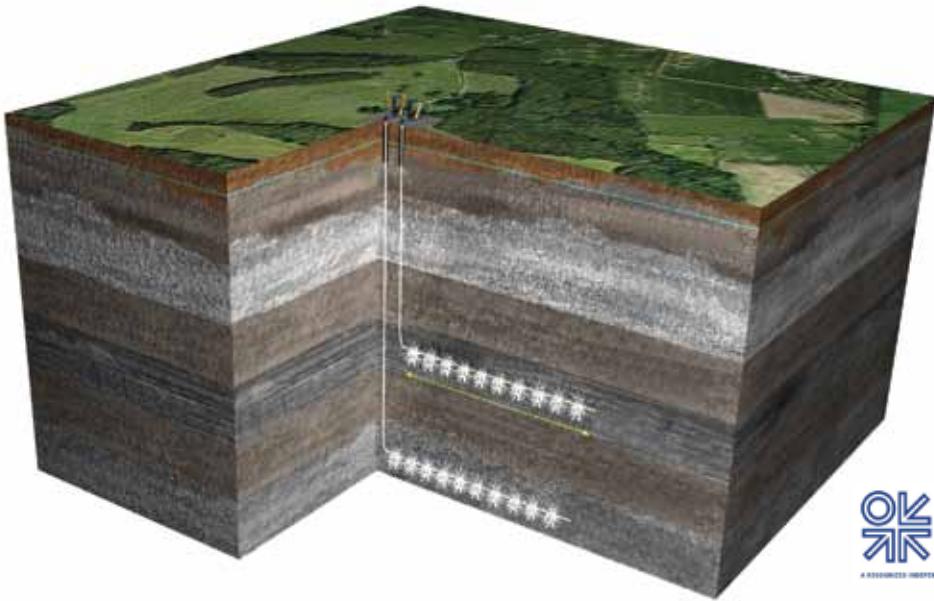


# Освоение месторождений нефти низкопроницаемых пород в России



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 1

James Henderson

The Oxford Institute for Energy Studies

Part 1

### Вступление

Добыча нетрадиционных запасов нефти радикально изменила ситуацию в энергетике США, создав для страны возможность уменьшить текущую зависимость от импорта нефти и условия для достижения странами Северной Америки к концу десятилетия потенциальной энергетической независимости. Тем не менее, по мнению Fattouh и Sen, изложенному в недавнем выпуске OIES Comment, несмотря на многочисленные прогнозы о грядущей революции в сфере поставок и цен на нефть, вызванной добывчей нефти из плотных низкопроницаемых пород, влияние этого процесса на мировой энергетический рынок оказались не столь сильным, как ожидалось. Цель настоящей статьи – попытка оценить реальный потенциал добычи нефти низкопроницаемых пород в России, который был особо отмечен в недавнем исследовании мировой ресурсной базы сланцевой нефти и сланцевого газа, проведенном USGS,

### Introduction

Production of unconventional oil has transformed the US energy landscape, creating the potential for that country to reduce its reliance on oil imports and to contribute to the possibility of North America's becoming energy independent by the end of this decade. As Fattouh and Sen point out, however, in their recent OIES Comment, despite the forecasts of many commentators that this would cause a revolution in oil supply and prices, the impact on the global energy market has in fact been somewhat less dramatic than expected. This working paper aims to take a similarly realistic view of the potential for tight oil production in Russia, something which has been highlighted by the recent study of global shale oil and gas resources undertaken by the EIA, which named Russia as the possessor of the world's largest shale oil reserves.

The main focus of attention has been on the Bazhenov shale which lies beneath Russia's main producing

согласно которому, Россия является страной с наибольшими запасами сланцевой нефти в мире.

Основное внимание в этом смысле всегда уделяется Баженовским сланцам, залегающим под нефтеносными горизонтами, из которых ведется основная текущая добыча нефти в Западной Сибири, и являющимися нефтематеринской породой для многих месторождений-гигантов, составляющих основную долю всей нефтедобычи страны (по текущим оценкам приблизительно 10.5 млн.барр/сут). Роснефть, Лукойл, ГазпромНефть и другие компании обращают особое внимание на нефть Баженовской свиты и других аналогичных низкопроницаемых коллекторов, полагая, что они смогут дать прирост добычи, необходимый для достижения поставленной правительством РФ цели: обеспечить поддержание добычи нефти на текущем уровне в условиях естественного падения добычи на многих давно разрабатываемых месторождениях. Созданные совместные предприятия с компаниями ExxonMobil, Statoil и Shell уже начали внедрять международный опыт и технологии, а будущая добыча нефти из низкопроницаемых пород, по оценкам Министерства природных ресурсов, составит к 2025 г. до 1 млн. барр/сут.

Однако, эксплуатация этих недоосвоенных ресурсов находится на самом раннем этапе, и уже сейчас вызывает ряд сложностей. С геологической точки зрения эти породы характеризуются высокой неоднородностью, а скважины, пробуренные на расстоянии лишь нескольких километров, демонстрируют существенно разные результаты. Затраты на бурение высоки, и, как на большинстве сланцевых коллекторов, снижение дебитов скважин происходит быстро. Это означает, что для рентабельной добычи возмещение затрат должно осуществляться быстро, на раннем этапе производственного цикла. Однако, существующая налоговая система РФ не предполагает эксплуатации скважин в таком режиме, поскольку основной упор в ней сделан на выручке, а не на прибыли, да и сами налоги крайне высоки. Несмотря на введенное снижение ставок по отдельным налогам, для широкомасштабного инвестирования в освоение таких месторождений этого недостаточно. Более того, инвестиции требуются не только со стороны нефтяных компаний, но и со стороны сервисных: для приобретения новых буровых установок и оборудования ГРП, недостаток которых может отсрочить достижение поставленных целей нефтедобычи.

Цель данной статьи – рассмотреть вышеуказанные и другие вопросы в свете оценки потенциального роста освоения запасов нефти низкопроницаемых

reservoirs in West Siberia and is indeed the source rock for many of the giant fields that have been at the core of the country's oil output, which is now running at approximately 10.5 mmbpd. Rosneft, LUKOIL, GazpromNeft and others have highlighted the potential for the Bazhenov and Russia's other tight oil reservoirs to help achieve the government's objective of maintaining overall production at current levels in the face of the natural decline in many of the country's older fields. Joint ventures with ExxonMobil, Statoil and Shell have started to introduce international expertise and technology, and the future output from Russia's tight oil reservoirs has been estimated by the Ministry of Natural Resources at up to 1 mmbpd by 2025.

The exploitation of this underdeveloped resource, however, is at a very early stage and a number of issues have already emerged. The geology of many of the reservoirs seems very heterogeneous, with markedly different well results being produced only kilometres apart. Well costs are high and, in common with most shale reservoirs, decline rates are rapid, meaning that costs need to be recovered early in the production cycle if an economic return is to be made. The current tax system in Russia, however, does not anticipate this type of well performance, being focussed on revenues rather than profits, and tax rates are also very high. Although reductions on specific taxes have now been introduced, they may not be enough to encourage wide-scale investment. Furthermore, it is not just oil company investment that is required but also significant expenditure by oil service companies on new rigs and fracking equipment, a lack of which could easily delay the achievement of production targets.

As a result, this paper aims to address these and other issues in order to assess the potential progress in the development of Russia's tight oil reserves. Section 1 provides some initial context of the potential importance of unconventional oil in Russia as a means of alleviating the declining production of existing West Siberian assets and as a bridge towards the longer term development of areas such as the Arctic offshore. Section 2 then outlines a definition of what is described in Russia as 'hard-to-recover' oil, differentiating between shale reservoirs such as the Bazhenov and other tight oil reservoirs such as the Achimov and Tyumen formations which are often found in the deeper layers of existing fields. Section 3 then reviews corporate activity in the sector to date, highlighting in particular the new joint ventures formed by Rosneft, the development work carried out by GazpromNeft and Shell in the Salym area and the new focus of LUKOIL on its deeper and tighter oil assets.

Section 4 then moves on to a discussion of the commercialisation of Russia's tight oil resources, and in particular highlights the tax concessions that have

пород в России. В Части 1 рассматриваются вопросы важности этих запасов нефти в контексте нивелирования падения добычи на эксплуатируемых месторождениях Западной Сибири и в качестве связующего звена с долгосрочными программами освоения регионов, подобных Арктическому шельфу. В Части 2 дается определение российского понятия «трудноизвлекаемых запасов нефти» и рассматриваются отличия между коллекторами, представленными сланцами (как породы Баженовской свиты), и другими нефтеносными низкопроницаемыми коллекторами, такими как породы Ачимовской и Тюменской свит, часто встречающиеся и залегающие ниже разрабатываемых коллекторов Западной Сибири. В Части 3 рассматривается деятельность компаний по освоению таких месторождений в России. Особое внимание уделено новым СП с участием Роснефти, работе, проводимой компаниями ГазпромНефть и Shell на Салыме, а также намерениям Лукойла осваивать месторождения более глубокозалегающей нефти, приуроченной к породам пониженной проницаемости.

Часть 4 рассматривает вопросы коммерциализации российской нефти низкопроницаемых коллекторов, в частности налоговые льготы, уже введенные для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, а также те изменения в налоговом режиме, которые необходимо ввести для стимулирования широкомасштабной реализации проектов разработки такой нефти. Эти проекты радикально отличаются от проектов освоения традиционных российских месторождений нефти профилем движения денежных потоков. Часть 5 касается еще одного

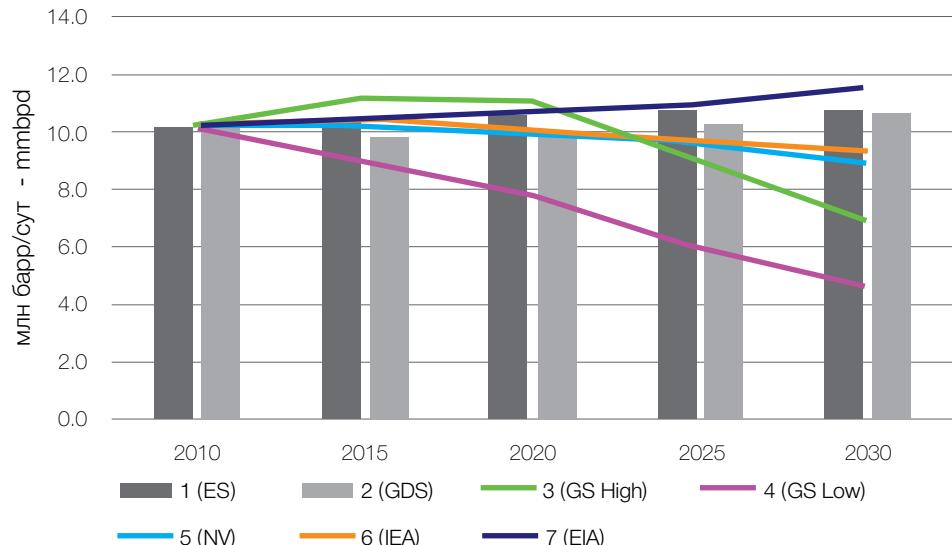
ключевого вопроса отрасли - наличия высококлассных мощных буровых установок, позволяющих бурить многочисленные горизонтальные стволы, необходимые для достижения целевого показателя 1 млн.барр/сут. При этом делается вывод, что сложность состоит не только в необходимости построить достаточное количество буровых установок, но и в выжидательной позиции сервисных компаний, не желающих инвестировать большие средства до тех пор, пока не будет более понятно дальнейшее развитие ситуации с нетрадиционными ресурсами нефти низкопроницаемых коллекторов в России, например, в части

already been granted for 'hard-to-recover' oil, while also discussing further changes that may be needed to catalyse full scale development in projects with a very different cash-flow profile to traditional Russian oil fields. Section 5 addresses another key issue for the industry, namely the availability of rigs of high enough quality and power to drill the numerous horizontal wells that will be needed if 1 mmbpd of production is to be achieved. It concludes that not only will it be difficult to build enough new rigs, but also that the oil service industry may well be reticent to invest heavily until it more fully understands what the future of the unconventional oil industry in Russia may be. Section 6 then reviews a number of other issues that could hinder development of tight oil in Russia such as a corporate landscape dominated by a few large players, the Law of Strategic Reserves, the Licensing Laws and Environmental and Water issues. Section 7 then offers some conclusions which suggest that, although the potential for a significant increase in unconventional oil production in Russia certainly exists, the achievement of the aggressive Ministry of Natural Resources target is likely to take longer than anticipated.

## 1. Unconventional Oil in the Context of Russia's Energy Strategy

The Russian government's Energy Strategy to 2030 indicates that it is keen to maintain the country's oil production at or above the level of 10.4 mmbpd seen in 2012, and the outlook for 2013–2015 remains quite positive as new fields are set to be brought onstream and existing developments arrive at peak output. A number of domestic and international commentators are now, however, forecasting that Russian oil production could be close to its peak, with the inevitable decline of Soviet

**Рис. 1: Целевые уровни и прогнозы добычи нефти в России**  
**Figure 1: Russian oil production targets and forecasts**



Источники: См. Таблицу 1 - Sources: see Table 1

доминирования на нефтяном рынке нескольких крупных игроков, закона, регулирующего освоение месторождений со стратегическими запасами, Закона о лицензировании пользования недрами, природоохранного и водоохранного законодательства. В Части 7 делается вывод, что, несмотря на существующий в России большой потенциал прироста добычи от разработки нетрадиционных ресурсов нефти, сроки достижения установленного Министерством природных ресурсов высокого целевого показателя будут более длительными, чем ожидается.

### 1. Нетрадиционные месторождения нефти в контексте «Энергетической стратегии России»

Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., утвержденная правительством РФ, подразумевает, что объемы нефтедобычи сохранятся на уровне 2012 г. (10.4 млн. барр/сут.) или увеличатся. Перспективы на период 2013–2015 гг. весьма позитивны, что связано с планируемым запуском в эксплуатацию новых месторождений и достижением пиковой добычи на разрабатываемых месторождениях. Однако сегодня ряд российских и международных экспертов считают, что

российская нефтедобыча, вероятно, приблизилась к своему пику; и к 2020 г., с неизбежным падением добычи на месторождениях советской эпохи, суммарный объем добычи понизится. На Рис.1 и в Таблице 1 показаны два целевых уровня, заданных правительством России в «Энергетической стратегии России на период до 2030г.» и в «Стратегии развития геологической отрасли» В обоих документах предусматривается постепенный прирост добычи до 10.7 млн барр/сут к 2030 г., однако, более независимые прогнозы, также

приводимые ниже, наводят на мысли о чрезмерной оптимистичности таких оценок. В самом радикальном, пессимистичном сценарии, подготовленном Правительственным комитетом по энергетике в 2011 г., предполагается, что к 2030 г. добыча упадет

era fields prompting an overall fall in output by 2020. Figure 1 and Table 1 show two Russian government targets, contained in the Energy Strategy to 2030 and the Geology Development Strategy, both of which see a gradual rise in output towards 10.7 mmbpd by 2030, but the more independent forecasts also shown suggest that these targets may be rather optimistic. The most radical low case scenario, produced for the Government Energy Commission in 2011, shows a collapse in oil output to below 5 mmbpd by 2030 if the current tax and regulatory conditions in the Russian oil sector are not changed. Even the less pessimistic forecasts, which anticipate some

**Таблица 1: Целевые уровни и прогнозы добычи нефти в России**

млн.барр/сут	2010	2015	2020	2025	2030
Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. (1)	10.1	10.3	10.6	10.7	10.7
Стратегия развития геологической отрасли на период до 2030 г. (2)	10.1	9.8	10.0	10.3	10.6
Генеральная схема развития нефтяной отрасли (2011) оптимистичн. (3)	10.1	11.1	11.0	9.3	6.9
Генеральная схема развития нефтяной отрасли (2011) пессимистичн. (4)	10.1	8.9	7.8	6.0	4.6
Нефтегазовая Вертикаль (2010) (5)	10.1	10.2	10.0	9.6	8.9
IEA 2012 (6)	10.1	10.5	10.1	9.5	9.3
EIA 2013 (7)	10.1	10.5	10.8	11	11.5

**Table 1: Russian oil production targets and forecasts**

million bpd	2010	2015	2020	2025	2030
Energy Strategy to 2030 (1)	10.1	10.3	10.6	10.7	10.7
Geology Development Strategy to 2030 (2)	10.1	9.8	10.0	10.3	10.6
General Scheme of Oil Industry Devt (2011) High (3)	10.1	11.1	11.0	9.3	6.9
General Scheme of Oil Industry Devt (2011) Low (4)	10.1	8.9	7.8	6.0	4.6
Neftegazovaya Vertikal (2010) (5)	10.1	10.2	10.0	9.6	8.9
IEA 2012 (6)	10.1	10.5	10.1	9.5	9.3
EIA 2013 (7)	10.1	10.5	10.8	11	11.5

government reaction in terms of tax breaks and other encouragement of investment, see production falling to a range of 7–9 mmbpd. Only one forecast, that from the US Energy Information Administration, sees production exceeding the Russian government targets.

до уровня ниже 5 млн барр./сут, если текущий налоговый и законодательный климат в российском нефтяном секторе не изменяется. Но даже и по менее пессимистичным сценариям, прогнозирующими то или иное реагирование государства в смысле налоговых льгот и других мер по стимулированию инвестиций, добыча упадет до уровня 7–9 млн барр./сут. И только в одном прогнозе, подготовленном американской US Energy Intelligence Administration, приводятся объемы добычи, превышающие заданные российским правительством целевые показатели.

Центральным вопросом дискуссии относительно точных оценок падения добычи является вопрос принятия российским правительством решений по достаточному налоговому стимулированию разработки месторождений в новых регионах, таких как Восточная Сибирь и российский шельф. Большое внимание в последнее время уделяется арктическому шельфу, особенно после заявлений о создании совместных предприятий Роснефти с компаниями ExxonMobil, Statoil и ENI. Однако, становится ясно, что вероятнее всего добыча в этом регионе может начаться не ранее, чем в середине следующего десятилетия, поскольку поисковые скважины будут буриться только в 2014 году, и, в случае открытия месторождений, на дальнейшее бурение разведочных скважин и освоение месторождения уйдет как минимум еще десятилетие. И действительно, среди некоторых российских нефтяных компаний наблюдается скептицизм относительно экономической оправданности крупномасштабных проектов на Крайнем Севере. В 2013 году появилась цитата из высказывания Леонида Федуна (Лукойл): «Если бы у меня попросили денег на геологоразведку и разработку арктических месторождений, я бы копейки не дал. У нас много других, значительно менее рискованных, инвестиционных возможностей».

Одной из таких конкретных инвестиционных возможностей, упоминаемых г-ном Федуном, является изучение российских ресурсов нетрадиционной нефти, на что компания в настоящее время направляет значительные средства. Разработка нефтяных запасов, часто называемых в России «трудноизвлекаемыми» – тема не новая, сланцевая нефть в России была открыта еще в 1967 г. Однако, интерес к ней усилился после появления более совершенных технологий извлечения сланцевой нефти и газа, разработанных в США в течение последних десяти лет. В самом деле, второй важной задачей совместных предприятий Роснефти с ExxonMobil и co Statoil является применение новых технологий для освоения запасов нефти низкопроницаемых пород, принадлежащих компаниям в Западной Сибири и Европейской части России. При этом, согласно целому ряду недавно сделанных

The debate about the exact extent of any possible decline has largely focused on whether the Russian government will provide sufficient tax incentives to encourage the development of fields in new regions of Russia such as East Siberia and the Offshore, with a particular recent focus on the Arctic following the announcement of Rosneft's joint ventures with ExxonMobil, Statoil and ENI. It has become increasingly clear, however, that the likely start date for any production from this region will not be until well into the next decade, given that the first exploration well is not due to be drilled until 2014 and the subsequent appraisal and development of any discovery would be likely to take at least a decade. Indeed some Russian oil industry players remain sceptical about the economics of any major developments in the Far North. In 2013 LUKOIL's Leonid Fedun was quoted as stating that 'if someone asked me to invest money in Arctic exploration and development, I wouldn't give a kopeck. We have many more investment opportunities that carry less risk.'

One of the specific investment opportunities to which Mr Fedun is referring, and into which his company is currently investing significant funds, is the exploitation of Russia's unconventional oil resources. Although the development of what is often referred to in Russia as 'hard-to-recover' oil is not a new topic, with the discovery of shale oil in Russia dating back as far as 1967, it has become much more interesting following the improvements in the technology for the extraction of shale oil and gas developed in the US over the past decade. Indeed the other main focus of Rosneft's JVs with both ExxonMobil and Statoil is the application of new technology on the company's tight oil reserves in West Siberia and European Russia, and a number of recent estimates suggest that the resource base to be exploited across Russia is enormous, although uncertain. The level of this uncertainty is captured in the wide spread of high and low estimates: total tight oil reserves in Russia have been put in the range of 15 billion to 1.05 trillion barrels. Even individual companies have very broad assessments of their own resources, with Rosneft quoting numbers in the range 6–18 billion barrels and TNK-BP offering forecasts of between 4 and 19 billion barrels. Given that Russia's total proved reserves are estimated at 87 billion barrels it is clear that even numbers at the lower end of the range would be significant additions to the country's oil reserve base. This potential was further confirmed by a recent assessment of global shale resources by the US Energy Information Administration which calculated that Russia has the world's largest shale oil resources with a total of 75 billion technically recoverable barrels.

## 2. Defining Unconventional Oil in Russia

Before progressing from these resource numbers to potential production estimates it is important to emphasize that the definitions of unconventional reserves in Russia

оценок, предполагаемая для добычи ресурсная база в России огромна, хотя и характеризуется неопределенностью. Степень этой неопределенности отражается в широком разбросе между оптимистичными и пессимистичными оценками: суммарные запасы нефти низкопроницаемых пород в России оцениваются в диапазоне от 15 млрд до 1.05 трлн баррелей. Даже среди отдельных компаний такие оценки меняются в очень широких рамках: Роснефть приводит цифры в диапазоне 6–18 млрд баррелей, а ТНК-ВР – от 4 до 19 млрд баррелей. При том, что суммарные доказанные запасы России оцениваются на уровне 87 млрд баррелей, ясно, что даже оценки по нижней границе таких прогнозов будут означать серьезный прирост суммарных запасов нефти страны. Этот потенциал был еще раз подтвержден в недавно проведенной оценке мировых запасов сланцевых нефти и газа, подготовленной американской US Energy Information Administration, которая рассчитала, что Россия находится на первом месте в мире по ресурсам сланцевой нефти с суммарными технически извлекаемыми запасами на уровне 75 млрд баррелей.

## 2. Российское определение «нетрадиционной нефти»

Прежде чем переходить от оценки ресурсов к оценкам потенциальных объемов добычи, важно подчеркнуть, что определения для нетрадиционных запасов в России несколько нечеткие, размытые среди множества терминов, используемых для

are somewhat blurred in a multitude of terms used to describe the hydrocarbons being explored by various companies. The broadest definition is 'hard-to-recover' oil, and this is often used by companies looking for a catch-all to describe reserves that need tax breaks from the government to encourage investment. 'Hard-to-recover' reserves include shale resources, such as those found in the often-cited Bazhenov geological layer, but also include bitumen, a very viscous crude that is extracted from shallower reservoirs using mining or steam heating techniques, as well as oil that comes from conventional reservoirs that happen to have low permeability and/or porosity. Indeed this breadth of definitions is one reason why the Russian government has been relatively slow to introduce tax breaks for the oil industry, for fear that companies would use 'creative reserve auditing' to bring as much of their production as possible into the 'hard-to-recover' category.

Narrowing the definition to more traditional unconventional shale and shale-like reserves, the US EIA tight oil resource estimate for Russia specifically includes only the Bazhenov layer. This layer is highly significant as it is believed to cover the entire 2.6 million km<sup>2</sup> area of the West Siberian basin and to act as the source rock for 85 per cent of the conventional oil fields located there. The Bazhenov is located at a depth of 2,700–3,100 metres in the Upper Jurassic rock strata (see Figure 2), and has a permeability of less than one millidarcy with a porosity of between 2 and 6 per cent and a reservoir thickness of 20–30 metres, making it comparable to the Eagle Ford and

## Make an Impression

ROGTEC Magazine has unrivalled upstream technical articles, executive interviews and the latest case studies. With the industries leading upstream magazine, online marketing, buyers guides and a weekly newsletter with over 24,000 subscribers - let us make a lasting impression for you in the Russian O&G sector.



**ROGTEC** Magazine - The Engineers' Choice!



описания углеводородов, разведываемых различными компаниями. Самое широкое определение – «трудноизвлекаемая» нефть, оно часто используется компаниями, которым нужен всеобъемлющий термин для описания запасов, инвестиции в разработку которых требуют стимулирования в виде налоговых льгот от государства. К «трудноизвлекаемым» запасам относятся ресурсы, приуроченные к сланцам, подобным породам, слагающим часто упоминаемую Баженовскую свиту. При этом, к ним же относится битум, очень высоковязкая нефть, добываемая из менее неглубоко залегающих пластов при помощи паротепловых методов воздействия, а также нефть традиционных коллекторов с низкой проницаемостью и/или пористостью. Такая широта определений является одной из причин относительной медлительности российского государства по отношению к введению налоговых льгот для нефтяной отрасли, из-за опасений, что компании прибегнут к «креативному» пересчету запасов с целью максимально перевести разрабатываемые запасы в категорию «трудноизвлекаемых» запасов.

Сузив это до более традиционного определения сланцевых и сланцеподобных запасов, US EIA получила оценку российских ресурсов нефти, в которую целенаправленно включила только Баженовскую свиту. Эта свита имеет большое значение, поскольку считается, что она встречается на всей площади (2.6 млн км<sup>2</sup>) Западно-Сибирского бассейна и является нефтематеринской породой для 85 процентов всех Западно-Сибирских месторождений традиционной нефти. Баженовская свита залегает на глубине 2700–3100 м в верхнеюрских отложениях (Рис 2), проницаемость пород составляет менее 1 мД, пористость – от 2 до 6%, мощность – 20–30 м, что позволяет считать ее сравнимой с месторождениями сланцевой нефти Игл Форд (Eagle Ford) и Баккен (Bakken), США. Нефть Баженовской свиты является легкой (34–43 градуса API, в среднем 38 градусов API) и относительно малосернистой (содержание серы – 0.6%), что характерно для многих низкопроницаемых коллекторов. (Для сравнения: плотность нефти Urals составляет 32–33 градуса API). Это обеспечивает свободное течение нефти после разбуривания плотных песчаников горизонтальными скважинами и проведения многостадийного ГРП.

Баженовская свита – не единственный в России перспективный нефтеносный комплекс, приуроченный к низкопроницаемым породам, другие аналогичные ресурсы нефти приурочены к Ачимовской и Тюменской свитам, однако они не

Bakken shale formations in the USA. As with many tight reservoirs the oil tends to be light (34–43 degrees API, with an average of 38 degrees compared to the Urals blend figure of 32–33 degrees) and has a relatively low sulphur content of 0.6%. As a result it can flow quite freely once the tight sandstone reservoirs have been accessed through horizontal wells and broken open using multi-stage fracking techniques.

The Bazhenov, however, is not the only new tight oil play in Russia, as similar types of resources are also found in two other layers, the Achimov and the Tyumen, that have not been included in the US EIA analysis because of a lack of available data. Nevertheless, they are very much part of the tight oil development work that a number of companies in Russia are currently undertaking and are certainly included in any definition of ‘hard-to-recover’ oil. The Achimov layer is generally located just above the Bazhenov at a depth of 2,500–3,200 metres (see Figure 2), with the oil trapped in tight sandstones confined by shale. The reservoirs tend to be of average porosity but low permeability, but nevertheless have a tendency to have better flow rates and lifetime production than the Bazhenov layer. A number of gas condensate fields have already been developed from this rock layer, including by the Gazprom/Wintershall JV Achimgaz, and the shallower depth of the reservoirs means that they tend to be cheaper and easier to operate than their deeper counterparts. In contrast the Tyumen layer, which covers the same geographic area as the Bazhenov but at a lower depth of 2,800 to 3,200 metres, tends to contain narrower reservoirs with mixed permeability, making it a more difficult target for drilling and generally more expensive to develop. Nevertheless, a number of companies, including LUKOIL and TNK-BP, have been exploring the potential of this reservoir below existing conventional fields and see it as another potential boost to overall production capacity.

The geographical extent of these three tight oil reservoirs and the large resource estimates associated with just one of them (the Bazhenov) have encouraged the Russian government and oil industry to believe that the development of unconventional oil in Russia could be the short-to-medium term solution to the risk of a potential production decline. Indeed a number of corporate and ministry production forecasts have been made that suggest the possibility of significant output being achieved by the end of this decade. Rosneft has tentatively estimated that it could be producing 300,000 bpd of unconventional oil by 2020, while TNK-BP has more cautiously forecast output of 50,000 bpd on the same timescale and GazpromNeft has suggested that it could produce a similar amount. More optimistic overall forecasts have emanated from the Russian Energy Ministry and the Ministry of Natural Resources,

Figure 2: Stratigraphic Column of the West Siberian Basin

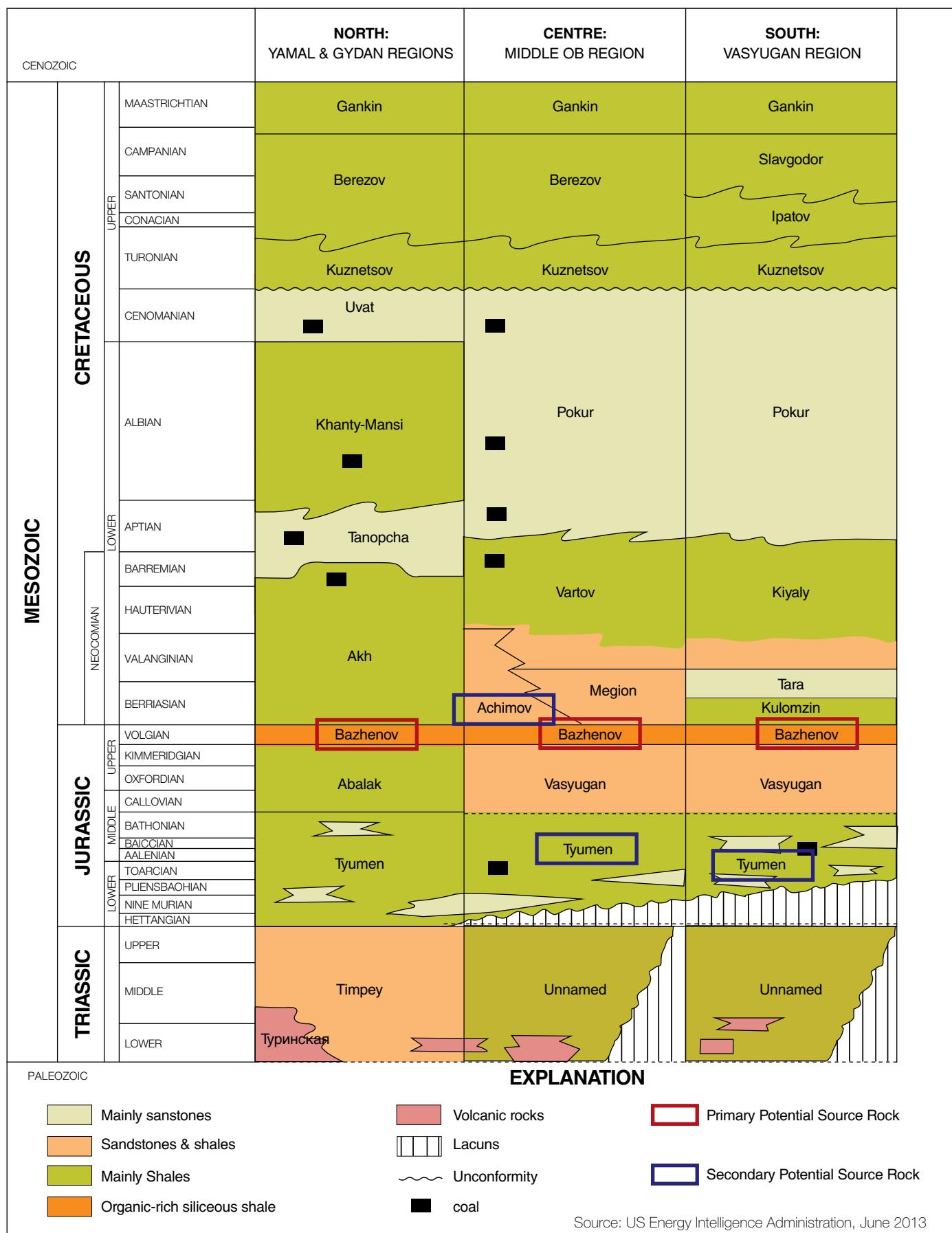
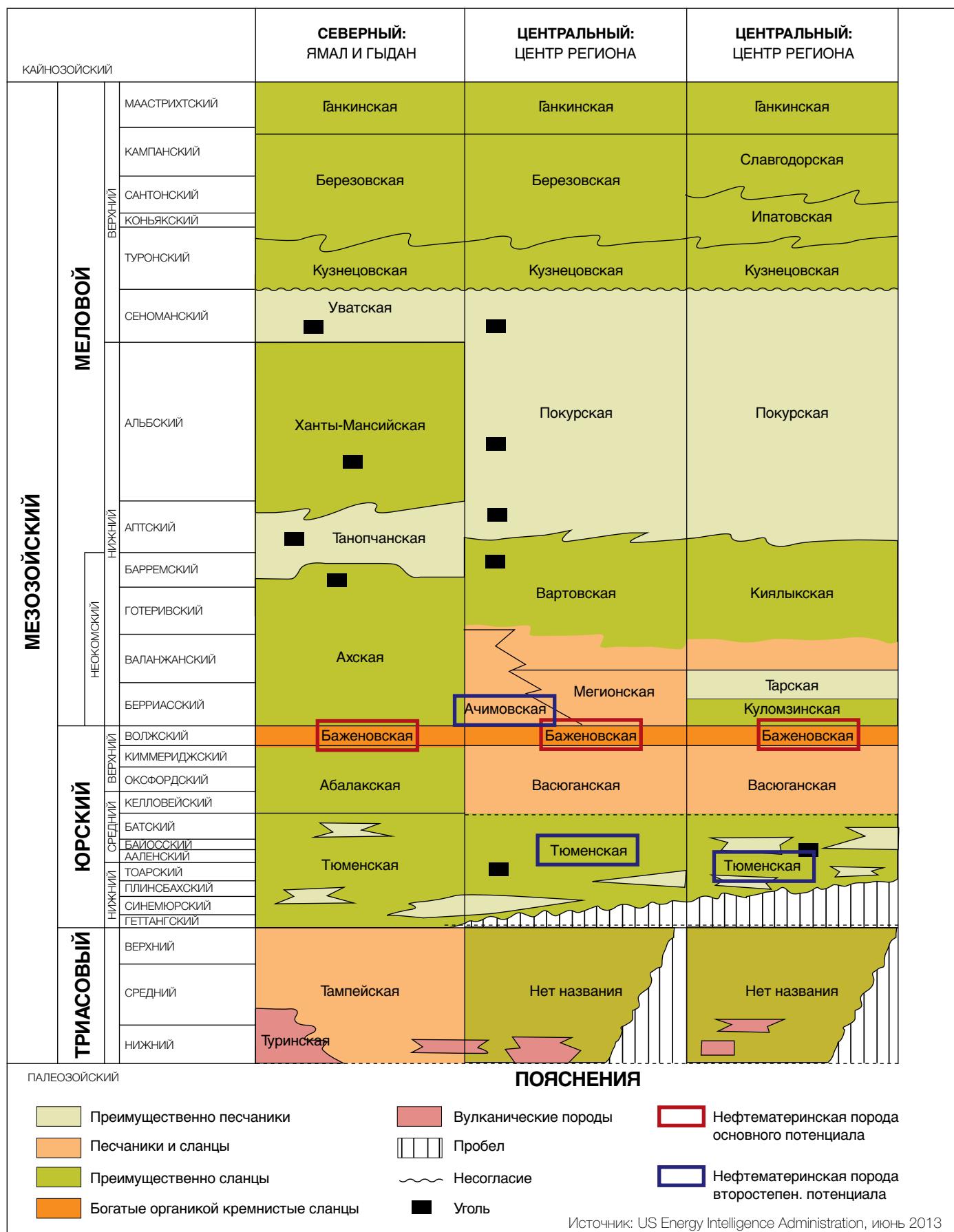


Рис. 2: Стратиграфическая колонка Западно-Сибирского бассейна



были учтены в анализе, проведенном US EIA в силу отсутствия доступа к данным по этим объектам. Тем не менее, низкопроницаемые нефтеносные породы этих свит активно изучаются и осваиваются рядом российских компаний, и, несомненно, попадают под определение трудноизвлекаемых запасов нефти. Ачимовские отложения обычно залегают непосредственно над Баженовской свитой на глубине 2500–3200 м (Рис. 2). Нефть в них приурочена к низкопроницаемым плотным песчаникам, ограниченным глинами. Породы коллектора характеризуются средней пористостью, но низкой проницаемостью, при этом пробуренные в них скважины обычно демонстрируют более высокие дебиты и более длительную добычу по сравнению с породами Баженовской свиты. На ряде газоконденсатных месторождений уже ведется добыча из Ачимовского горизонта. Пример тому – деятельность компании «Ачимгаз» (совместное предприятие Газпрома и Wintershall). Чем менее глубоко залегает коллектор, тем дешевле и легче его разрабатывать. В отличие от Ачимовской свиты, Тюменская, географически распространенная там же, где и Баженовская, но залегающая ниже, на глубинах 2800–3000 м, характеризуется коллекторами меньшей мощности с различной проницаемостью, что делает их разбуривание более сложным, а освоение более дорогостоящим. Однако, ряд компаний, включая Лукойл и ТНК-BP, изучают потенциал этого горизонта и рассматривают его как еще один потенциальный источник наращивания объемов добычи.

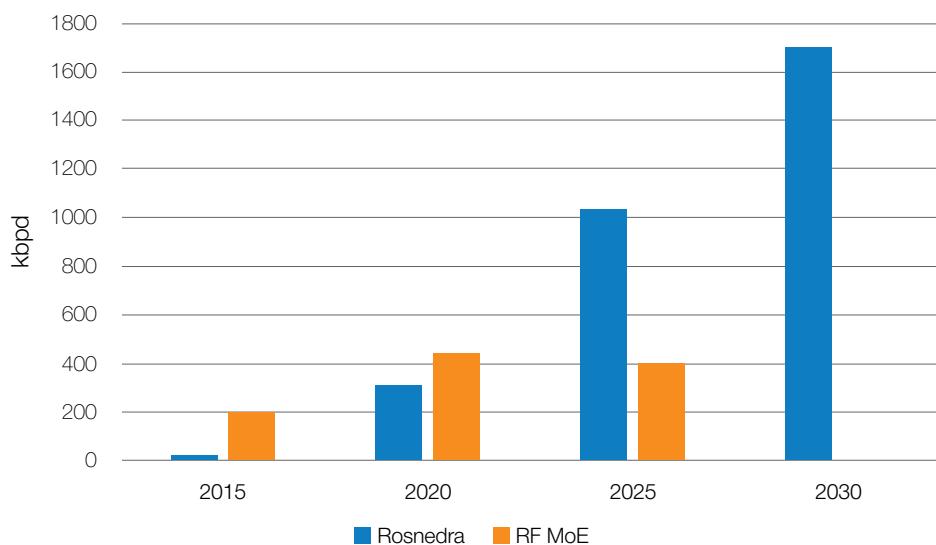
Географическая распространенность этих трех свит низкопроницаемых пород и высокая оценка ресурсов, приуроченных только к одной из них, Баженовской, заставили российское государство и нефтяную отрасль поверить, что разработка нетрадиционной нефти в России может стать в кратко- и среднесрочной перспективе решением проблемы потенциального спада добычи. Корпорации и министерства подготовили ряд прогнозов, предполагающих возможность значительного роста добычи к концу текущего десятилетия. По предварительным оценкам Роснефти к 2020 г. компания могла бы добывать

and as shown in Figure 3 the latter suggests that total tight oil production in Russia might exceed 1 million bpd by 2025 and reach 1.7 million bpd by 2030. The uncertainty surrounding the development of this new resource, however, is underlined by the fact that the Energy Ministry forecast, although positive, is much lower at only 440,000 bpd by 2020 before declining to 400,000 bpd by 2025.

This uncertainty reflects difficulties in a number of areas, including licensing, levels of taxation, definition of strategic resources, environmental legislation,

**Рис 3: Прогноз правительства по добыче нефти низкопроницаемых пород в России**

**Figure 3: Government forecasts for tight oil production in Russia**



Источник: Министерство Энергетики РФ, Министерство природных ресурсов РФ

Source: Ministry of Energy of Russian Federation, Ministry of Natural Resources of Russian Federation

availability of sufficient oil service equipment and a lack of variety in the companies developing the resources, but at the most basic level the issue of geology remains the primary concern at present. On the positive side, it is asserted by a group of scientists led by Ivan Nesterov at the Russian Academy of Sciences that the high oil saturation across the key Bazhenov shale layer means that oil can be produced commercially at any point across its geography. Other specialists such as Valeriy Soloviev, Chief Expert of Gazpromneft's Research and Technical Center (NTC), are also positive and believe that 'taking into account the potential resources of the Bazhenov formation, it is a great candidate for further exploration and development'.

An alternative view is presented by scientists such as Vladimir Teploukhov, Head of the Logging Data Interpretation Department at NTC, who stresses that 'the Bazhenov formation stores too many surprises, and the surprises are still there despite decades of research. The main challenge for geologists and development

нетрадиционную нефть в объеме 300 тыс. барр/сут, ТНК-ВР выступила с более осторожным прогнозом на уровне 50 тыс. барр/сут на тот же период, и Газпромнефть предположила возможность добычи аналогичных объемов. Более оптимистичные прогнозы дали Российское Министерство Энергетики и Министерство природных ресурсов, причем последнее полагает, что суммарная российская добыча нефти низкопроницаемых пород к 2025 г. может превысить 1 млн. барр/сут, а к 2030 г. достигнуть 1.7 млн. барр/сут (см. Рис.3). О неопределенности перспектив разработки новых ресурсов говорит и тот факт, что в прогнозе Министерства Энергетики, самом по себе позитивном, приводятся гораздо более низкие цифры – всего лишь 440 тыс. барр/сут к 2020 году с дальнейшим снижением до 400 тыс. барр/сутки к 2025.

Данная неопределенность отражает сложности в целом ряде областей, включая выдачу лицензий, уровни налогообложения, определение понятия «стратегические ресурсы», экологическое законодательство, наличие необходимого нефтесервисного оборудования, а также недостаточное разнообразие среди компаний, осваивающих указанные ресурсы. Однако, в итоге именно геология на сегодня является центральным вопросом. С одной стороны, группа ученых РАН под руководством Ивана Нестерова утверждает, что высокая нефтенасыщенность основного объекта, Баженовской свиты, означает возможность промышленной добычи нефти в любой ее географической точке. Другие специалисты, такие как Валерий Соловьев, главный эксперт научно-технического центра (НТЦ) компании Газпромнефть, также придерживаются положительное мнения и верят, что «Баженовская свита с ее потенциальными ресурсами является великолепным кандидатом для дальнейшей разведки и освоения».

Альтернативной точки зрения придерживаются такие ученые как Владимир Теплоухов, руководитель Отдела интерпретации данных ГИС НТЦ, который подчеркивает, что «Баженовская свита хранит слишком много сюрпризов, и сюрпризы до сих пор встречаются, несмотря на десятилетия исследований. Основная проблема для геологов и разработчиков – точно определить извлекаемые запасы и области их сосредоточения. Уровень эффективной пористости нефтенасыщенных пород Баженовской свиты так и не определен с достаточной точностью. Данные по проницаемости и пористости Баженовских пород недостаточны. Кроме того, в разных географических точках эти характеристики существенно различаются. Иногда даже соседние

engineers is how to accurately pinpoint recoverable reserves and the areas of their concentration. The volume of effective oil-saturated pore space of the Bazhenov formation has not been identified with the desired precision. Data on permeability and porosity of the Bazhenov rocks are insufficient. In addition, the characteristics may vary enormously in different locations. Sometimes even neighbouring wells produce completely different data. For as long as these issues remain unanswered, the development of the reserves continues to be too risky'.

It is clear, then, that despite the huge resource potential of the Bazhenov and associated tight oil strata in Russia, the geology is yet to be fully understood, and it is this fact that has heightened calls for increased government support for companies which are preparing to investigate the possibilities for commercial production. Before discussing what levels of government support may be needed, as well as what other issues may need to be resolved, it is worth first reviewing the major corporate activity to date in order to assess how companies currently view unconventional oil prospects in Russia.

In the next excerpt, we will focus on the major companies involved in unconventional oil and gas production in Russia.

скважины дают совершенно разные данные. Пока на эти вопросы не будет ответа, разработка таких запасов будет оставаться слишком рискованной».

Понятно, что, несмотря на огромный ресурсный потенциал Баженовских и приуроченных к ним низкопроницаемых пластов в России, их геологию еще только предстоит изучить полностью, и ввиду этого все больше внимания обращается на необходимость господдержки компаний, которые готовятся исследовать возможности промышленной добычи. Но прежде чем обсуждать требующиеся уровни государственной поддержки, а также иные вопросы, которые необходимо будет решить, имеет смысл вначале рассмотреть, что делают крупные корпорации сегодня, чтобы понять, что думают компании о перспективах нетрадиционной нефти в России.

В следующей части мы поговорим об основных крупных компаниях, связанных с добычей нетрадиционной нефти и газа в России.