожностью.

Тем не менее, Роснефть действительно имеет некоторый собственный опыт разведки и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, выполнив начальный проект добычи нефти из малопроницаемых пластов Салымской группы месторождений силами своего дочернего предприятия “Юганскнефтегаз”. Результаты ее работы не были особенно положительными, хотя компании удалось установить, что притоки в вертикальных скважинах, пробуренных к пластам

The latest fracking technology will then be applied to the formations during a trial period covering 2013–2015, after which an assessment will be made about a broader potential development scheme. Rosneft also has a second international partnership for its shale resources, since it will work with Statoil in the Samara region to explore the Domanic formations in twelve of its licences. As in the case of the ExxonMobil JV Statoil will be providing financial support and technical expertise in co-operation with Rosneft's domestic employees in the region.

Rosneft has provided a number of estimates of its tight oil potential, including an assessment in Spring 2012 that its Bazhenov and tight oil resources amounted to 18 billion barrels, followed by a lower 5.8 billion barrel estimate at an investor presentation in October 2012, which was then increased to 10.3 billion barrels of ‘hard-to-recover’ resources stated at a roundtable for analysts in Moscow in May 2013. This disparity in estimates reflects not only the varying definitions of shale, unconventional, ‘hard-to-recover’ and tight oil reserves and resources mentioned above but also the fact that the application of the new technology being introduced by ExxonMobil is at a very early stage. As a result, another Rosneft estimate that production from its unconventional resources could reach 300 kbpd by 2020 must also be viewed with some caution.

Nevertheless, Rosneft does have some experience of its own in exploring for and developing tight oil resources, having undertaken an initial project to produce oil from the less permeable reservoirs at the Salym suite of fields via its Yuganskneftegas subsidiary. Its results were not particularly positive, although it did manage to establish that flow rates of 10 tonnes per day (c.75 bpd) could be sustained over several decades from vertical wells drilled into the Bazhenov and Abalak formations. This level of production, however, and the very low overall recovery rate of 7 per cent, would not make such a development economic on a widescale basis, hence the need for the more modern techniques planned to be used in the JV with ExxonMobil.

Surgutneftegas

Development of the tight oil resources around the Salym field has also been a focus for Surgutneftegas, and indeed the company has the longest history of any Russian company in the search for an economic way to develop ‘hard-to-recover’ oil. Over the past 30 years Surgutneftegas has drilled more than 600 wells into the Bazhenov formation on its licences, but the mixed results again highlight the difficulties in developing the resource successfully. 37 per cent of the company’s wells have been dry, demonstrating the problems with understanding the properties of a reservoir which is not homogenous, although more encouragingly the 63 per

баженовско-абалакского комплекса, могут поддерживаться на протяжении нескольких десятков лет на уровне 10 т/сут. (или около 75 баррелей в сутки). Тем не менее, данный уровень добычи и очень низкий общий коэффициент извлечения нефти, составляющий 7%, не обеспечат экономическую целесообразность такого освоения в широком масштабе, отсюда возникает необходимость в более современных методах, которые планируется применять в СП с ExxonMobil.

Сургутнефтегаз

Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в районе Салымского месторождения также было в центре внимания компании "Сургутнефтегаз", и, действительно, у данной компании наиболее долгая, по сравнению с другими российскими компаниями, история поиска экономически целесообразного способа разработки трудноизвлекаемой нефти. В течение последних 30 лет компания "Сургутнефтегаз" пробурила более 600 скважин на баженовскую свиту на своих лицензионных участках, но противоречивость результатов, опять же, лишь подчеркивает трудности, связанные с успешной разработкой данных запасов. 37% скважин компании оказались «сухими», что демонстрирует проблемы в понимании геологических особенностей пласта, не являющегося однородным, но, с другой стороны, обнадеживает то, что в 63% скважин, в которых были получены притоки нефти, максимальные притоки составляли до 300 т/сут. (или около 2200 баррелей в сутки). За весь период своей деятельности к настоящему моменту компания "Сургутнефтегаз" добыла почти 9 млн. баррелей баженовской нефти, и хотя это в пересчете на весь 30-летний период дает довольно низкий дебит 800 баррелей в сутки, компания рассчитывает, что сможет добыть еще 30 млн. баррелей в следующие два десятилетия. С учетом несколько консервативного прогноза, согласно которому компания склонится к международному сотрудничеству и партнерству, представляется маловероятным, что компания "Сургутнефтегаз" будет находиться в авангарде освоения российских месторождений сланцевой нефти - она скорее будет второстепенным игроком, при этом продолжая разработку своих собственных технических решений по освоению месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Газпром нефть

Газпром нефть, с другой стороны, практикует более инициативный подход и осуществляет два проекта добычи трудноизвлекаемой нефти, одновременно с этим планируя дальнейшее расширение своего участия в разработке сланцевых и плотных нефтяных пластов через покупку дополнительных

cent of wells that have been successful have flowed up to a maximum of 300 tonnes per day (c.2,200 bpd). Over the life of its operations to date Surgutneftegas has produced almost 9 million barrels of Bazhenov oil, and although this equates to a rather low average of 800 bpd over the entire 30 year period the company estimates that it should be able to recover a further 30 million barrels during the next two decades. Given the somewhat conservative outlook that it adopts towards international co-operation and partnership it seems unlikely that Surgutneftegas will be at the forefront of Russia's shale oil developments but will rather be a secondary player as it continues to develop its own technical solutions to the development of tight oil reservoirs.

Gazprom Neft

Gazprom Neft, on the other hand, is taking a more proactive approach and has two tight oil projects underway while also planning to further develop its exposure to shale and tight oil reservoirs through the purchase of additional licences. Shell is the company's core partner in its first tight oil project, which is exploring the development of resources in the license area that contains existing conventional production from the Upper Salyk field as part of the SPD 50:50 joint venture between the two companies. The JV partners have put together a plan for the implementation of an \$80mm pilot project at the North Salyk field, which contains deposits in the Bazhenov shale layer, and the intention is to further expand the JV in order to bid for new licences in the Khanty-Mansiisk region as part of a four year plan to bring major shale deposits into production in the region. Indeed Gazprom Neft has set out initial targets for the JV to commence production in 2015 before reaching peak output of 35 kbpd by 2024 and to ultimately exploit up to 650 mm barrels of reserves.

In addition to its partnership with Shell, Gazprom Neft is also undertaking a project to review and potentially exploit the Palyanovskaya zone in the Bazhenov layer of the giant Krasnoleninsoye field. In August 2013 the company announced that that it would begin a four well pilot project by the end of 2013, with a plan to drill inclined wells into the tight oil layers over the next 18 months before deciding if a commercial development of the resource is possible. Gazprom Neft is well-placed to make this assessment as it has already brought 60 million barrels of tight oil into production from beneath existing fields in 2012 and plans to bring five more tight oil plays to the development phase from 2013. It also has extensive experience of using horizontal wells and hydro-fracking at its conventional fields in West Siberia, with plans to drill 120 horizontal wells and to conduct 90 multi-phase hydro-fracs in 2013. As a result it should be in a good position to deploy these skills in lower horizons, although the company has warned that

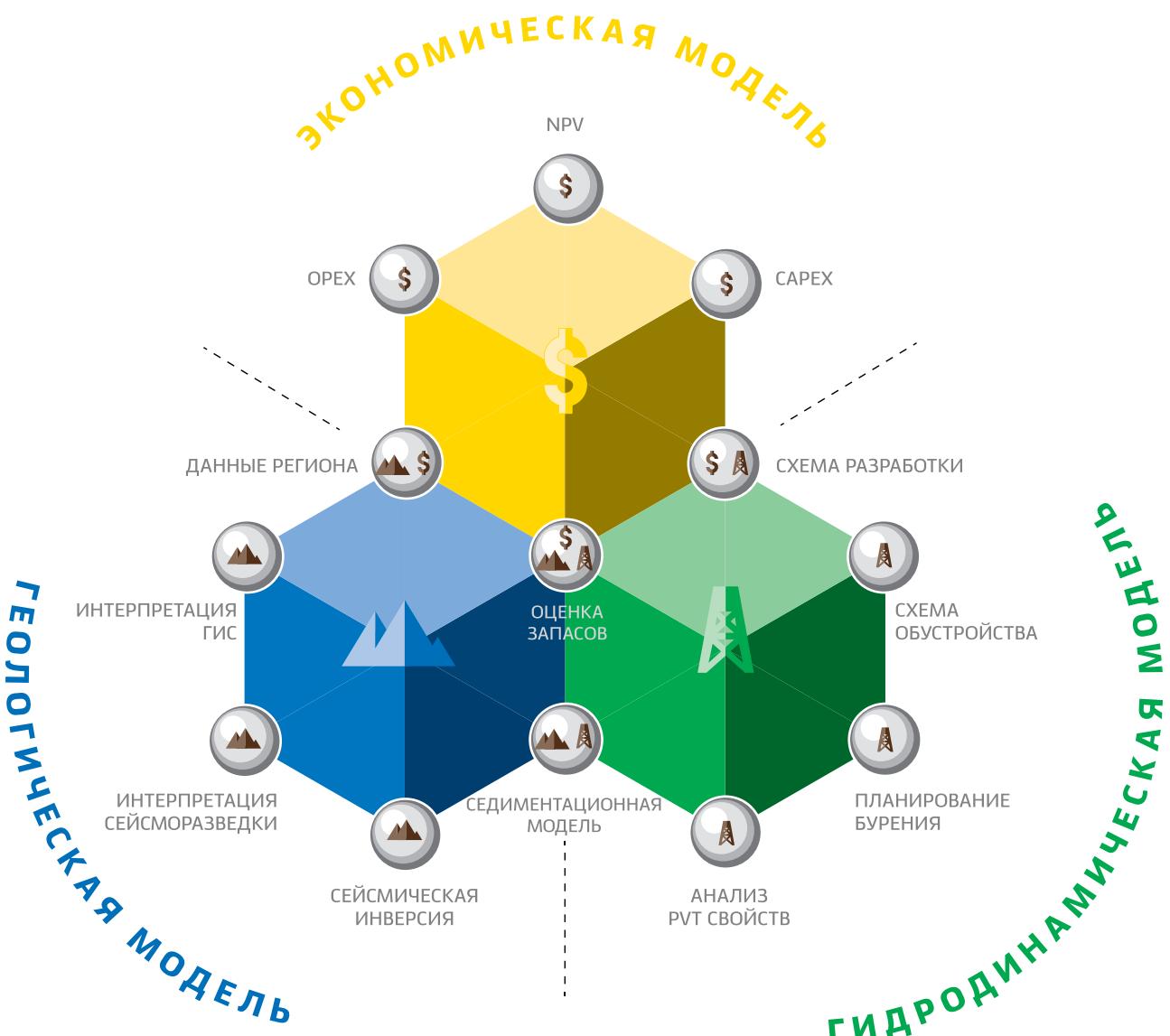


ingenix
group

responsible upstream
solutions

Комплексный консалтинг для нефтегазовой отрасли

- ОТ ГЕОЛОГИИ ДО ЭКОНОМИКИ
- ОТ ИНСТРУМЕНТОВ ДО РЕШЕНИЙ
- ОТ ОДНОЛЬНЫХ ЗАДАЧ ДО ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ



Специалисты Ingenix Group с большим опытом работы на реальных нефтегазовых проектах предлагают практические решения сложных проблем, фокусируясь на достижении наилучшего результата для клиента.

115035, Москва,
Овчинниковская набережная,
дом 20, строение 2
www.ingenix-group.ru

лицензионных участков. Shell является главным партнером компании в ее первом проекте добычи трудноизвлекаемой нефти, в рамках которого ведется исследование возможности разработки ресурсов на лицензионном участке, где находятся существующие "традиционные" объекты разработки Верхне-Салымского месторождения, в составе "СПД", 50:50 совместного предприятия между двумя компаниями. Партнеры по СП составили совместный план реализации проекта ОПР стоимостью 80 млн. долларов на Северно-Салымском месторождении, содержащем отложения в баженовском сланцевом слое, и намереваются далее расширить СП с целью подачи заявки на новые лицензионные участки в Ханты-Мансийском автономном округе в рамках четырехлетнего плана по вводу в эксплуатацию основных сланцевых месторождений в регионе. При этом Газпром нефть наметил первоочередными задачами СП начать добывчу в 2015 году, а к 2024 году достичнуть пикового объема добычи 35 тыс. баррелей в сутки, и в конечном счете освоить до 650 млн. баррелей запасов.

Помимо своего партнерства с Shell, Газпром нефть также осуществляет проект оценки и возможной эксплуатации Пальяновской площади в баженовской свите гигантского Красноленинского месторождения. В августе 2013 года компания объявила о том, что к концу 2013 года начнет проект ОПР на четырех скважинах, планируя пробурить наклонные скважины на плотные нефтяные пласты в течение последующих 18 месяцев, после чего примет решение о возможности промышленного освоения данных запасов. Газпром нефть имеет все возможности для того, чтобы выполнить данную оценку, т.к. она уже ввела в эксплуатацию 60 млн. баррелей трудноизвлекаемой нефти под существующими залежами в 2012 году и планирует перевести еще пять плотных нефтяных пластов на этап разработки, начиная с 2013 года. У Газпромнефти также накоплен обширный опыт использования горизонтальных скважин и гидроразрыва на своих месторождениях традиционной нефти в Западной Сибири, и она планирует пробурить 120 горизонтальных скважин и выполнить 90 многоступенчатых гидроразрывов в 2013 году. Как результат, компания должна быть в состоянии применить данные навыки в нижележащих горизонтах, хотя компания предупредила, что нехватка технических ресурсов в России может оказаться сдерживающим фактором в деле полномасштабной эксплуатации баженовских запасов.

ЛУКойл

Компания ЛУКойл выражала свой энтузиазм по поводу запасов трудноизвлекаемой и сланцевой

a shortage of technical resources in Russia could be a limiting factor in the full exploitation of the Bazhenov resource.

LUKOIL

LUKOIL has been expressing its enthusiasm for tight and shale oil resources for the past two years, with company vice president Leonid Fedun describing it as 'our Bakken' and stating that 'we have the reserves, and sooner or later we will get them out'. Indeed LUKOIL has already begun to exploit the deeper and less permeable resources below its existing fields in West Siberia, noting in its 2013 Databook that it is increasing output at the Vostochno Perevalnoye and Potochnoye fields using multi-zone fracturing of horizontal wells to exploit the Achimov deposits in its licences. Although neither field is large (they have a combined proved reserve base of c.350 million barrels) the techniques being used there have helped to reverse production declines and that will also be applicable as the company moves to develop other tight oil reservoirs, including the Bazhenov, at current and new licences. In 2012 the company acquired the licences to the Imilorskoye deposits in the Khanty Mansiisk region, which contain significant tight oil resources, and has also announced during a recent conference call that it is looking to acquire one or two more 'hard-to-recover' assets in the near future in order to take advantage of the improved economics for such reserves.

LUKOIL also owns a 100 per cent subsidiary RITEK which has for some time been specialising in the recovery of 'hard-to-develop' reserves. Indeed the company, whose acronym stands for Russian Innovative Fuel Energy Company, is currently pioneering the development of Bazhenov shale reserves using a combination of horizontal drilling, hydro-fracking and thermal gas treatment technology. Two pilot projects, at the Galyanovskoye and Sredne-Nazymskoye fields, are currently investigating whether thermal gas treatment can help to improve the feasibility of producing shale oil by heating it up and allowing it to flow more easily through low permeability reservoirs, using techniques similar to those seen in the development of Canadian bitumen reserves. Although the trials are at an early stage it is hoped that the combination of heating and fracking could allow a much broader development of shale reservoirs throughout the LUKOIL portfolio.

TNK-BP

Although TNK-BP is now owned by Rosneft and no longer reports its activities separately, the company's tight oil development plans before the takeover included seven pilot projects in West Siberia with a resource estimate of approximately 4.5 billion barrels. Indeed the company has been quoted as stating that it has almost 7.5 billion barrels of tight oil resources in West Siberia

Wireline logging and perforating services to oil production companies in Azerbaijan.
Specialists in high quality cost effective services in the Caspian Sea Region.



THROUGH SUPPORT FROM SUPPLIERS AROUND THE WORLD, CWS IS CURRENTLY PROVIDING THE SERVICES LISTED BELOW:

Open Hole Logging

(Tucker Technologies, Inc.)

- Phased Induction Log
- Dual Laterolog
- Micro-Laterolog
- Miralog
- Compensated Density
- Litho-Density
- Compensated Neutron
- Caliper
- Gamma Ray
- Spectral Gamma Ray
- Dipmeter
- VSP: Seismic Checkshots (Read)

Directional Survey

- Continuous Inertial Gyro

Cased Hole Logging

(Probe Technology Services)

- Cement Bond Log
- Compensated Neutron
- Gamma Ray
- Caliper
- Free Point Services

Production Logging (Sondex)

- Flowmeter
- Fluid Density
- Fluid Capacitance
- Pressure
- Temperature
- X-Y Caliper
- Gamma Ray

Perforating (Owen Oil Tools)

Wireline Conveyed

- Through Tubing
- Through Casing
- Packers and Plugs
- Pipe Recovery

Tubing Conveyed

Well Testing

- 3 Phase Separator
- 15 Kpsi Choke Manifold
- Pressure Monitoring (Calscan)
 - Surface
 - Downhole
- Analysis (Kappa Engineering)

Since November 2000, Caspian Wireline Services, Ltd., CWS, has been providing wireline services to the marketplace and deliver the services required for logging and perforating services to oil production companies in Azerbaijan. We specialize in providing high quality cost effective services in the Caspian Sea Region, in an efficient manner.

Address: 10, Aziz Nazarov Str.,
Bakuldar, Baku, Azerbaijan, AZ1021
Tel: +994 12 502 77 02
+994 12 497 45 70
+994 12 497 45 71
Fax: +994 12 502 17 81
Email: sales@cws.az
URL: www.cws.az

нефти в течение последних двух лет, при этом вице-президент компании Леонид Федун описывает их как “наш Баккен” и заявляет, что “у нас есть запасы, и рано или поздно мы их извлечем”. И действительно, ЛУКойл уже приступила к эксплуатации запасов в глубоко залегающих и малопроницаемых пластах под своими существующими месторождениями в Западной Сибири, указав в своем официальном справочнике за 2013 год, что она увеличивает объемы производства на Восточно-Перевальном и Поточном месторождениях с использованием многоступенчатого гидроразрыва горизонтальных скважин для эксплуатации ачимовских отложений на своих лицензионных участках. Хотя ни одно из этих месторождений не является крупным (их совокупные доказанные запасы составляют около 350 млн. баррелей), применяемые на них методы помогают предотвратить падение добычи, и это будет также важно потому, что компания переходит к разработке других плотных нефтяных пластов, включая баженовскую свиту, на текущих и новых лицензионных участках. В 2012 году компания приобрела лицензионные участки для разработки Имилорских отложений в ХМАО, которые содержат значительные запасы трудноизвлекаемой нефти, а также объявила в ходе недавней телеконференции, что планирует приобрести еще один или два “трудноизвлекаемых” объекта в краткосрочной перспективе, чтобы воспользоваться преимуществами высокой экономической целесообразности таких запасов.

В 100% собственности ЛУКойл также находится дочернее предприятие РИТЭК, которое уже некоторое время специализируется на извлечении трудноизвлекаемых запасов. И действительно, компания, название которой расшифровывается как “Российская инновационная топливно-энергетическая компания”, в настоящее время ведет первоначальную разработку баженовских запасов сланцевой нефти с одновременным применением горизонтального бурения, гидроразрыва и технологии термогазохимического воздействия на пласт. В рамках двух проектов ОПР, на Гальяновском и Средне-Назымском месторождениях, в настоящее время изучается, может ли помочь термогазохимическое воздействие на пласт повышению возможности добычи сланцевой нефти путем ее нагрева и улучшения ее притока сквозь низкопроницаемые пластины с использованием методов, аналогичных тем, что применяются при разработке канадских запасов битуминозной нефти. Хотя пробная разработка сейчас находится на ранней стадии, есть надежда, что сочетание нагрева и гидроразрыва позволит осуществлять намного более широкую разработку сланцевых пластов на всех предприятиях ЛУКойла.

alone, with more than 20 billion barrels of total ‘difficult-to-recover’ resources overall. A number of the pilot projects are aimed at the development of new reservoirs at existing fields, with the North Khokhryakovskoye field being a good example. Current production from the conventional layers of the field is 1,600 barrels per day and the company aims to double this figure in 2013 by exploiting the 350 mm barrels of tight oil reserves at the field using the standard techniques of horizontal drilling and multi-stage fracking. Although the production numbers are relatively small, the project will provide an indicator of the best methods to be used in the company’s tight reservoirs, and up to \$100 million will be spent in 2013 to further the company’s understanding across all of its seven projects. A similar pilot will be conducted at the Ryabchik field on the borders of the giant Samotlor development, where almost 800 mm barrels of tight oil is believed to have development potential, while the company’s subsidiary Varyeganneftegaz plans to carry out a further three projects in partnership with Schlumberger in order to exploit the 2 billion barrels of ‘hard-to-recover’ reserves that it has on its books.

Partnership has also been a theme in TNK-BP’s other two pilot projects, with the company working alongside Halliburton to exploit the Yem Yegovskoye field, another asset that is part of the huge Krasnoleninsky group of fields. TNK-BP’s share is estimated to contain around 750 mm barrels of light, tight oil, and Halliburton has taken on a risk contract to use its drilling and fracking technology to improve field performance, receiving bonus payments for beating specified operational targets. Prior to its takeover by Rosneft the company was looking to sign a similar deal to undertake its final pilot project at the Van Yogan field, with one of the company’s Deputy General Directors pointing out that the need for foreign contractors was based on the fact that ‘I think that in order to find some kind of efficient technology, we need to solve a whole lot of complex issues. Here we need quality well drilling and new completion methods, and it is precisely foreign service companies that have achieved success in these matters.’

Small Company Activity

Aside from the large vertically integrated Russian oil companies and their foreign partners there are also a few small oil companies that are starting to investigate the country’s unconventional oil potential. Ruspetro is an independent company quoted on the London Stock Exchange that is primarily focused on the production of tight oil reserves in West Siberia. It operates licences in the Krasnoleninsky area, where it has gained access to licences covering 1,234 km² of acreage with Bazhenov potential, and it has commenced initial exploratory work on these deeper reservoirs that are located below fields that already contain the company’s 1.8 billion of proved



ТМК — первый
российский производитель
стальных труб
с 13 % хрома

НКТ и обсадные трубы из стали с содержанием хрома 13% имеют высокую стойкость к агрессивным средам и используются, как самый эффективный способ борьбы с углекислотной коррозией



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

THK-BP

Хотя компанией THK-BP сейчас владеет Роснефть, и она больше не представляет отдельную отчетность о своей деятельности, перед поглощением компании ее планы по освоению трудноизвлекаемой нефти включали семь проектов ОПР в Западной Сибири с ориентировочными запасами 4,5 млрд. баррелей. Компания заявляла, что располагает почти 7,5 млрд. баррелей запасов трудноизвлекаемой нефти в одной лишь Западной Сибири, и более 20 млрд. баррелей суммарных трудноизвлекаемых запасов в целом. Ряд проектов ОПР нацелен на разработку новых пластов на существующих месторождениях, при этом хорошим примером может служить Северо-Хохряковское месторождение. Текущий дебит из традиционных слоев месторождения составляет 1600 баррелей в сутки, и компания хочет удвоить этот показатель в 2013 году посредством эксплуатации 350 млн. баррелей трудноизвлекаемых запасов на месторождении с применением стандартных методов горизонтального бурения и многоступенчатого гидроразрыва. Хотя цифры добычи относительно малы, проект станет индикатором оптимальных методов для применения в плотных пластах компании, и в 2013 году будет потрачено до 100 млн. долларов на дальнейшее изучение данного вопроса компанией на всех семи ее проектах. Аналогичный проект ОПР будет выполняться на Рябчиковском месторождении на границе гигантского Самотлорского месторождения, где почти 800 млн. баррелей трудноизвлекаемой нефти, как считается, имеют потенциал для освоения, при этом дочернее предприятие компании, "Варьеганнефтегаз", планирует осуществить еще три проекта в партнерстве с компанией Schlumberger с целью эксплуатации 2 млрд. баррелей трудноизвлекаемых запасов, находящихся на его балансе.

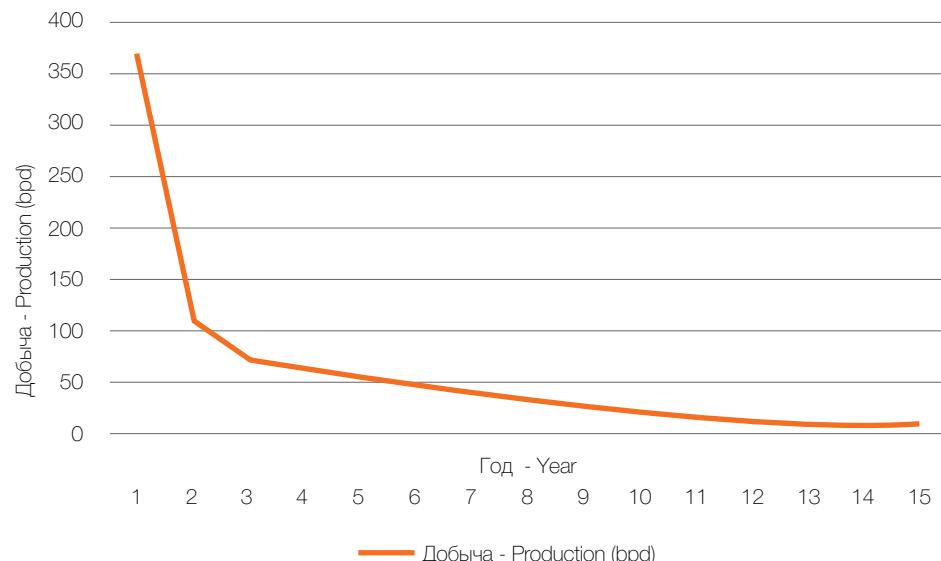
Партнерство также упоминается, когда речь заходит о двух других проектах ОПР THK-BP, с компанией, совместно с Halliburton ведущей эксплуатацию Ем-Ёговского месторождения - одного из объектов компаний, входящих в огромную Красноленинскую группу месторождений. Доля

and probable reserves. Meanwhile in the Tomsk region of Siberia Imperial Energy, a company now 100 per cent owned by Indian National Oil Company ONGC, is also looking to exploit the shale and tight oil reserves in its licences in order to offset steep declines in production over the past two years. The company believes that it may have up to 2.1 billion barrels of tight oil resources in its portfolio, and it is planning to start pilot projects in 2013 to investigate how much might be recoverable. However, Imperial is seeking a strong partner to bring the technical expertise and the financing that it will require to fully appraise and develop its potential reserves, and although there has apparently been some interest from potential partners no deal has been struck to date. Also operating two licences in the Tomsk region, Petroneft is another small company that has begun production from traditional reservoirs but has also identified potential resources in the Bazhenov shale layers below its existing fields. The company has yet to undertake any significant appraisal work, but provides another example of potential upside from the deeper unconventional layers in West Siberia.

4. Achieving the Commercial Development of Russia's Tight Oil Resources

It is clear from the descriptions above that although corporate enthusiasm for exploration of Russia's unconventional resources is rising, and is also starting to involve international companies, most of the activity concerns pilot projects to assess the size of the resource and the commercial realities of its extraction. First results appear to have confirmed the geological

Рис 4: Динамика добычи из типовой скважины Баженовского месторождения
Figure 4: Typical Bazhenov well production profile



Источник: Собственные расчеты автора на основе данных компании
Source: Author's estimates based on company data



CASPIAN
OIL & GAS

21-Я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ



3 - 6
июня 2014
БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАН



www.caspianoilgas.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА



ITE MOSCOW
T + 7 495 935 7350
E oil-gas@ite-exhibitions.com

ITE GROUP PLC
T + 44 (0) 207 596 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com



ТНК-ВР оценивается в около 750 млн. баррелей легкой, трудноизвлекаемой нефти, и компания Halliburton заключила договор на условиях риска о применении ее технологии бурения и гидроразрыва для улучшения эксплуатационных характеристик месторождения, с получением премиальных выплат в случае перевыполнения плановых производственных показателей. До поглощения Роснефтью компания собиралась заключить аналогичную сделку для реализации ее заключительного проекта ОПР на Ван-Еганском месторождении, при этом один из заместителей генерального директора компании подчеркивал, что потребность в иностранных подрядчиках объяснялась тем, что “по моему мнению, чтобы найти некую эффективную технологию, нам необходимо решить целый ряд сложных вопросов. Здесь нам необходимо качественное бурение скважин и новые методы заканчивания, а в этих вопросах именно иностранные сервисные компании достигли успеха.”

Деятельность небольших компаний

Помимо крупных, вертикально интегрированных российских нефтяных компаний и их иностранных партнеров, имеется также несколько небольших нефтяных компаний, которые начинают исследовать потенциал нетрадиционной нефти в стране. Руспетро - независимая компания, котирующаяся на Лондонской фондовой бирже, которая в первую очередь фокусируется на добыче нефти из плотных нефтяных пластов в Западной Сибири. Она является компанией-оператором лицензионных участков в Красноленинском регионе, где получила доступ к лицензионным участкам общей площадью 1234 км² с потенциальными запасами в баженовской свите, и приступила к начальным разведочным работам на данных глубоко залегающих пластах, расположенных под месторождениями, которые уже содержат 1,8 млрд. [баррелей] доказанных и вероятных запасов. Тем временем, в Томской области “Siberia Imperial Energy”, компания, которая сейчас находится в 100% владении Индийской национальной нефтяной компании (ONGC), также планирует эксплуатацию запасов сланцевой и трудноизвлекаемой нефти на своих лицензионных участках, чтобы компенсировать резкое падение добычи за последние два года.

Компания считает, что у нее может быть до 2,1 млрд. баррелей запасов трудноизвлекаемой нефти в своем портфолио, и планирует начать проекты ОПР в 2013 году, чтобы узнать, какую часть нефти из данных запасов можно извлечь. Тем не менее, компания “Imperial” ищет сильного партнера, располагающего техническим опытом и денежными средствами, требующимися для полномасштабной оценки и разработки ее потенциальных запасов, и хотя потенциальные партнеры выражают определенную заинтересованность, никаких соглашений до

uncertainties mentioned earlier, with initial flow rates from wells varying from 75 bpd day to 2,000 bpd, and in some extraordinary circumstances to 7,000 bpd. They also confirmed the well-known shale phenomenon of rapid production decline from individual wells, with output in year 2 being on average only 30 per cent of year 1 production, and year 3 output falling to only 20 per cent of the initial flow rates before a long decline output tail (see [Figure 4](#) for a typical production profile). The greater risk that this has generated has been further compounded by the higher cost of drilling the necessary horizontal wells to a greater depth than has historically been associated with oil field development in Russia. While an average vertical well into a conventional West Siberian oil field might cost \$1–2 million, a horizontal well into the deeper Bazhenov layer is more likely to cost in the region of \$8–10 million, with some drilling companies estimating a possible cost as high as \$15 million for more complex wells. By comparison US company Hess has reported that its average cost for drilling and completion of a well into the Bakken shale in North Dakota is now \$8.6 million, while Marathon Oil reported that its average well cost into the Eagle Ford shale was in the region of \$8–8.5 million in the fourth quarter of 2012. In Russia some companies have mentioned much lower drilling costs, with Rosneft citing a figure of \$5 million per well, but it seems very unlikely that the average cost for the drilling and full completion of a well would be lower than in the very competitive US market.

Source: Author’s estimates based on company data
In light of these high well costs, variable flow rates and sharp decline rates that are so different from the traditional Russian oil field model, the economics of developing tight oil from the Bazhenov shale reservoirs require a tax system that allows swift cost recovery. The current Russian system, however, has been created for an industry largely producing from existing fields with low capital expenditure requirements. It is based on a revenue-based royalty (Mineral Extraction Tax or MET for short) and export tax regime that is applied to every barrel equally, from first production to final depletion, making no allowance for profitability. As a result, it has historically been very difficult to justify the commercial development of unconventional oil in Russia, especially as the effective tax rate at a \$100 per barrel oil price has been around 60 per cent, assuming that 45 per cent of production is exported and 55 per cent sold domestically. For example, the author estimates that a Bazhenov well with a cost of \$9 million and an initial flow rate of 50 tonnes per day (370 bpd) would have an IRR of minus 5% at an oil price of \$100 per barrel under the tax system prevailing in the first half of 2013. Indeed it would need an export oil price of well over \$200 per barrel to achieve a 15 per cent hurdle rate (assuming that 45 per cent of the oil is exported).

15-я международная выставка



Ufi
Approved
Event



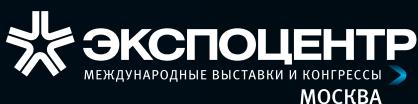
НЕФТЕГАЗ

26–29 мая 2014

Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ»
в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание»,
«Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники
рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей
в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru

ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ
В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

12+

5-й международный форум



от современных нефтегазовых
технологий к стабильному
отраслевому развитию

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

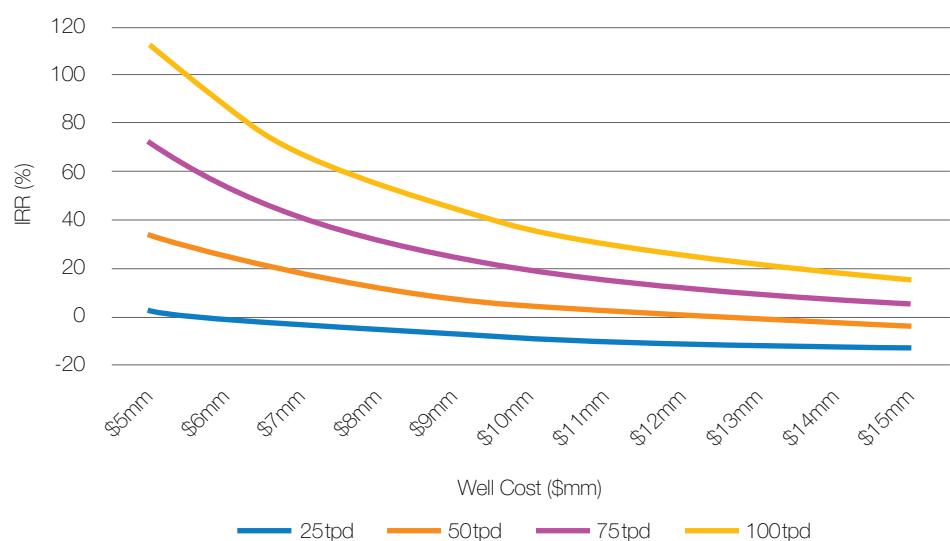
настоящего момента еще не было подписано. Также оператором двух лицензионных участков в Томской области является компания "Petroneft", еще одна небольшая компания, начавшая добыву из "традиционных" коллекторов, но она также выявила потенциальные запасы в баженовских сланцевых слоях под ее существующими месторождениями. Компания пока еще не начала каких-нибудь существенных оценочных работ, но она представляет собой еще один пример потенциальной выгоды от глубокозалегающих слоев нетрадиционной нефти в Западной Сибири.

4. Выход на промышленную разработку российских запасов трудноизвлекаемой нефти

Из вышеописанного очевидно, что несмотря на рост энтузиазма компаний в отношении разведки российских нетрадиционных запасов, а также включение в данный процесс международных компаний, деятельность по большей части касается проектов ОПР с целью оценки размера запасов и реальности их промышленного извлечения. Первые результаты, как представляется, подтвердили геологические неопределенности, о которых упоминалось выше, при этом начальные дебиты скважин составляли от 75 баррелей в сутки до 2000 баррелей в сутки, а в некоторых исключительных случаях доходили до 7000 баррелей в сутки. Они также подтвердили наличие хорошо известного присущего сланцам явления быстрого падения добычи из отдельных скважин, когда дебит скважины во 2-м году эксплуатации составляет в среднем лишь 30 процентов от дебита 1-го года, а в 3-ем году эксплуатации дебит падает до всего лишь 20 процентов от начального, вслед за чем начинается долгое пологое падение дебита (см. типовой профиль добычи на Рис. 4). Большой риск, создаваемый данным явлением, еще более усугубляется более высокой стоимостью бурения необходимых горизонтальных скважин на глубину больше той, что традиционно использовалась в России для разработки нефтяных месторождений. В то время как средняя вертикальная скважина, пробуренная на традиционном западно-сибирском нефтяном месторождении, может стоить 1–2 млн. долларов, горизонтальная скважина, пробуренная на нижележащий баженовский слой, вероятнее всего, будет стоить в районе 8–10 млн. долларов,

Рис 5: Экономические характеристики российской нетрадиционной нефти

Figure 5: The Economics of Russian Unconventional Oil



Источник: Собственные расчеты автора на основе цены нефти Urals Blend 100 долл. США за баррель

Source: Author's calculations based on Urals Blend oil price of \$100 per barrel

As a result, a lengthy discussion has been continuing between the oil industry and the Russian government concerning either the introduction of a profit based tax system or a reduction in the current rates of MET and/or export tax. This has resulted in the passing at first reading of a bill that will significantly reduce, and in some cases remove, the MET royalty tax from tight oil developments. The bill, which attempts to give tax breaks to a broad range of 'hard-to-recover' oil, essentially differentiates between reservoirs according to their permeability, the extent of field depletion and the size of the oil-filled formation. Various co-efficients are then applied to reduce the level of MET, with for example oil produced from layers with very low permeability and no thicker than 10 metres being given a co-efficient of 0.2 (that is, they pay 20 per cent of the current MET rate), while similar reservoirs with a thickness more than 10 metres will have a co-efficient of 0.4. The deep Tyumen deposits mentioned above will have a co-efficient of 0.8, meaning that there will not be much tax relief for any oil produced, but the shale layers in the Bazhenov and its associated Abalak, Khadum and Domanik reservoirs will have a co-efficient of zero, meaning that they will incur no MET for a period of 180 tax periods (equivalent to 15 years).

The immediate impact of this tax change on a standard shale well producing 50 tonnes per day and costing \$9 million is impressive, but not completely persuasive. The IRR is increases from minus 5 per cent to plus 7 per cent, but with most companies setting their hurdle rate in the range 15–20 per cent this would still not be enough to justify investment. This highlights the key problem

THE 18TH ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION

SAKHALIN OIL and GAS 2014

*Sakhalin and the Russian Far East —
Advancing Russia's Eastern Energy Vector*

10% discount
VIP CODE: AS2288RGT

22-25 September
Stolitsa Business Center,
Yuzhno-Sakhalinsk,
Russia

"The Sakhalin Oil & Gas Conference is clearly the premier conference for not only oil & gas development in the Russian Far East, but also for Russia in general"

— Glenn Waller, President,
ExxonMobil Russia, Inc.

80+ SPEAKER FACULTY in 2013 INCLUDED:



Alexander
Khoroshavin
Governor
Sakhalin Region



Kirill Molodtsov
Deputy Minister
Ministry of Energy, RF



Denis Khramov
Deputy Minister
Ministry of Natural
Resources & Ecology,
RF



Takayuki Sumita
Director-General, Natural
Resources & Fuel Department,
Agency for Natural
Resources & Energy,
Ministry for Energy, Trade
& Industry (METI), Japan



Alexander
Medvedev
Deputy Chairman
JSC Gazprom
and General Director
JSC Gazprom Export



Vlada
Rusakova
Vice President
Rosneft



Olivier Lazare
President & Country
Chair Russia
Shell



Jim K. Flood
Vice President -
Arctic and Eastern
Canada, ExxonMobil
Development Company,
and Chairman, Exxon
Neftegas Ltd.



Roman Dashkov
Chief Executive Officer
Sakhalin Energy
Investment Company
Ltd.



Nils Telnæs
Vice President
Exploration
Statoil



Viktor Timoshilov
Deputy Head of the
Project Management
Department, Head
of the Division for
Coordination of Eastern
Projects, JSC Gazprom



International
Arctic Case Study
Andrea Forzoni
Managing Director,
ENI Norway

KEY FACTS & FIGURES:

400+ oil & gas professionals
attending each year

80+ top-level speakers

4 information-packed days

30+ hours of networking
opportunities

25+ exhibitors, showcasing the
major operators & contractors

98% of attendees in 2013 rated the
event as excellent or good

HIGHLIGHTS IN 2013

■ PRE-CONFERENCE FOCUS DAY – BREAKTHROUGH

TECHNOLOGIES for the oil & gas sector, Monday 23rd September

■ PROJECT UPDATES from
OPERATORS: the latest news from
Sakhalin 1-5 & other projects in the
Russian Far East

■ **NEW! PERSPECTIVES for LNG
DEVELOPMENT** in the RFE

■ **KEYNOTE PRESENTATIONS**:
from senior officials in the
Russian Government

■ **NEW! EXPERTS' THINK TANK**:
“The Eastern Vector – Russian
energy strategy and future global oil
& gas scenarios”

■ **NEW! LIVE ELECTRONIC
POLLING**: Cast your vote on a
range of critical issues!

* 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.

Organisers:



Media Partner:



при этом некоторые буровые компании оценивают возможную стоимость бурения в 15 млн. долларов в случае более сложных скважин. Для сравнения отметим, что американская компания "Hess" сообщила о том, что средняя стоимость бурения и заканчивания одной ее скважины на баккеновскую сланцевую формацию в Северной Дакоте сейчас составляет 8,6 млн. долларов, а компания "Marathon Oil" сообщает о том, что средняя стоимость ее скважины, пробуренной на сланцевую формацию Игл-Форд, составляла около 8–8,5 млн. долларов в четвертом квартале 2012 г. В России некоторые компании упоминали гораздо более низкие затраты на бурение, при этом Роснефть приводила цифру 5 млн. долларов за скважину, но представляется очень маловероятным, что средняя стоимость бурения и полного заканчивания скважины будет ниже, чем на очень конкурентном рынке США.

В свете данных высоких затрат на скважины, разброса дебитов и резких темпов падения добычи, которые так отличаются от традиционной российской модели нефтяного месторождения, экономические показатели разработки нетрадиционной нефти из баженовских сланцевых формаций требуют наличия налоговой системы, которая позволяет осуществлять быструю окупаемость затрат. Нынешняя российская система, однако, создана для отрасли, по большей части ведущей добычу из существующих месторождений с низкой потребностью в капиталовложениях. Она основана на роялти с дохода (т.е. налоге на добычу полезных ископаемых, сокращенно НДПИ) и режиме налога на экспорт, применяемом к каждому баррелю в равном размере, от первоначальной добычи и до окончательного истощения, без введения поправки на рентабельность. Как результат, исторически сложилось так, что промышленное освоение запасов нетрадиционной нефти в России очень сложно обосновать, особенно виду того, что действующая ставка налога при цене нефти 100 долларов за баррель составляет около 60 процентов, исходя из того, что 45 процентов добычи идет на экспорт, а 55 процентов реализуется на отечественном рынке. Например, по расчетам автора, скважина, пробуренная на баженовскую свиту, стоимостью 9 млн. долларов и с начальным дебитом 50 т/сут. (370 баррелей в сутки) имеет ВНР (внутреннюю норму рентабельности) минус 5% при цене нефти 100 долларов за баррель в соответствии с налоговой системой, общепринятой в первой половине 2013 г. Действительно, чтобы достичь 15% минимальной ставки доходности, необходимо, чтобы цена нефти на экспорт составляла значительно выше 200 долларов за баррель (исходя из того, что 45% нефти экспортируется).

with the MET tax break, namely that it continues to apply the same break to all wells irrespective of cost or initial output, without regard to profitability. In essence, this is the same problem being faced by the Russian oil industry as a whole, except it is magnified because of the high costs involved and the huge range of uncertainty around many of the basic assumptions in the economic calculations. [Figure 5](#) demonstrates the dramatic differences in the economic results between various well cost and initial output assumptions and underlines the continuing issue for all oil companies looking to develop Russian unconventional oil resources.

As can be seen, a well with an initial output of 50 tonnes per day and a cost of \$9 mm has an IRR of 7 per cent, but the same well producing 75 tonnes per day has an IRR of 24 per cent, and at 100 tonnes per day the IRR leaps to 44 per cent. Similarly a 50 tonne per day well has an IRR of 16 per cent at a \$7 mm well cost but only 2 per cent at an \$11mm cost. Although it might not seem surprising that a 50 per cent increase in output should produce a large increase in IRR, the key point here is that well output of 75 or 100 tonnes per day is well within the parameters of likely outcomes, but 25 tonnes per day is also perfectly possible, at which point the IRR barely gets above zero even if the well cost falls to \$5 mm. Furthermore, these economics only take into account the cost of successful well development and make no allowance for the cost of the possible 35 per cent of wells that could be dry or non-commercial. Even if this 'dry-hole' percentage is reduced to 25 per cent or even 20 per cent the impact of the additional cost of one ineffective well in five would effectively add more than \$2mm to the cost of each producing well, and as [Figure 4](#) shows this could easily tip even a 75 tonne per day well into marginal economic territory.

With the average well in the Bazhenov having an initial flow rate of 50 tonnes per day, however, it is not surprising that a number of companies are continuing to press for further tax breaks, including a reduction in the rate of export tax, from the Russian government. At present such a move is not under consideration, in particular because the impact on an already stretched Russian budget that relies heavily on oil export taxes would be too significant for the Ministry of Finance to countenance. As a result, although the current MET exemption is certainly a positive step towards the development of Russia's shale and tight oil resources it may not be enough to encourage the full scale exploitation of the resource in the short term. A key indicator of the suitability of the tax regime is likely to emerge only after the completion of the Rosneft/ExxonMobil pilot project in 2015, as this will provide some more accurate estimates for the key production and cost parameters for the economic calculations and ExxonMobil would be very unlikely to underwrite further

Как результат, между нефтяными компаниями и российским правительством на протяжении уже долгого времени ведется обсуждение возможности введения либо режима налогообложения прибыли, либо снижения текущих ставок НДПИ и/или налога на экспорт. В результате этого был принят в первом чтении законопроект, который существенно снизит, а в некоторых случаях исключит НДПИ (платеж роялти) при освоении месторождений трудноизвлекаемой нефти. Законопроект, в рамках которого сделана попытка предоставить налоговые льготы в отношении широкого спектра трудноизвлекаемой нефти, по сути разделяет проекты на категории в зависимости от показателей проницаемости коллекторов, степени выработанности месторождения и размера нефтенасыщенного пласта. После этого применяются различные коэффициенты с целью снижения уровня НДПИ, при этом, например, к нефти, добываемой из слоев с очень низкой проницаемостью и толщиной не более 10 метров, применяется коэффициент 0,2 (т.е. соответствующая компания платит 20 процентов от текущей ставки НДПИ), в то время как к нефти из аналогичных коллекторов толщиной более 10 метров будет применяться коэффициент 0,4. К глубоким отложениям тюменской свиты, упомянутым выше, будет применяться коэффициент 0,8, означающий, что налоговая льгота на всю добываемую нефть будет не такой уж большой, но к сланцевым формациям в баженовской свите и связанных с ней Абалакским, Хадумским и Доманиковым горизонтах будет применяться нулевой коэффициент, а это означает, что они не будут облагаться НДПИ в течение 180 налоговых периодов (эквивалентных 15 годам).

Непосредственное воздействие данного изменения налога на типичную скважину в сланце, производящую 50 тонн в сутки и стоящую 9 млн. долларов, впечатляющее, но не до конца

significant expenditure unless this was accommodated within a suitable tax environment.

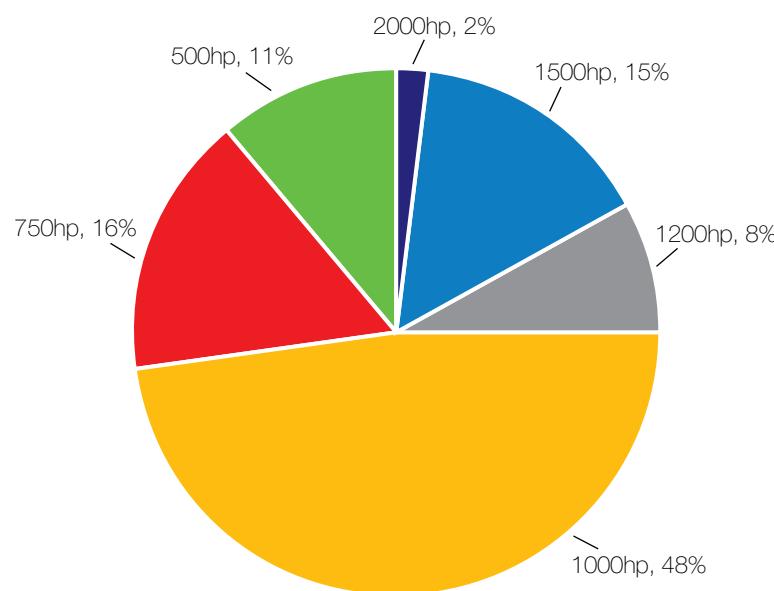
5. A Practical Issue – The Availability of Sufficient Drilling Equipment

The issues of geology and taxation will clearly be critical to the development of Russia's tight oil reserves, but a further complication could also emerge in the service industry, where the provision of sufficient equipment to meet aggressive development and production objectives could be a significant problem. According to data provided by REnergyCo, who produce monthly rig statistics for Russia, the total current fleet of rigs working in the country has varied between 717 in February and 978 in June 2013, and data from the Russian drilling company Eurasia Drilling would suggest that around 17 per cent of these would be powerful enough (1500 horse power or above) to drill the deep horizontal wells that are needed in the Achimov, Bazhenov and Tyumen reservoirs (see Figure 6). As a result we can deduce that there are approximately 150–175 heavy rigs active in Russia at present, but it would also seem logical to conclude that they are all already active drilling the 800 horizontal wells that were completed in Russia in 2012 on existing fields, particularly in Timan Pechora and West Siberia. As a result, it would seem to be safe to conclude that, although some old rigs will be freed up to work

on unconventional reservoirs, it is likely that the majority of the rigs needed to develop Russia's tight oil reservoirs will need to be built over the next few years. Indeed rig manufacturers are already anticipating a multi-billion dollar bonanza as a result of this increased activity.

A relatively simplistic analysis would appear to support this conclusion. If we assume, for the sake of argument, that all rigs required to carry out deep unconventional drilling will need to be new and that the Ministry of Natural Resources target of 1 mmbpd of production must be met in 10 years, then using standard assumptions for initial well output, decline rate and wells drilled per rig per year then we can estimate the

Рис 6: Разбивка российского парка буровых станков
Figure 6: Breakdown of Russian rig fleet



Источник: Eurasia Drilling Company
Source: Eurasia Drilling Company

убедительно. ВНР возрастает от минус 5% до плюс 7%, но учитывая то, что большинство компаний устанавливает свою минимальную ставку доходности в диапазоне 15-20%, этого все еще будет недостаточно для обоснования инвестиций. Это подчеркивает основную проблему с налоговой льготой по НДПИ, а именно то, что при этом продолжает применяться та же самая льгота ко всем скважинам, независимо от стоимости или начального дебита, без учета рентабельности. По сути, это та же самая проблема, которая стоит сейчас перед всей российской нефтяной отраслью в целом, за исключением того, что она усиливается ввиду высоких соответствующих затрат и огромной области неопределенности в отношении многих из исходных допущений в экономических расчетах. На Рис. 5 показаны существенные различия в экономических результатах между разнообразными допущениями по стоимости скважин и начальным дебитам, что представляет собой все еще нерешенный вопрос для всех нефтяных компаний, планирующих вести освоение российских запасов нетрадиционной нефти.

Как видно из вышеприведенного, скважина с начальным дебитом 50 т/сут. и стоимостью 9 млн. долларов имеет ВНР 7 процентов, но та же самая скважина при дебите 75 т/сут. имеет ВНР 24 процента, а при дебите 100 т/сут. ВНР взлетает до 44 процентов. Аналогичным образом, скважина с дебитом 50 т/сут. имеет ВНР 16 процентов при стоимости скважины 7 млн. долларов, но лишь 2 процента при стоимости скважины 11 млн. долларов. Хотя может казаться неудивительным, что 50% рост дебита приводит к значительному повышению ВНР, главная идея здесь заключается в том, что дебит скважины 75 или 100 т/сут. находится вполне в пределах параметров возможных результатов, но 25 т/сут. - это также очень даже возможный дебит, при котором ВНР составляет лишь чуть больше нуля, даже если стоимость скважины снизится до 5 млн. долларов. Более того, данные экономические показатели учитывают лишь стоимость успешного освоения скважины и не вводят поправку на стоимость возможных 35 процентов скважин, которые могут оказаться сухими или малопродуктивными (нерентабельными). Даже если данную процентную долю сухих скважин снизить до 25% или даже 20%, воздействие дополнительной стоимости одной непродуктивной скважины из пяти добавит более 2 млн. долларов к стоимости каждой продуктивной скважины и, как показано на Рис. 4, это может легко перевесить скважину с дебитом 75 т/сут. в разряд экономически необоснованных.

При том, что средняя скважина в баженовской свите имеет начальный дебит 50 т/сут., однако,

number of rigs required. We assume that the initial well production will be 50 tonnes per day and will decline as shown in Figure 3 above, and on this basis the number of wells required to reach output of 1 mmbpd will peak at 1800 in year 10 of a full development programme (see Figure 7). In terms of the number of rigs needed to meet this drilling programme, we assume that each well will take 35 days to drill (compared to around 26 days for Bakken wells in the USA) and that there will also be time needed for movement between well sites and fields, which will probably be considerable. Eurasia Drilling estimates that it would take on average 45 days to move a rig from one field to another, but as it is likely that multiple wells will be drilled from the same site before any movement we have reduced this 'down-time' to an average of 25 days, in which case the implication is that each rig would be able to drill, on average, 6.1 wells per annum. This would imply that at the peak level of activity 220 rigs would need to be active drilling new wells to maintain output at or just above 1 mmbpd, and if one then includes a 25% contingency to allow for rig downtime and maintenance one can estimate that up to 275 new rigs might need to be constructed over the next 10 years to meet an aggressive Russian unconventional oil production target. In terms of a comparison with the US, around 180 rigs were active in North Dakota and Montana in August 2013 according to the Baker Hughes rig count statistics, supporting production of 700,000 bpd, implying production per rig of 3,900 bpd, while our Russian assumptions suggest that 275 rigs will be needed to sustain 1 mmbpd, or 3,600 bpd per rig. Given the difficulties of the Russian environment and the developing nature of the services industry there, this difference in efficiency would seem to be reasonable and provides some confidence in our estimate.

The key question, of course, is whether this number of rigs can be built within the given 10 year timescale. Even if the forecast outlined above is only directionally correct, achieving 1 mmbpd of tight oil output would require a tripling of Russia's heavy oil rig fleet, and with the individual cost of new heavy rigs estimated in a wide range of \$10-60mm the total bill could reach as much as \$15 billion, or around \$1.5 billion per annum over 10 years. By comparison, Eurasia Drilling, which accounted for 29 per cent of all onshore drilling in 2012 (see Figure 8) had a total capital expenditure for the year of \$600 mm. Extrapolating this to create an approximation for the drilling industry as a whole, we can surmise that total OFS drilling capital expenditure might have totalled \$2 billion in 2012, meaning that our estimate of the potential annual requirement for unconventional drilling alone would account for 75% of this if the Ministry of Natural Resources target is to be met.

Of course it must be acknowledged that all these calculations are highly theoretical at present, but they

неудивительно, что ряд компаний продолжает бороться за получение от российского правительства дополнительных налоговых льгот, в т. ч. за снижение ставки налога на экспорт. В настоящее время такой шаг не рассматривается, в частности потому, что воздействие на и так уже раздутый российский бюджет, полагающийся в основном на налоги на экспорт нефти, будет слишком большим, и Министерство Финансов не пойдет на это. Как результат, хотя нынешнее освобождение от НДПИ определенно является положительным шагом к освоению российских запасов сланцевой и трудноизвлекаемой нефти, его может быть недостаточно для стимулирования полномасштабной эксплуатации данных запасов в краткосрочной перспективе. Ключевой индикатор соответствия налогового режима, вероятно, появится только после завершения в 2015 году проекта ОПР, выполняемого Роснефтью и ExxonMobil, т.к. благодаря нему будут получены несколько более точные оценки ключевых параметров добычи и затрат для экономических расчетов, а ExxonMobil вряд ли примет решение об осуществлении дополнительных существенных затрат, если оно не будет вписываться в рамки устраивающего компанию режима налогообложения.

5. Практический вопрос - наличие достаточного количества бурового оборудования

Вопросы геологии и налогообложения, очевидно, будут критически важными при освоении российских запасов трудноизвлекаемой нефти, но также может появиться дополнительное осложнение в сервисной отрасли, где предоставление достаточного числа оборудования для выполнения амбициозных целевых показателей освоения и добычи может представлять собой серьезную проблему. Согласно информации, предоставленной компанией "REnergyCo", которая составляет ежемесячную статистическую отчетность по буровым станкам для России, общий текущий парк станков, работающих в стране, составлял от 717 в феврале и 978 в июне 2013 г., а согласно информации, полученной от российской буровой компании "Eurasia Drilling", предполагается, что около 17 процентов данных станков будут достаточно мощными (1500 л/с или более) для бурения глубоких горизонтальных скважин, которые необходимы в ачимовских, баженовских и тюменских горизонтах (см. Рис. 6). Как результат, мы можем сделать вывод, что в настоящее время в России активно работают около 150-175 станков большой грузоподъемности, но также будет логичным заключить, что все они уже активно заняты на бурении 800 горизонтальных скважин, которые были закончены в России в 2012 году на существующих месторождениях, в т. ч. в Тиман-Печорском районе

do at least highlight the very real potential of an OFS industry capacity constraint over the next decade in Russia. Indeed, even short term forecasts of likely drilling activity underline the tremendous growth that is likely to occur as more intensive and deeper exploration and development activities proceed. [Figure 9](#) shows an industry forecast for the increasing drilling volumes and the growing prevalence of horizontal drilling in Russia to underline the point.

One final point about the investment required in Russia's oilfield services industry is that there may be a significant risk of delay in spending while oil companies establish the true potential of the resource base. Oilfield service companies will not invest in the drilling capacity to service an industry producing 1mmbpd until they know that this potential can be reached and therefore that their new rigs will be able to make a reasonable rate of return over the medium to long term. An outcome that saw either production targets being missed or production peaking at 1mmbpd but then going into rapid decline could spell disaster for service companies, and as a result they will be likely to invest cautiously as they see the unconventional industry in Russia grow. By default this is likely to temper the growth in production in the short term, meaning that more aggressive output targets are unlikely to be met.

6. Other issues

Aside from the major issues of the economic viability of unconventional oil development in Russia and the availability of sufficient oil service capacity, there are a number of other questions that will need to be answered before companies make significant investment decisions.

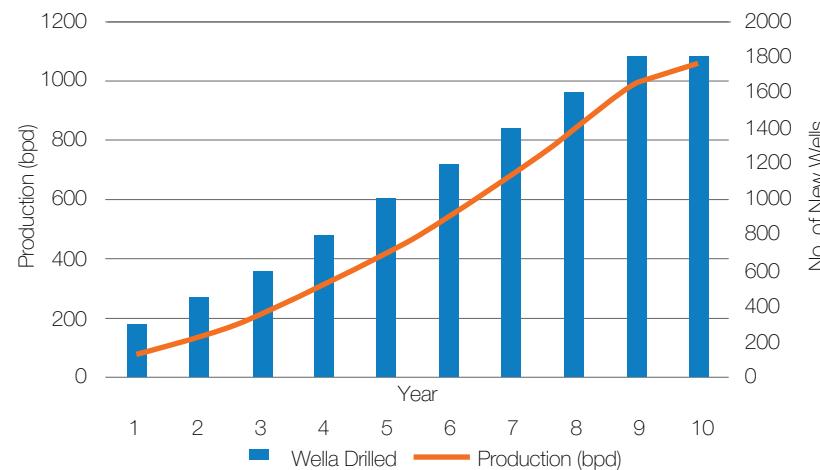
Law on Strategic Reserves: One legislative issue, at least for foreign companies, concerns the Law on Strategic Reserves which was introduced as an amendment to the Subsoil Law in May 2008, and which limits foreign involvement in fields with reserves above a certain size, namely 70 million tonnes (c.500 million barrels) for oil and 50bcm (c.1.75 Tcf) for gas. Any fields larger than this, or located offshore, must have a Russian company as a majority shareholder. However, because shale oil resources are much more complicated to define in compartmentalised blocks compared to conventional fields, which generally have a defined areal extent and depth below a trap of some kind, the Russian authorities may struggle to define accurately whether a particular company owns a strategic resource or not. This could in future create problems for any foreign company that might start as a majority shareholder in a license area only to find that its position is illegal. At present this potential problem is being resolved through the formation of JVs between Russian companies with a 51 per cent stake and foreign companies with a 49 per cent stake, but if the industry is to develop in a rapid and competitive

и в Западной Сибири. Как результат, можно прийти к достаточно обоснованному заключению о том, что, несмотря на освобождение части старых станков для работы на пластах с нетрадиционной нефтью, вероятно, что большую часть станков, требующихся для освоения российских залежей трудноизвлекаемой нефти, понадобится изготовить в течение нескольких следующих лет. И действительно, компании-изготовители станков уже предвкушают многомиллиардные долларовые поступления в результате активизации данных работ.

Относительно упрощенный анализ, как представляется, подтверждает данный вывод. Если мы предположим, в рамках данного обсуждения, что все станки, требующиеся для проведения глубокого бурения на пластины с нетрадиционной нефтью, должны быть новыми, и что намеченный Министерством природных ресурсов целевой показатель добычи 1 млн. барр./сут. должен быть достигнут через 10 лет, то, используя стандартные допущения по начальному дебиту скважины, темпам падения добычи и количеству пробуренных скважин на станок в год, мы можем рассчитать число требующихся станков. Предположим, что начальный дебит скважины будет составлять 50 т/сут., а темпы падения будут такими, как показано на Рис. 3 выше, и с учетом этого количество скважин, необходимых для достижения поставленной цели 1 млн. барр./сут., будет составлять на пике 1800 в 10-й год программы полномасштабной разработки (см. Рис. 7). Что касается числа станков, необходимых для выполнения данной программы бурения, допустим, что на бурение каждой скважины уйдет 35 суток (по сравнению с 26 сутками на баккенских скважинах в США), и что также понадобится некоторое время для перемещения станка между площадками скважин и месторождениями, которое, вероятно, будет значительным. По расчетам Eurasia Drilling, на перемещение станка с одного месторождения на другое уйдет в среднем 45 дней, но т. к. вероятно, что с одной площадки будет буриться

Рис 7: Расчет количества скважин, необходимых для выполнения целевых показателей России по добыче трудноизвлекаемых запасов нефти

Figure 7: Estimate of wells needed to meet Russia's tight oil production targets



Источник: Собственные расчеты автора
Source: Author's estimates

падения добычи и количеству пробуренных скважин на станок в год, мы можем рассчитать число требующихся станков. Предположим, что начальный дебит скважины будет составлять 50 т/сут., а темпы падения будут такими, как показано на Рис. 3 выше, и с учетом этого количество скважин, необходимых для достижения поставленной цели 1 млн. барр./сут., будет составлять на пике 1800 в 10-й год программы полномасштабной разработки (см. Рис. 7). Что касается числа станков, необходимых для выполнения данной программы бурения, допустим, что на бурение каждой скважины уйдет 35 суток (по сравнению с 26 сутками на баккенских скважинах в США), и что также понадобится некоторое время для перемещения станка между площадками скважин и месторождениями, которое, вероятно, будет значительным. По расчетам Eurasia Drilling, на перемещение станка с одного месторождения на другое уйдет в среднем 45 дней, но т. к. вероятно, что с одной площадки будет буриться

fashion the issue of strategic reserves may need to be addressed in order to encourage a broader sweep of company involvement in unconventional oil development.

Corporate landscape: This raises a second more subjective question about the corporate environment needed to catalyse successful development of unconventional reserves. The Unconventional Gas Centre in North Dakota lists 89 companies that operate in the Bakken shale area of the US alone, and it is this diversity of corporate involvement as well as the small and adaptive nature of many of the companies that has been at the heart of the success of the unconventional oil and gas industry in that country. The largest producers from the Bakken shale in 2012 were Whiting Petroleum and Hess, and although these are not small companies, with market capitalisations of \$6.2 billion and \$26.5 billion respectively, they are not the multinational IOCs that were actually quite slow to enter the US unconventional industry. As described by one industry participant ‘the big international oil companies are good at being able to plan

ahead... have multi-year timeframes and can execute very complex projects. But all these things become weaknesses when you are working in shale plays. You need to revisit your planning according to what you learn about the reservoir, or the market. And that adaptive planning is what the smaller companies are good at.’ Indeed one Chevron employee openly commented that ‘we’re going to do it [shale oil development] right, [but] it will probably take us a little longer than some others.’

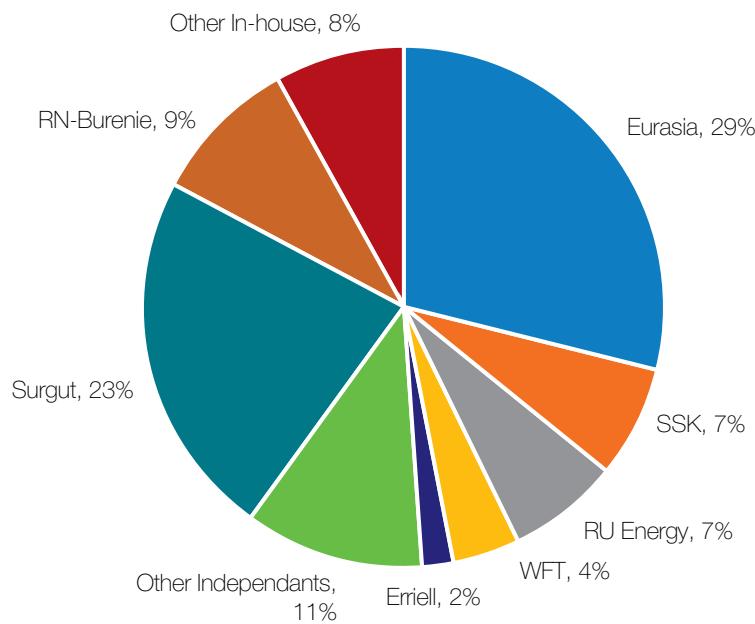
The corporate landscape in Russia is in sharp contrast to the dynamic smaller company model in the US, with a few large companies leading the way, dominated by the country’s NOC Rosneft. A partnership model with large IOCs has been developed in order to introduce international technology and experience, but one conclusion from the Chevron experience might be that progress is likely to be methodical rather than rapid. It is too early to draw any conclusions yet as to whether the Russian model will ultimately be more or less successful

сразу несколько скважин, прежде чем станок будет перемещен, мы уменьшили данное время простоя до 25 дней, и в таком случае подразумевается, что каждый станок сможет пробурить, в среднем, 6,1 скважины в год. Таким образом, на пиковом уровне активности понадобятся 220 активных станков для бурения новых скважин с целью поддержания дебита на уровне 1 млн. барр./сут. или чуть больше, и если добавить к этой цифре 25% на непредвиденные обстоятельства с учетом времени простоя и ремонта станков, можно заключить, что может понадобиться изготовить до 275 новых станков в течение следующих 10 лет, чтобы обеспечить выполнение амбициозного целевого показателя по добыче российской нетрадиционной нефти. Если сравнивать с США, то там, согласно статистическим данным по числу станков компании "Baker Hughes", в августе 2013 г. в Северной Дакоте и Монтане работали около 180 станков, обеспечивая добычу 700 000 барр./сут., таким образом объем добычи на станок составлял 3900 барр./сут., в то время как по российским предположениям, для поддержания добычи на уровне 1 млн. барр./сут., понадобится 275 станков, или 3600 барр./сут. на станок.

С учетом трудностей российского климата и развивающегося характера сервисной отрасли в России, данное различие в результатах кажется разумно обоснованным и обеспечивает некоторую степень уверенности в нашей оценке.

Ключевым вопросом, конечно, является то, возможно ли будет изготовить такое количество станков в течение данного 10-летнего периода. Даже если приведенный выше прогноз верен лишь как ориентировочный, достижение уровня добычи трудноизвлекаемой нефти 1 млрд. барр./сут. потребует трехкратного увеличения парка тяжелых станков России, а при том, что индивидуальная стоимость новых тяжелых станков оценивается в широких пределах от 10 до 60 млн. долларов, в

Рис 8: Доля компаний в буровых работах на суше в России (за 2012 г.)
Figure 8: Company share of onshore drilling in Russia (2012)



Источник: Eurasia Drilling
Source: Eurasia Drilling Company

than the US model, as the IOC/NOC partnership concept is itself at an early stage of development. All that can be said is that it is different and so inherently carries the risk of becoming a longer term rather than a shorter term project, with large companies having a broader focus of interests and concerns to act as potential distractions than the smaller and more entrepreneurial concerns that have been at the forefront of shale oil developments in the US.

Licensing: The relatively tight nature of Russia's corporate landscape is also exacerbated by the licensing regime for tight and unconventional oil, which tends to favour larger companies. Much of the Bazhenov shale

reservoir lies below existing licenses and fields in West Siberia and, as has been mentioned above, is the main source rock for oil in the region. In some instances the licenses for shallower reservoirs also extend down to the deeper shale layers, and so the large companies which dominate Russian production have extensive Bazhenov exposure by default. Even if the current licenses do not currently extend down to the Bazhenov, however, it is expected that companies owning the shallower licenses will be able to extend their exploration to

the deeper horizons as a matter of course. As far as new licenses are concerned, Gazprom Neft has identified acreage containing a potential 8-10 billion tons (60-75 billion barrels) of resources that has yet to be allocated in the Khanty-Mansiisk region alone, so the possibility of new entrants arriving still remains. Given the current government preference towards state-controlled institutions, however, highlighted by a recent Fitch ratings agency report, and the implications of the Law on Strategic Reserves discussed above, it would seem likely that the majority of this new acreage will go to the same group of companies that currently dominate the industry.

Environment and water issues: Russia's huge geographical expanse means that it is unlikely to be troubled by the environmental concerns that are currently

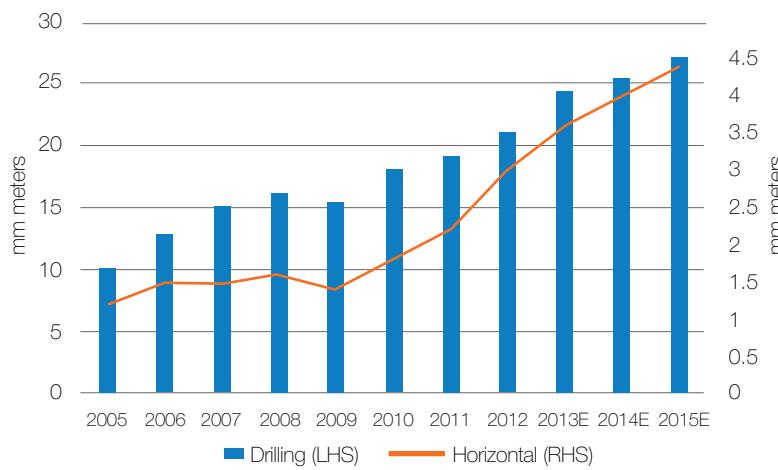
сумме это составит целых 15 млрд. долларов, или около 1,5 млрд. долларов в год на протяжении 10 лет. Для сравнения отметим, что Eurasia Drilling, которая в 2012 году выполнила 29 процентов от всех буровых работ на суше (см. Рис. 8), произвела капитатраты за год на общую сумму 600 млн. долларов. Если экстраполировать эту цифру, чтобы создать аппроксимацию для буровой отрасли в целом, мы можем предположить, что суммарные капитатраты на бурение нефтепромысловых сервисных компаний в 2012 году могли составить 2 млрд. долларов, а это означает, что наша оценка потенциальной годовой потребности лишь в бурении нетрадиционными способами может составить 75% указанной суммы, если потребуется достичь целевых показателей Министерства природных ресурсов.

Конечно, приходится признать, что все данные расчеты в настоящее время являются в значительной степени теоретическими, но они, по крайней мере, указывают на весьма реальный потенциал ограничения в плане возможностей нефтепромысловых сервисных компаний в России на следующие 10 лет.

В действительности, даже краткосрочные прогнозы вероятных буровых работ подчеркивают колоссальный рост, который, вероятно, произойдет по мере того, как начнутся более интенсивные и глубокие работы по разведке и разработке. На Рис. 9, в подтверждение вышесказанному, приведен отраслевой прогноз увеличения объемов бурения и роста числа горизонтально пробуренных скважин в России.

И последнее замечание по поводу инвестиций, требующихся в отрасли нефтепромысловых услуг в России - может существовать значительный риск задержки осуществления затрат, пока нефтяные компании устанавливают истинный потенциал ресурсной базы. Нефтепромысловые сервисные компании не будут инвестировать в буровое оборудование для обслуживания отрасли, производящей 1 млн. баррелей в сутки, пока не будут знать, что данный потенциал может быть достигнут и, следовательно, что их новые станки смогут достойно окупить себя в перспективе от

Рис 9: Прогноз буровых работ в России на период до 2015 года
Figure 9: Forecast of drilling activity in Russia to 2015



Источник: Eurasia Drilling
Source: Eurasia Drilling

facing more densely populated countries where lobby groups are raising concerns about the possible impact of fracking on supplies of potable water and the risk of seismic disturbances. Nevertheless, Russia does have some strict environmental laws that can impose severe fines on companies that cause damage through leaks or harmful waste disposal, and it is currently unclear whether these might need to be adapted further to account for the increased activity that would result from significant horizontal drilling and well fracking involved in the development of tight and shale resources. Given that activity on tight reservoirs using these techniques has been underway for some years under current legislation one might assume that this will remain the situation if drilling for unconventional

resources expands. Given the difficult terrain in Siberia, however, combined with the extreme weather conditions, which means that the landscape changes from a frozen wasteland in winter to boggy marshes in summer, it would not be surprising if the Russian authorities decided that new legislation is required to manage a different type of development

activity that involves high levels of liquid injection and the need to deal with the return of at least 15 per cent of injected water to the surface. Any examination of this issue could clearly take some time and cause delays to operational activity.

One of the other main environmental issues may also concern the use of water. Although there would seem to be little risk of drought in Siberia, the fact that temperatures remain below zero for a significant part of the year means that the issue of water provision could be a significant one. This may require state approval for a broader network of heated pipelines to manage winter water supply, the expansion of road transport fleets and storage facilities to cater for water provision at different times of the year and an adaptation of the rules for water extraction and injection that are currently managed by the Ministry of Natural Resources. None of these issues are insurmountable, of course, but could nevertheless lengthen the process of moving from the exploration to full development of Russia's unconventional resources.

среднесрочной до долгосрочной. Такое развитие событий, при котором либо целевые показатели добычи не будут достигнуты, либо суммарный дебит достигнет отметки 1 млн. барр./сут. а затем резко снизится, может обернуться катастрофой для сервисных компаний и, как результат, они, вероятно, станут осуществлять осторожные инвестиции по мере того, как будут наблюдать рост отрасли нетрадиционной добычи в России. По умолчанию, это, вероятно, сдержит рост добычи в краткосрочной перспективе, а это означает, что более амбициозные целевые показатели добычи вряд ли будут выполнены.

6. Прочие вопросы

Помимо основных вопросов экономической целесообразности разработки нефти нетрадиционными методами в России и наличия достаточных мощностей у сервисных компаний, есть ряд других вопросов, на которые необходимо дать ответ, прежде чем компании примут решения о значительных инвестициях.

Закон “О стратегических запасах”: Одна правовая проблема, как минимум для иностранных компаний, связана с Законом “О стратегических запасах”, который был принят в виде изменения к Закону “О недрах” в мае 2008 г., и который ограничивает иностранное участие в месторождениях с запасами, превышающими определенную величину, а именно 70 млн. тонн (или около 500 млн. баррелей) по нефти и 50 млрд. куб. м. (или около 1,75 триллиона куб. футов) по газу. Для любых месторождений, превышающих данный размер, или расположенных на континентальном шельфе, владельцем контрольного пакета акций должна быть российская компания. Тем не менее, поскольку запасы сланцевой нефти намного сложнее определить в разобщенных нефтяных блоках, чем на месторождениях традиционной нефти, у которых, как правило, имеется определенное площадное распространение и глубина под ловушкой того или иного вида, российские власти могут затрудниться с точным определением, владеет или нет стратегическими запасами отдельно взятая компания. В будущем это может создать проблемы для любой иностранной компании, которая может приступить к работе как владелец контрольного пакета акций на лицензионном участке, и лишь потом обнаружить, что это является противозаконным. В настоящее время данная потенциальная проблема решается путем создания совместных предприятий между российскими компаниями, владеющими 51 процентом акций, и иностранными компаниями с 49% долей участия, но для того, чтобы развитие данной отрасли было быстрым и конкурентным, может понадобиться окончательно решить

Manpower requirements: A final, and much more subjective, question concerns the availability of sufficient skilled labour in Russia's oil heartland to meet the requirements of the much more intensive work required to exploit unconventional oil and gas. While it is impossible to be definitive at this early stage of the resource development, the development of the Bakken resource in the US is estimated to be creating 65,000 new industry-related jobs, and the boom in oil production in North Dakota is causing a shortage of manpower and facilities. As one industry participant described the situation – ‘we need help, we need manpower and we need intelligence.’ In Russia much of the country’s skilled oil industry workforce is already heavily engaged in stemming the decline of the country’s existing assets and indeed the economy as a whole could be facing labour shortages as the population declines, with the consequence that if a dramatic increase in drilling is required to accelerate unconventional output then it is likely that significant additional manpower will be required that cannot just be shifted from existing fields. Of course foreign company participation can alleviate this problem to an extent, but nevertheless there must be some question about the availability of skilled human resources in West Siberia to meet future industry needs.

7. Conclusions

Russia's traditional oilfields in West Siberia are in decline and the Russia government and its oil companies are therefore faced with some stark choices if they wish to retain the country's oil production above 10 mmbpd. Much excitement has been generated by the huge exploration potential of the country's offshore basins, with joint ventures being formed between Rosneft and various IOCs to exploit licenses in the South Kara, Barents and Black Seas and with tax incentives being provided by the Russian administration to encourage investment. A separate element of these joint ventures has also been the exploitation of Russia's tight and shale oil resources, which could in fact produce a more rapid result in terms of production to replace any decline from current fields. Indeed, with the USGS estimating that Russia is the largest holder of shale oil resources in the world, with 75 billion barrels of potentially recoverable resources, it would seem that the opportunity is huge, and the Russian Ministry of Natural Resources has set a target of 1 mmbpd of production from this resource base by 2025.

This enthusiasm, however, needs to be tempered because of a number of issues that will need to be faced if successful development of Russia's unconventional oil is to be achieved. The country's most extensive shale oil, in the Bazhenov reservoir, has been likened to the Bakken resources in North Dakota which are currently producing over 700,000 bpd, but the differences between the two areas are as interesting as

вопрос стратегических запасов, чтобы привлечь более широкий спектр компаний к освоению нетрадиционных запасов.

Корпоративная среда: В связи с этим встает второй, более субъективный вопрос о корпоративной среде, необходимой для активизации успешного освоения нетрадиционных запасов. Центр нетрадиционной добычи газа в Северной Дакоте насчитал 89 компаний, работающих на одном лишь только участке сланцевой формации Баккен в США, и именно данное разнообразие корпоративного участия, а также малый размер и быстрая адаптация многих из компаний лежат в основе успеха отрасли добычи нефти и газа нетрадиционными методами в данной стране. Крупнейшими компаниями, осуществляющими добычу из сланцевой формации Баккен, были "Whiting Petroleum" и "Hess", и хотя это компании немаленькие, с рыночной капитализацией 6,2 млрд. долларов и 26,5 млрд. долларов соответственно, они не являются международными нефтяными компаниями, которые, фактически, довольно медленно осуществляют вхождение в американскую отрасль нетрадиционной добычи нефти. По словам одного участника отраслевого рынка, "большие международные нефтяные компании хорошо умеют строить планы на будущее... их графики составляются на много лет вперед, и они могут реализовывать очень сложные проекты. Но все это превращается в недостатки, когда работаешь в сланцевых формациях. Такая работа требует внесения корректиров в свои планы в зависимости от степени изученности пласта или от рыночной конъюнктуры. И такое адаптивное планирование лучше удается небольшим компаниям." И действительно, один работник компании "Chevron" в открытую прокомментировал, что "мы собираемся осуществить это [разработку сланцевой нефти] правильным образом, [но] на это, вероятно, у нас уйдет больше времени, чем у некоторых других компаний."

Корпоративная среда в России резко контрастирует со сложившейся в США динамической моделью участия небольших компаний - в России несколько крупных компаний возглавляют процесс, и доминирует здесь "Роснефть", национальная нефтяная компания страны. Модель партнерства с крупными международными нефтяными компаниями разработана с целью внедрения международных технологий и опыта, но одним заключением на основе опыта Chevron может быть то, что прогресс, вероятно, скорее будет методичным, а не быстрым. Пока еще слишком рано делать какие-либо выводы относительно того, будет ли российская модель в конечном счете более или менее успешной, чем американская, т. к. концепция партнерства

the similarities. A detailed geological assessment of the more than 2 million km² of Bazhenov reservoir has yet to be completed, but even the early seismic and drilling results suggest a significant heterogeneity across even short distances, with starkly different initial flow rates and decline curves from wells only a few kilometres apart. Furthermore, there is a large difference in well drilling cost estimates that again suggests a wide variety of operating conditions, increasing the risks for operators.

In these circumstances a tax regime that focuses on royalty payments per barrel of oil produced or exported without regard for cost recovery is always going to make it difficult for oil companies to generate commercial returns from their investments. The Russian government has started to appreciate this fact, and recent legislation has offered a scale of MET royalty payments according to the difficulty of extraction, but as our analysis has shown even this may not be enough to encourage wide-scale investment. Reductions in export tax rates may also be required, but a more rational long-term approach would be a restructuring of the regulatory system to focus on taxing profits rather than revenues. The Russian administration is reluctant to do this for fear that 'creative oil company accounting' will result in the majority of oil production being classified as 'hard-to-recover', with a consequent loss in tax revenue, but it may be the case that the need to incentivise the development of Russia's unconventional resources can provide an additional spur to action on a profit-tax regime for the Russian oil industry.

Another key question for the development of Russia's shale and tight oil resources will be the expansion of the oil service industry. The number of heavy oil rigs, which are capable of drilling the deep horizontal wells needed to exploit the Bazhenov reservoirs, will need to triple if the Ministry of Resources target is to be met, raising a question about the ability of the oil service industry to meet the possible \$15 billion expenditure requirement. Furthermore, the industry will also have to expand its ownership of fracking equipment and other operational items, and this will put pressure both on its ability to finance so much purchasing in a relatively short period of time and its willingness to take the risk of investing in what remains an uncertain resource base.

The other key issue which faces the Russian oil industry as it seeks to develop its unconventional resources is the overall corporate landscape of the sector. In North Dakota alone 89 small and medium-sized companies are involved in developing the Bakken shale, while in Russia four large and vertically integrated companies (now that Rosneft owns TNK-BP) are heading the drive to develop the Bazhenov reservoirs in co-operation with their new international partners. It is too early to say whether the new NOC-IOC partnership model that is becoming

международных и национальных нефтяных компаний сама по себе находится на ранней стадии разработки. Все, что можно сказать на данный момент, это то, что эта концепция иная, и поэтому в своей основе она содержит риск превращения в долгосрочный, а не краткосрочный проект, так как у крупных компаний имеется более широкий круг интересов и проблем, которые могут стать потенциальными отвлекающими факторами по сравнению с небольшими и по большей части связанными с предпринимательской деятельностью проблемами, возникающими в первую очередь в ходе освоения месторождений сланцевой нефти в США.

Лицензирование: Относительно сложный характер российской корпоративной среды также отягощается режимом лицензирования в отношении трудноизвлекаемой и нетрадиционной нефти, который проявляет тенденцию к тому, чтобы отдавать предпочтение более крупным компаниям. Большая часть баженовской сланцевой формации залегает под существующими лицензионными участками и месторождениями в Западной Сибири и, как было упомянуто выше, она является главной нефтематеринской породой в регионе. В некоторых случаях лицензионные участки с коллекторами неглубокого залегания также простирались ниже, до залегающих глубже сланцевых формаций, и поэтому крупным компаниям, доминирующем в российском добывающем секторе, по умолчанию принадлежат значительные объемы в баженовской свите. Даже если нынешние лицензионные участки сейчас не простираются вниз до баженовских отложений, тем не менее, ожидается, что компании, владеющие лицензионными участками неглубокого залегания, смогут распространить свои разведочные площади на более глубокие горизонты, как нечто само собой разумеющееся. Что касается новых лицензионных участков, Газпром нефть выявила площадь, содержащую потенциальные 8-10 млрд. тонн (60-75 млрд. баррелей) запасов, которая еще предстоит распределить, лишь в одном ХМАО, так что все еще возможно появление на данном рынке новых участников. Однако с учетом того, что правительство сейчас отдает предпочтение организациям, контролируемым государством, что подчеркивается в недавнем отчете рейтингового агентства Fitch, а также возможных последствий введения описанного выше Закона о стратегических запасах, кажется вероятным, что большинство данной новой площади отйдет той же самой группе компаний, которые сейчас доминируют в отрасли.

Вопросы охраны окружающей среды и водных ресурсов: То, что Россия занимает огромную географическую площадь, означает малую

предоставляемую ею в России возможность для успешного разработки твердой и сланцевой нефти. Сомнение есть, однако, что компании с широким спектром интересов будут менее склонны сосредоточиться на быстром решении многих проблем, которые неизбежно будут встречаться, чем предпринимательские единицы, присущие США.

В целом, хотя Россия безусловно обладает огромным потенциалом для разработки нетрадиционных нефтяных ресурсов, кажется, что достижение агрессивной Министерства природных ресурсов цели будет затруднено. Мы узнаем многое о геологических и коммерческих проблемах, с которыми сталкивается отрасль, когда Rosneft-ExxonMobil pilot project будет завершен в 2015 году, но сомнение есть, что российское правительство может показать даже больше гибкости в своих налоговых соглашениях, чтобы стимулировать масштабное развитие базеновской формации. На позитивном примере, это могло бы привести к полному пересмотру налоговой системы нефти в пользу прибыльной модели, чтобы гарантировать, что производство остается выше 10 mmbpd. Менее привлекательное развитие может привести к дальнейшим опасениям о краткосрочном снижении налоговых доходов, что может привести к продолжению статус-кво с ad hoc корректировками, тем самым подрывая даже консервативные цели Министерства энергетики по разработке сланцевой и твердой нефти.

вероятность того, что ее будут беспокоить те проблемы экологии, которые сейчас актуальны в странах с более высокой плотностью населения, где группы лоббистов сейчас поднимают вопросы о возможном воздействии гидроразрывов на источники питьевой воды и риске сейсмических возмущений. Несмотря на это, у России есть несколько строгих законов об охране окружающей среды, согласно которым можно налагать высокие штрафы на компании, причиняющие ущерб посредством утечек или сброса вредных отходов, и в настоящее время неясно, необходимо ли их дополнительно адаптировать с учетом активизации деятельности в результате значительных объемов горизонтального бурения и гидроразрыва пластов, применявшихся при освоении запасов трудноизвлекаемой и сланцевой нефти. С учетом того, что работы в плотных пластах с использованием данных методов ведутся на протяжении уже нескольких лет в рамках текущего законодательства, можно предположить, что ситуация не изменится при распространении бурения на запасы нетрадиционной нефти. Тем не менее,

учитывая сложный рельеф Сибири в сочетании с неблагоприятными погодными условиями, означающие, что здешний ландшафт характеризуется промерзшими равнинами зимой и топкими болотами летом, будет неудивительным, если российские власти решат, что для управления различными видами работ по освоению, подразумевающими большие объемы нагнетания жидкости и необходимость учесть вынос на поверхность не менее 15 процентов закачанной воды, потребуется новое законодательство. Любое изучение данного вопроса, очевидно, может занять определенное время и вызвать задержки в выполнении работ.

Еще одним важным вопросом в области экологии может также стать водопользование. Хотя в данном случае речь не идет о представляющемуся маловероятным риске засухи в Сибири, но тот факт, что температуры составляют ниже нуля значительную часть года означает, что проблема водообеспечения может быть существенной. Для этого может потребоваться согласование с государством более широкой сети обогреваемых трубопроводов, чтобы обеспечить поставку воды в зимнее время, расширения парков автомобильного транспорта и объектов хранения, чтобы обеспечивать наличие воды в различные периоды года, а также адаптации нормативов отбора и нагнетания воды, которые сейчас контролируются Министерством природных ресурсов. Конечно, ни один из данных вопросов не является непреодолимым, но тем не менее они удлиняют процесс перехода от разведки к полномасштабной разработке российских нетрадиционных запасов нефти.

Потребность в рабочей силе: Последний, и гораздо более субъективный вопрос касается наличия в самом сердце России достаточного числа квалифицированных работников, отвечающих требованиям гораздо более интенсивных работ, необходимых для эксплуатации нетрадиционных нефти и газа. При том, что на данной ранней стадии невозможно давать точные оценки, освоение запасов Баккена в США, по расчетам, создаст 65 000 новых рабочих мест в отрасли, а бум добычи нефти в Северной Дакоте сейчас вызывает дефицит рабочей силы и оборудования. Как описал сложившуюся ситуацию один из участников рынка – “мы нуждаемся в помощи, мы нуждаемся в рабочей силе и мы нуждаемся в информации.” В России большая часть квалифицированных работников уже активно привлечена к работам по предотвращению истощения существующих запасов страны и, действительно, экономика в целом может столкнуться с дефицитом рабочей силы по мере сокращения численности населения, с последствием, что если потребуется резко увеличить объемы бурения для ускорения

извлечения нетрадиционной нефти, весьма вероятно, что потребуются в большом количестве дополнительные работники, которых нельзя просто перевести на новые объекты с существующих месторождений. Конечно, участие иностранных компаний может способствовать решению данной проблемы, но, несмотря на это, вопрос наличия квалифицированных кадров в Западной Сибири для удовлетворения будущих нужд отрасли по-прежнему актуален.

7. Выводы

Российские месторождения традиционной нефти в Западной Сибири находятся на стадии истощения, и поэтому российскому правительству и его нефтяным компаниям придется сделать неизбежный выбор, если они желают сохранить объемы добычи нефти в стране на уровне свыше 10 млн. баррелей в сутки. Много энтузиазма вызвал огромный потенциал для разведочных работ шельфовых зон страны, это сопровождалось созданием совместных предприятий между Роснефтью и различными международными нефтяными компаниями с целью эксплуатации лицензионных участков в южной части Карского моря, Баренцева и Черного морей, и с введением российской администрацией налоговых льгот для привлечения инвестиций. Отдельным направлением деятельности данных совместных предприятий также является эксплуатация российских запасов нетрадиционной и сланцевой нефти, что может, по сути, дать более быстрый результат в плане объемов добычи, компенсирующих падение добычи на существующих месторождениях. Действительно, при том, что, по оценкам геологической службы США (USGS), Россия является крупнейшим владельцем запасов сланцевой нефти в мире, с 75 млрд. баррелей потенциально извлекаемых запасов, может показаться, что здесь открываются огромные возможности, и Министерство природных ресурсов РФ поставило цель к 2025 году добывать 1 млн. баррелей в сутки из данной ресурсной базы.

Этот энтузиазм, однако, следует умерить, т.к. сначала требуется решить ряд вопросов, которые возникнут в случае необходимости успешного освоения российских запасов нетрадиционной нефти. Наиболее большие запасы сланцевой нефти в стране, в баженовской свите, сравнивают с запасами на месторождении Баккен в Северной Дакоте, где сейчас добывают более 700 000 баррелей нефти в сутки, но различия между этими двумя участками так же интересны, как и сходства. Детальная геологическая оценка более 2 млн. км² баженовской свиты еще не завершена, но даже предварительные результаты сейсмических изысканий и бурения говорят о значительной неоднородности в пределах даже малых расстояний, с очень различающимися начальными дебитами и

кривыми падения добычи из скважин, находящихся друг от друга на расстоянии всего лишь нескольких километров. Кроме того, существует большое различие в оценках затрат на бурение, что, опять же, предполагает широкий разброс условий эксплуатации, при этом увеличивая риски для компаний-операторов.

В данных обстоятельствах налоговый режим, фокусирующийся на платежах роялти за баррель добытой или экспортированной нефти без учета возмещения производственных затрат всегда будет затруднять для нефтяных компаний обеспечение коммерческой окупаемости своих инвестиций. Российское правительство начало принимать во внимание данный факт, и недавние законодательные решения предлагают различные платежи роялти в виде налога на добычу полезных ископаемых в зависимости от сложности извлечения, но как показал наш анализ, даже этого может быть недостаточно для привлечения широкомасштабных инвестиций. Может также потребоваться снижение ставок налога на экспорт, но более рациональным подходом в долгосрочной перспективе была бы реструктуризация нормативной базы, чтобы она фокусировалась на обложении налогом прибыли, а не дохода. Российская администрация не желает идти на это, опасаясь, что "гибкая система бухгалтерского учета в нефтяных компаниях" в результате приведет к тому, что большая часть добытой нефти будет классифицироваться как "трудноизвлекаемая", с последующим сокращением налоговых поступлений, но может оказаться так, что необходимость в стимулировании освоения российских запасов нетрадиционной нефти может придать дополнительный импульс к введению режима налогообложения прибыли для российской нефтяной отрасли.

Еще одним важным вопросом в деле освоения российских запасов сланцевой и трудноизвлекаемой нефти будет расширение сервисной отрасли нефтяной промышленности. Количество нефтяных буровых станков большой грузоподъемности, способных бурить глубокие горизонтальные скважины, необходимые для эксплуатации баженовских пластов, понадобится увеличить в три раза, чтобы достичь целевых показателей, установленных Министерством природных ресурсов. В связи с этим возникает вопрос о способности сферы услуг в нефтяной отрасли обеспечить выполнение возможного требования об осуществлении затрат на сумму 15 млрд. долларов. Более того, сервисные компании также должны будут расширить свой парк оборудования для гидроразрыва пластов и другого технологического оборудования, а это окажет давление как на их способность к финансированию такого большого объема закупок в течение относительно короткого периода времени, так и на их желание взять на себя риск инвестирования в

то, что все еще является неопределенной ресурсной базой.

Общая корпоративная среда в данной отрасли является еще одним важным вопросом, стоящим перед российской нефтяной отраслью при освоении ее запасов нетрадиционной нефти. В одной лишь Северной Дакоте 89 малых и средних компаний участвуют в разработке сланцевой формации Баккен, в то время как в России четыре крупных и вертикально интегрированных компании (после того, как ТНК-ВР была поглощена Роснефтью) возглавляют деятельность по освоению баженовских пластов совместно со своими новыми международными партнерами. Сейчас слишком рано говорить о том, будет ли новая и становящаяся преобладающей в России модель партнерства "национальная нефтяная компания - международная нефтяная компания" успешной при освоении запасов трудноизвлекаемой и сланцевой нефти в стране. Тем не менее, есть подозрение, что компании с широким охватом отечественных и международных интересов будут с меньшей вероятностью фокусироваться на оперативном решении многих проблем, с которыми наверняка столкнутся те самые частные предприятия, доминирующие сейчас в американском секторе добычи нетрадиционными методами.

В общем и целом, хотя Россия, без сомнения, имеет огромный потенциал для освоения запасов нетрадиционной нефти, кажется маловероятным, что амбициозный плановый показатель Министерства природных ресурсов будет выполнен. Мы будем иметь более полную информацию о геологических и коммерческих вопросах, которые стоят перед отраслью, после завершения в 2015 году проекта ОПР, выполняемого Роснефтью и ExxonMobil, но есть подозрение, что российскому правительству может понадобиться продемонстрировать еще больше гибкости в своих налоговых мероприятиях, чтобы стимулировать полномасштабную разработку баженовской сланцевой формации. Хорошую новостью, однако, является то, что это может придать сильный импульс процессу полного пересмотра режима налогообложения нефтяных предприятий, с изменением его на модель налогообложения прибыли, для того, чтобы объемы добычи не опустились ниже 10 млн. баррелей в сутки. При менее оптимистичном развитии событий правительство по-прежнему будет беспокоить сокращение налоговых поступлений в краткосрочной перспективе, в результате чего изменения вноситься не будут, а будут осуществляться лишь однократные корректировки, что отрицательно скажется на развитии отрасли и не позволит выполнить даже более умеренные плановые показатели добычи сланцевой и трудноизвлекаемой нефти, установленные Министерством энергетики.