ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

22—24 мая 2014

Панельная сессия

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ: ПОТЕНЦИАЛ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В РОССИИ

22 мая 2014 — 11:45—13:00, Павильон 8, Конференц-зал 8.3

Санкт-Петербург, Россия

2014

Модератор:

Пол Эрик Шотиль, Управляющий партнер по региону EEMA, McKinsey

Выступающие:

Тимоти Колтон, Заведующий кафедрой государственного управления, Гарвардский университет

Ярослав Кузьминов, Ректор, Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики»

Дэвид Оуэн, Генеральный директор, Deloitte в СНГ

Максим Топилин, Министр труда и социальной защиты Российской Федерации

Андрей Фурсенко, Помощник Президента Российской Федерации

Франк Шауфф, Генеральный директор, АЕБ (Ассоциация европейского бизнеса)

P. E. Sjatil:

Hello everybody, and welcome to our session about technology and Russia's oil future. My name is Pal Erik Sjatil. I lead McKinsey in our region, and with us today we have distinguished representatives from the oil and gas industry as well as from the government.

We have Alexander Dyukov, Chairman of the Management Board and General Director, Gazprom Neft. We have Roman Panov, Chief Executive Officer of Rusgeology; Kirill Molodtsov, Deputy Minister of Energy of the Russian Federation; Clay Williams, President, Chief Executive Officer of National Oilwell Varco; Andrey Kuzyaev, Vice-President, Lukoil and President, Lukoil Overseas, and Eric Liron, First Vice-President, Rosneft, in charge of upstream. Then we have on the front row, Grigory Vygon, Director of Energy Centre, SKOLKOVO.

As someone who comes from Norway and who grew up with the oil industry, I was actually first on a platform when I was seven years old with my grandmother, who at that time worked for Statoil. This was before HSE became very important in the oil industry. I know that, contrary to many popular beliefs, the oil industry actually has a lot of innovation and in many ways also, as an engineer who has studied these things, I would say that it is actually full of innovative technology. If you look at how we have been able to enable deep water development, oil sands, unconventional gas, unconventional gas monetization etc., it has all been driven by innovations and technological breakthroughs. But if you also look at the oil industry and compare it to other industries, the time it takes to actually deploy the technology, from idea to deployment, is much longer than most other industries. The oil industry typically takes 30 years from an idea to deployment. In consumer goods, it is less than 10 years, in medicine it is 12 years, in telecoms it is 15 years. So, while there are many good technologies, we think the time to deployment is still an issue for the industry. Just a couple of examples: if you look at subsea processing, this was something we started talking about in the 1970s, actually when I was born, and I think it is still considered somewhat

pioneering 40 years later. Or if you look at the Barnett pilot in the US, this actually took 25 years, effectively, from idea to deployment. We believe some of the reasons why deployment might be more challenging are related to the fact that this is an industry where maybe risk aversion plays an important role, and for good reasons – these are big, complex projects of course. Also, the industry may be a little bit more conservative than many other more high-tech industries, and we believe sometimes that lack of cooperation between the oilfield services companies and the operators can also prevent the faster deployment of technology, because everybody is very focussed on their own IPR and cautious about sharing the latest technology.

We also believe that faster adoption of innovations is important for the industry as a whole, but also of course it will be very important for Russia going forward. It will also be important to address the issue of declining production from mature fields. It will be important to tap into unconventionals like the Bazhenov oil field and of course also, as you start to deploy more and more resources in the Arctic, innovating and using new technologies will be key to keeping costs down to ensure that we have faster deployment etc.

So today we are discussing three topics. They are: what are the most important promising technologies for the Russian oil industry and what can companies, educational institutions, and government do differently to deploy these technologies? Also, what are your views on the question of what it is important to develop locally versus what should maybe be sourced globally instead? My first question goes to you, Alexander, and what I would like to hear from you is: what do you see as the main technology prospects for the Russian oil industry, and how do you see the Russian oil industry deploying new technologies today?

А. Дюков:

Спасибо. Добрый день, коллеги. Начну с того, что нефтяная отрасль многопланова. В ней много направлений, много областей, и уровень их

технологического развития варьируется. Понятно, что в области освоения глубоководного шельфа мы по объективным причинам сильно отстаем: мы еще никогда не реализовывали такие проекты. Если же говорить о работе в условиях вечной мерзлоты, то здесь мы одни из лидеров. Российские компании лучше других знают, какие материалы использовать в условиях низких температур, резкого перепада температур, когда существует опасность, что вечная мерзлота при нагревании превратится в болото, а вся построенная инфраструктура утонет. Мы лучше знаем логистику, как организовывать работу в этих сложных условиях.

Мы, безусловно, сильны в работе на браунфилдах, то есть уже освоенных месторождениях. Наверное, это благодаря нашему советскому прошлому: все были сфокусированы на том, чтобы выполнить план, и теперь в операционной деятельности мы, вероятно, более продвинуты, чем западные компании. Мы имеем возможность сравнивать и видим, что на браунфилдах мы более эффективны: мы лучше организуем работу и взаимодействуем с подрядчиками.

С другой стороны, мы уступаем менеджерам западных нефтяных компаний в том, что касается концептуального подхода к разработке, освоению, обустройству месторождений. Но мы пытаемся учиться, и разрыв определенно сокращается.

Компания «Газпром нефть» пытается ликвидировать технологическое отставание в таких направлениях, как бурение на депрессии, микросейсмика, работа со сланцевой нефтью. Это необходимо для работы не только на баженах, но и на наших традиционных месторождениях. От Северной Америки мы отстаем на пять—семь лет. Пока что наши горизонтальные скважины не такие протяженные, количество портов ниже, но мы сокращаем разрыв. Мы много бурим сейчас, 40% скважин компании «Газпром нефть» — это уже горизонтальные скважины, на 60% из них мы делаем многостадийные ГРП; 10% наших скважин — многослойные

скважины. И все-таки каждая такая скважина — что называется, ручная работа, она требует определенных усилий и сверхусилий. В то время как в Северной Америке это рутинная работа, которая всё больше автоматизируется.

Если говорить об инновациях, то для российских компаний, в том числе «Газпром нефти», очень важны организационные технологии, подходы к проектному управлению. Не так много крупных проектов реализовано в России, к нескольким мы сейчас приступили. Я считаю, мы достаточно эффективно начали применять новые подходы к проектному управлению, тот же Stage-Gate подход. Безусловно, требуется время, но процесс идет.

P.E. Sjatil:

Just one follow-up question. What do you think is the main challenge as you are trying to deploy these technologies? Is it the taxation regime? Is it regulation? Is it the predictability of the framework? Is it talent? Capital?

А. Дюков:

Это зависит от того, о чем мы сейчас говорим: о работе на шельфе, в Арктике, в Восточной Сибири, о реализации проектов на удаленных территориях, где нет инфраструктуры, или о работе с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными запасами. В каждой области своя ситуация с точки зрения технологий, оснащения оборудованием, готовности нашей нормативной базы к работе с этой категорией запасов.

P.E. Sjatil:

Thank you. Mr. Kuzyaev, could I ask you to say a few words? Where do you see the biggest prospects and the biggest gaps in strength for the Russian oil industry in terms of technology?

А. Кузяев:

Добрый день. Я бы хотел прежде всего поговорить о стимулах. Почему нас всех интересуют сланцы? Почему Америка где-то впереди, как сказал Александр Дюков, а мы на десять лет отстаем. Это вопрос не рутинный. Главная причина, по которой всё в этой жизни происходит, — это стимулы. В США в последние десять лет добыча нефти с восьми миллионов баррелей за предыдущие 15 лет упала до четырех-пяти миллионов баррелей. Почему американские компании начали искать возможности добычи сланцевых газов? Потому что закончились традиционные ресурсы. Теперь давайте поговорим о нашей ситуации. Можно с уверенностью сказать, что Россия стоит на пороге сланцевой революции. Традиционные запасы подходят к концу, раздаются предупреждающие прогнозы: объем добычи или перестанет расти, или начнет снижаться определенными темпами. Это реально для нашей страны, поскольку ее экономика в значительной степени держится на нефти. Реальная угроза создает стимулы.

Давайте поговорим об условиях сланцевой революции. Главным условием является наличие нефти в сланцевых залежах. Проанализировав ресурсы, мы с удивлением узнаём, что Россия — номер один в мире по запасам сланцевой нефти (давайте назовем ее unconventional oil). На сегодняшний день у нас насчитывается десять миллиардов тонн ресурсов. В США, которые занимают второе место, — восемь с половиной. С unconventional gas ситуация похуже: мы на седьмом месте, здесь Соединенные Штаты существенно нас опережают.

Давайте вернемся к кейсу США. Гидроразрыв на сланцевых залежах впервые применили в 1980-е годы. С 1980-х до 2000-х годов прошло 20 лет. Потратим ли мы столько же на внедрение технологий разработки сланцев? Наверное, нет, потому что основные технологические решения уже существуют: сейсморазведка 3D, навигация бурения скважин, методы

строительства и разработки сланцевых месторождений. И если на подготовку и освоение, подбор технологических решений у США ушло 10–15 лет, то резкое увеличение нефтедобычи произошло буквально за последнее десятилетие. До того Соединенные Штаты добывали из сланцевых формаций пять миллионов тонн нефти в российском исчислении, сейчас — 125 миллионов тонн нефти.

Существуют ли в России условия для роста, для замещения традиционных запасов сланцевыми, unconventional? Очевидно, да. У нас самые большие в мире запасы. Но почему на сегодняшний день изучены только 10% этих запасов? Почему не ведется их активная разведка? Почему компании не спешат переключаться на эту категорию запасов?

«Лукойл» достаточно активно занимается unconventional. У нас есть специальная компания, деятельность которой сосредоточена на бажене. В ближайшее время мы объявим о международных альянсах, связанных с разработкой сланцевых нефтей. Мы участвуем в международных проектах, где ищем и разрабатываем технологические решения для освоения tight gas в Саудовской Аравии. У нас есть определенный опыт в Северной Америке. Но главное, это только пробные шаги. На небольшом полигоне в Западной Сибири, на баженовской свите, мы впервые получили около 100 тонн притока после проведения многоступенчатых гидроразрывов горизонтальной скважины. Первый успех есть. Но очевидно, что нужен альянс нескольких стейкхолдеров, нескольких заинтересованных в этом процессе сторон.

Один из ключевых вопросов — налогообложение добычи нефти из нетрадиционных ресурсов. Надо создать конкурентную среду, изменить налоговое законодательство, стимулировать компании, чтобы они обратили свой взгляд и свои инвестиции на эти ресурсы.

Вторая принципиальная тема — сервисное обеспечение. Невозможно просто взять технологию, применяемую, допустим, на Игл-Форде (это

месторождение в США), и внедрить ее в Западной Сибири или Поволжье. Требуются масштабные проектные исследования по подбору технологических решений. Типовых решений на unconventional ресурсах нет.

Третий очень важный момент — стоимость ресурса, стоимость сервиса. В России горизонтальная скважина в полтора километра будет стоить 15–20 миллионов долларов. А в Америке за счет массовости, высокой конкуренции, и прежде всего между сервисными компаниями, за счет технологических решений в последние десять лет стоимость такой скважины опустилась с восьми до трех — трех с половиной миллионов долларов. Сервис должен быть дешевый, надо облегчить доступ к высоким технологиям для реализации проектных решений.

Таков набор необходимых условий. Мы в начале пути. Я надеюсь, нам не потребуется 20 лет, чтобы сделать нашу, русскую, сланцевую революцию.

P.E. Sjatil:

Basically you say that you want a better tax regime and cheaper services. I imagine both Mr. Williams and Mr. Molodtsov will get a chance to respond to that later. But, Mr. Liron, before we go there…

А. Кузяев:

Есть стимулы для компании.

P.E. Sjatil:

Eric, before we go there, maybe you would also like to share your view on the prospects?

E. Liron:

Yes, basically I would agree with the most serious thing, but I will be more straight to the point. I strongly believe that there is no technological gap. All the technologies which are used throughout the world have been applied, are applied or even, in some cases – in quite a few, if you look at the history – have been invented here in Russia and then spread across the world. All the major oil service companies are all worldwide companies and they develop technology here in Russia with the help of the Russian scientists, and this is the best thing that Russia has: they have a pool of scientists which is one of the best in the world. We take full advantage of this. In the West, companies do the same thing. They send them back to the US, and for example to Europe, and in the 1990s there was huge brain drain from Russia to the Western world, but now it is reverting totally.

So is there a gap? No, there is no gap. However – and it is a big however, as was mentioned – we have a lack of know-how in some cases. In Russia, we are very good at logistics, absolutely superb. The way we operate in remote and harsh environments cannot be replicated anywhere else yet. We are at the forefront of this. What we are lacking is sometimes experience. So all the technologies that we mentioned, be it geosteering while drilling, multilateral, multistage tracks, we do all of this, so there is no problem. There is seismic – you know seismic was invented in Russia a long time ago. Downhole pumps, for example, we are at the forefront of the world here in Russia and we own 50% of the worldwide market. So there is no technology gap. However, experience, and the example given of Arctic drilling is exactly that. You know, there is no specific technology which is different for the Arctic, but you need to know how to work in the Arctic, and if you do not build up this experience, you will not acquire it. That is why we have those partnerships; it is for our partners to bring this know-how to us. So it is a question of process and taking a shortcut on lessons learned. This is very critical and this is our biggest challenge at the same time. We have a lot to learn from our partners, but we tend sometimes to be lazy about learning and

we do not take advantage of it, and vice versa, we have a lot to bring to our partners because in the end, as Andrey said, we have an issue of cost. Why did we not tackle the unconventional 10, 15 years ago? Because we did not need to. There is enough resource potential here in Russia to put aside what is uneconomical. So a humungous amount of work was done on the tax regime over the past two years, and a lot of it was driven by my company and this paying down is, at this point, not enough. But this pushes us to be interested in the unconventional because the reserves, which will be replacement reserves from all the brownfields that we have today, are enormous, humungous. We are not speaking just about shale oil, there is shale gas, coal beds: absolutely everything is available in huge quantities here in Russia. However, should we do it if it is not economical? Well, the Bazhenov – I have been through the history and some old logs that we had from the 1990s and we found some good wells producing 100 tonnes a day in the Yagin area for example, but in those days, it was not economical because we had better prospects. So you do your portfolio ranking, it does not fit in a portfolio. Now it starts fitting in a portfolio, it is going to get better and better. So the problem is, we have evaluated our reserves, but the evaluation is not entirely scientific. It is based on models; now the proof is in the pudding. We have to start drilling and acquiring data. With the help of some of our partners, key partners that we have, like in the regions, Neftegas and Samara, we are going to take into account all the lessons learned from what happened: the good and the bad, because there was a lot of bad. Only this year and last year has the Bakken become economical; let us not forget the 50% success ratio only, 20% of the stages and the fracks are not producing; 40% of the perforations are not producing. So it is easy to say all of this, but we want to learn from this, to avoid this. If you are going to succeed, and bring it down to 10% of the stages which are not working, not producing versus 20%, let us say, 20% of the perforations not working, that will be a huge success, because in the end, it is about economics.

So our challenge is to take advantage of all the learning available. We have the scientists. We have the R&D centres and our aim is to share with everybody as well, so we have to do better at sharing between companies, not only service companies, because service companies are hired by all the majors and they do share. Then there is the innovation part, and that is to accelerate the cycle because the ideas are generated constantly and we need to go from the generation of the idea to the implementation, full-fledged implementation beyond pilot. We have to shorten the cycle. We cannot afford a 20-year cycle, a 15-year cycle. We have to reduce it, in some cases to between five and seven years, and that is very demanding on the system. Thank you.

P. E. Sjatil:

Thank you, Eric. Kirill, maybe we should hear a little bit from the government side in terms of your views of the promising technologies, and what role you see the government playing in fostering innovation?

К. Молодцов:

Приятно выступать, когда коллеги уже подробно рассказали о насущных проблемах и о том, как отрасль решает поставленные задачи.

Зоной внимания Правительства и Министерства энергетики являются все названные проблемы. Можно добавить к этому перечню еще и вопросы, связанные со сверхвязкими нефтями, с мерами государственного стимулирования, направленными на добычу в Поволжском регионе, Западной Сибири, Восточной Сибири, на шельфе. Понятно, что в каждом конкретном случае требуются свои меры с учетом динамики развития отрасли, роста объемов добычи — так, динамика этого года показывает, что мы идем с опережением на 1% по сравнению с прошлым. То есть каждый конкретный год и регион требуют индивидуальной настройки.

Особый интерес сейчас представляет для нас Западная Сибирь. Этот традиционный регион добычи, дающий порядка 59–60% объема, сейчас является полигоном, где компании начинают осваивать нефть баженовской свиты. В частности, «Сургутнефтегаз» уже добыл порядка двух миллионов тонн по технологиям трудноизвлекаемой нефти. Активно работают «Газпром нефть», «Роснефть»; «Лукойл» в ближайшие дни объявит о своем альянсе. Важно, что Западная Сибирь, оставаясь традиционным регионом, поддерживает высокий уровень добычи. Мы осваиваем низкопроницаемые пласты высокой нефтеносности. Наши технологии отличаются от тех, которые применяют в других регионах и на других континентах.

Государство уделяет этому особое внимание. В ближайшее время будет обсуждаться на законодательном уровне повышение коэффициентов выработанности с 3 до 13% при разработке трудноизвлекаемых запасов региона Западной Сибири. Также разрабатываются методы стимулирования регионов Поволжья, связанные со сверхвязкими нефтями. Принятый в прошлом году закон, который вводит соответствующие коэффициенты к ставке НДПИ в отношении извлекаемых запасов, дает дополнительный стимул таким компаниям, как «Татнефть», «Башнефть». Что касается шельфа, то закон стимулирует государственные компании к вовлечению новых запасов. Предусмотрены тонкие настройки в дополнениях и изменениях, которые касаются Охотского и Японского морей и относятся к периодам легатирования по такого рода добыче.

Восточная Сибирь — регион перспективного роста, который сейчас показывает динамику порядка 4,5% прироста добычи, — отличается от Западной Сибири. Здесь другое качество нефти, другие условия, другая инфраструктура. Государство и Правительство будут уделять равное внимание технологиям добычи и технологиям нефтесервисов, а также будет стимулировать развитие нефтесервисных компаний. Соглашусь с коллегами в том, что сейчас эта отрасль недостаточно конкурентна,

существующие компании сталкиваются с большими проблемами. Это связано как с внешней конкуренцией, так и с внутренней. Мы надеемся, что инициативы, разрабатываемые совместно с Министерством промышленности в отношении использования техники российских производителей, стимулирования участия иностранных партнеров в нефтесервисных компаниях, до конца года будут представлены Правительству.

Таковы, вкратце, действия государства, направленные в поддержку отрасли.

P. E. Sjatil:

Thank you very much. Clay, maybe you would like to share a little bit from the services side? Viewing the industry, call it from the international angle, what are your views on the promising technology and what you see?

C. Williams:

Certainly, thank you. If I may, I would like to start with some perspectives from North America and some of the successes that we have enjoyed in the United States in developing shale plays. A lot of focus on technology, which I think is appropriate. There are two technologies specifically that have been referenced by the speakers here: horizontal drilling and hydraulic fracture stimulation, and those have been around for many, many years.

I think the first requirement for developing unconventional resources in any basin is to survey the possibility for technology out there and to really offer the industry the latest and best tool kit of technology to choose from. But it is really the second component, I think, that has led to a lot of the success in North America in producing these unconventional resources. That is, that it has required a sustained effort over many years, and in the case of the Barnett, decades of a very empirical approach. We take the best technology and then smart,

aggressive, entrepreneurial oil companies continually tweak technologies, tweak practices, to empirically get better and better and better.

I think that some have a misperception that perhaps there is a silver bullet technology that we can apply and it suddenly opens up these resources. In fact, if you look at the history of the industry, all basins, all productive regions, are challenging in their own right and they all present different challenges. Rocks vary around the world and so, where the industry has met with the most success has largely been driven by that sort of scientific empirical approach: take the best technology but continually refine it and tweak it and try to get better and better. So we have begun to see production rise in the United States fairly dramatically here in the last few years, but the real story there is that this began many, many years ago with some aggressive oil companies that have invested continuously in an empirical way, in a scientific and experimental kind of way, and tried to improve gradually the economics of those programmes, improve the efficiency of these programmes.

So it has been a steadier level of progression than the story that the production curve may tell.

Specifically with regards to opportunities in Russia, this is a country that is blessed with very abundant resources and a lot of opportunity. Like many oil productive basins around the globe, the easy oil has been found and this industry has, throughout its history, continued to push to more challenging geologies, more challenging circumstances, and so the next great challenge, which is also a great opportunity for this market, is the unconventional resources of the Arctic. I am very pleased to say that there is a great deal of innovation and creativity here in Russia, as Eric and Andrey mentioned, a lot of inventions used around the world have come out of this marketplace and some are very helpful for continued growth and opportunity here with the abundant resources that the country has.

I would generally agree with you, Eric, on the comment that most modern technologies around hydraulic fracture stimulation are available, downhole drilling

tools – our organization has brought the most modern downhole drilling motors and fixed cutter bits and we are continuing to expand that effort for the Russian oil field. The one exception I might note would be around land rigs, where there have been some fairly dramatic advancements in technology in North America and elsewhere around specific advancements on more modern land rigs that can be moved more quickly, have a greater level of electronic control and monitoring capability, are powered by AC electricity, and incorporate robotic pipe handling capabilities, top drives, that generally make those rigs safer and more efficient. Very importantly, the rigs can be moved more quickly than rigs of old, and that is important because it means that the rigs spend more time drilling and less time moving. So for a drilling contractor to invest in that kind of rig, it means that they can spend more time, more days in a calendar year earning a day rate, earning a rent for that rig, and less time with it being at a reduced day rate or zero day rate moving. That means that particular rig earns more each year. It is ultimately more productive for the oil company, generates more footage of drilling, of borehole each year and that enables the owner of that rig to charge a lower economic rent to invest in that capital. So that is a win-win opportunity for the oil companies who employ those rigs as well as the drilling contractors that buy those rigs. So we are excited about that opportunity in particular.

P. E. Sjatil:

Thank you. What about the question of things that were not invented here? What do you think about how the Russian oil industry deploys global technology, bringing in the best know-how, and on the on the other hand, how it exports its know-how when they are distinct?

C. Williams:

You bet. There have been many examples of global technology brought to the Russian oil fields. Sakhalin Island is a great example where the industry is setting

new records for extended reach drilling. We are drilling out horizontally 10,000 metres or more, which is very, very remarkable and quite impressive and that is truly a global effort of technology that goes into those specific programmes from around the world with great results in pretty much a rifle shot sort of way.

I think the unconventionals, though, are very different. They will require both bringing in international technology and new ways of doing things, but then incrementally beyond that, they are going to require a system and a regulatory support effort by government and taxation to then take that technology and continually tweak and experiment and do what the United States has done to make those programmes work. You always have to do that in the oil field, I think, to be successful, and with regards to Andrey's comment earlier about the need to have cheap services, we recognize that our customers have to make money, therefore the services industry has to provide value, so we see our role as bringing these technologies and assisting the oil companies' efforts to tweak and experiment and continually improve their drilling programmes.

P. E. Sjatil:

Roman, I think we would also like to hear from you, what you think of the promising technologies from a more sort of research side.

Р. Панов:

Спасибо. Добрый день. Коснусь нескольких вопросов технологического развития. Александр Дюков уже говорил о том, что в последние два десятилетия добывающие компании делают основной упор на операционной составляющей. Некоторые технологические решения, такие как наклонное бурение и сверхглубокие скважины, были впервые применены в советской геологии. Но в течение двух последних десятилетий невостребованность тех принципов работы и достаток компаний в части запасов обусловил сосредоточенность на операционных составляющих.

Сегодня потребности несколько другие. Все компании сталкиваются с прогнозируемым снижением добычи и необходимостью перехода к трудноизвлекаемым запасам. Снова требуются технологические решения.

Наверное, следует говорить не о создании новых методов, а об адаптации существующих к современным российским реалиям. Необходимо быстро и эффективно применять эти технологии на существующих участках и для перехода к отработке трудноизвлекаемых запасов. Второй момент — стимулирование со стороны государства, в том числе в плане налоговых механизмов.

Сегодня уже прозвучала идея о том, что необходима консолидация усилий основных мейджоров на рынке, и не только для совместной работы по технологическим направлениям, но и для обмена базовой информацией, потому что именно по этому пути пошли Соединенные Штаты. Мы разрабатываем такую информационную платформу совместно с Министерством природных ресурсов. При Министерстве создан так называемый координационный центр по трудноизвлекаемым запасам. Формируется государственная программа по стимулированию добычи трудноизвлекаемых запасов. Идут приготовления к разработке федеральных полигонов на разных типах трудноизвлекаемых запасов и в разных регионах, в которой могли бы принять участие все основные компании. Это позволило бы достаточно быстро консолидировать технологии и опыт работы в различных условиях.

Консолидация дала бы необходимый стимул для той самой сланцевой революции в России, для перехода на другой технологический уровень геологоразведочных работ, для снижения стоимости сервисов в перспективе и создания конкурентной среды. Определенный импульс должны дать крупнейшие компании, работающие на российском рынке. Активное участие должно проявить и государство. Мировой опыт указывает именно такой путь развития. Мы его тоже не избежим. Спасибо.

P.E. Sjatil:

Thank you. I think we have heard now that cost is an important challenge and a prohibitor when it comes to deploying new technology. The second thing is not about the technology, but more about the experience. So, Mr. Dyukov, we would be interested to hear what you think the main drivers or levers are that need to be applied to cut down the cost so that modern technology can be applied.

А. Дюков:

Мне был задан вопрос: какой челлендж для компании «Газпром нефть» является главным. Назвать какой-то один тяжело, но если обобщать, то основных челленджей четыре. Первый — браунфилды. Мы многое делаем для того, чтобы работать с трудноизвлекаемыми запасами на наших браунфилдах и увеличить коэффициент нефтеотдачи. Мы используем третичные методы нефтедобычи, запустили в SP пилот по полимерно-щелочному заводнению. Это те методы, которые позволяют увеличить КИН. Второй челлендж — уже не традиционная нефть, а бажен. Третье направление — шельф. Первый проект на нем мы уже реализовали: ввели в эксплуатацию «Приразломную». Четвертое направление — это крупные проекты в зонах, где отсутствует инфраструктура, — на гринфилдах. Необходим определенный опыт и знания, чтобы реализовывать эти проекты в рамках бюджета и в срок.

Если говорить об издержках, то на браунфилдах «Газпром нефть», как и другие российские компании, не то чтобы достигла идеала, но в сравнении с западными мейджорами смотрится не хуже, а даже лучше, особенно в плане затрат на производство и на добычу нефти. Но мы всё равно продолжаем совершенствоваться. Ресурсы требуют высокотехнологичных скважин, горизонтального бурения, гидроразрывов — всегда есть над чем работать. Андрей Кузяев сказал, что стоимость одной скважины у нас в пять

раз выше, чем в Северной Америке. По нашим оценкам — в полтора раза, но все-таки дороже.

В чем причина? Большую роль играет рынок нефтесервисных услуг. Наш рынок менее развит, чем североамериканский, нет такой конкуренции, хотя мы набираем опыт. Есть кривая обучения: мы стоим если не в начале этой кривой, то позади тех компаний, которые работают в Северной Америке. К сожалению, это относится и к нефтесервисным компаниям, причем к международным в том числе. Многие сотрудники нашей компании работали за рубежом, в Северной Америке, и могут сравнить, как работают нефтесервисные компании там и здесь. Разница, к сожалению, большая. Понятно, что есть оборудование, software, технологии и стандарты, но есть и люди. К сожалению, качество работников тех же международных компаний здесь несколько ниже. И этот фактор тоже влияет на стоимость высокотехнологичных скважин, которые мы начали строить в Западной Сибири. Безусловно, чтобы продвинуться на learning curve, нужно время, нужны усилия и заказчиков (нефтяных компаний), и подрядчиков (сервисных компаний). У российских запасов бажена огромный потенциал. Я уверен, что через какое-то время российский рынок нефтесервисных услуг будет не менее привлекателен, чем североамериканский.

P. E. Sjatil:

Thank you. Actually on the oilfield services question, I think I will hand over to you, Clay, because if you look at the industry globally, it is quite clear that the oilfield services companies spend a lot more on their R&D than the operators on average, while, as you say, mostly in Russia, the oilfield services companies are maybe not quite so active. So it might be good to hear what you think about oilfield services in Russia and how you think they could develop.

C. Williams:

To begin with the comments regarding well costs here versus the United States, I would highlight the fact that if you go back five or ten or 15 years ago, the costs of drilling in the Barnett shale there, the Eagle Ford Shale, the Bakken Shale were all substantially higher. The improvements in cost have been made through this sustained experimentation effort, through the steady progression, the more industrial sort of processes brought to those efforts.

So I am not sure it is an apples and apples comparison if you are just at the beginning of the learning curve. We know from our experience that the industry is very successful as you get more practice and do more drilling, things typically improve and that is done in combination with investments that oilfield services companies, as well as oil and gas operators, make in technology along the way, to steadily get better.

So it is a sustained effort that is required from both oil companies and oilfield service companies. With regards to the Russian market, I will again reflect on that theme that I touched on earlier, the fact that this is a very empirical business. We take great technologies but then we continually tweak them and make them better. What we find is good cooperation and a good business environment here that is improving around certain things in terms of conducting our business here: taxes, improvements recently in duties, visa processes to bring executives in and out of the country, and we are very encouraged by that.

One area that I think might present a good opportunity to help improve the business is around the regulatory environment that governs the industry and again, against the backdrop of a model that works well, continuously improving technologies and improving practices. If regulations become too tight and too prescriptive, you tend to lock in old ways of doing things, and so the question I would ask is this: is the regulatory environment here really optimized to permit more scientific experimentation around continually getting better in the oil field here? I do not know the answer to that question. One thing that we find in other regions where we work is that regulations tend to be less rigid and a little less

prescriptive and a little more principles-based. So the regulators tend, I think, in the most successful regions, to focus on outcomes and demand that the drilling be safe, but then they give the service companies and the oil companies more latitude on how to achieve that goal, as compared to a more restrictive regulatory environment, where what has to happen is more precisely laid out.

So, again, I do not know the answer to that, but something we certainly find in the Russian market is that it comes with a lot of red tape.

P. E. Sjatil:

Thank you. Eric, I think you worked for more than 20 years in Schlumberger before you moved to the operator industry, maybe you want to share a few points?

E. Liron:

That is correct but before we move on to this, I want to expand a little bit on what Alexander said. So in terms of challenges, I will not say brownfields, I will say super brownfields. Here in Russia, we have unique brownfields. We are dealing with a 98% water cut, so this goes back to what Kirill said; again, it is all about unconventional. A huge amount of work was done on the taxation there, and there is still some way to go but on the super brownfields, which are not the shale oils, not the tight oils and so on, we still have humungous reserves to recover, I mean humungous, and it is so capital intensive to catch this extra drop of oil, and it is very technologically intensive at the same time, and you start talking about super nanotechnologies, you know. We are not talking about microtechnologies. We are talking about nanotechnologies, the water sweeps to monitor them. I know there is a consortium in the industry working on this, to realize nanotransmission. So you put some nanodots with the injection water or the polymers, and you can follow the trace of this dot from the surface. This will revolutionize not only the oil and gas industry, it will revolutionize all industry. I

mean this is at the forefront of science. It is not just the microdots that you put in your bloodstream. You put them 3,000 metres under the earth and you get the signal back and they are working on this.

So this is a challenge for us, and the other thing linked to this is a better understanding of the earth.

All the errors made in the Bakken, in Russia, and everywhere else were because we were doing trial by error. We were all doing a lot of drilling, and in the case of the Bakken, it was driven by the wildcatters and the service companies, not by the major companies at all. They called up ten years later and they are trying to put some science on it. So the whole game now is to come up with super-advanced software for reservoir management, geomechanics, so that, based on all of this, instead of doing trial by error, you go straight to the point and this will help the environment also, because that is another issue. So that will help us minimize the water flooding, or the water injected and this will help everybody. So in terms of the service companies, everything that Clay said is very true, regulation is bad. Over-regulation is bad because it blocks everything, you know, it is a recipe book which says, do this, do that, but it does not apply to everything because it is always five years behind the technology. So the Russian Federation has been quite advanced, because they are moving more towards the concept and there is still a lot of liberty coming into play. There is a still a lot of paperwork to complete and that is a little bit coercive, I guess. It will be good if we can drop some of this. The Russian Federation also has a responsibility, so they have to maintain that.

The international service companies, through a series of mutations, have been buying service companies in Russia and they have been selling to service companies in Russia, and you can start seeing an evolution of the service sector, absolutely. Before, it was clear that there were three major ones, which were international. Now it is not so clear anymore. The Russian Federation aims to create a Russia-specific oil service company, but it will not be, I believe,

necessarily Russian only. It will be a series of partnerships to develop the service business in Russia with the help of everybody, because in the end it is not West against East or Europe versus something else and so on. Look at the oil companies represented here; they work all over the world. So all of this will come in time, will normalize itself together again. We need some extra incentives, not just for the sake of making profits, let us be clear about this. It is because there is some R&D which needs to be done which is so costly that one single company cannot handle it alone.

P. E. Sjatil:

Thank you. So maybe, then, we will spend a little bit of time on unconventionals and the Bazhenov oil field. I, of course, understand that Russia has multiple sets of opportunity. It is brownfields, super brownfields; it is Arctic; but there is also a lot of unconventional so Andrey, would you like to share your thoughts on what the industry can do and what the regulators can do to further see what might be successful in developing unconventional?

А. Кузяев:

Спасибо. Я большую часть времени работаю за рубежом, мне очень сложно давать советы нашим коллегам из Министерства, да и вообще советовать власти всегда очень опасно. Я выскажу свое мнение. Когда я размышляю о том, почему мы отстаем от других стран в освоении новых ресурсов, которые меняют весь энергетический мир, я думаю, что главная проблема не в технологиях, а в разведке. Надо начать разведывать эти ресурсы и здесь применить инновации.

Другая проблема — как стимулировать лицензирование. Министерство энергетики, Государственная геологоразведочная компания говорят о том, что крупным компаниям надо объединиться. Я хоть и представляю крупную компанию, но давайте возьмем другой опыт. В США у истоков Shell-

революции стояли не Exxon, Chevron или Marathon, а мелкий и средний бизнес, который взял на себя риск и пришел с инновациями. То есть надо сделать возможным появление на рынке новых игроков. В России много нефтяников, и не только в крупных компаниях. Давайте дадим возможность экспериментировать. Давайте создадим новые стимулы, повысим уровень конкуренции.

Вот, на мой взгляд, основные перспективные направления. Геологоразведка и более активное лицензирование территорий, чтобы пришли новые игроки. Не хочу обижать «Роснефть», но у «Роснефти» с запасами всё гораздо лучше, чем у остальных, и ее, может быть, они интересуют меньше, чем других игроков. Поэтому давайте пересмотрим взгляд на нефть как на исключительно государственное достояние. Благодарю вас.

P.E. Sjatil:

I think there have been quite a few questions and comments regarding how to think about regulation and the role of about government. So, Mr. Molodtsov, could you give a couple of remarks?

К. Молодцов:

Как всегда, мы возвращаемся к налогам и способам стимулировать отрасль. Вопросы, связанные с геологоразведкой, действительно имеют большое значение. Мы согласны, что в различных регионах стимулы должны быть разными, но важно отметить, что существующие административные барьеры геологоразведки по большому счету излишни. В Правительстве активно ведется работа по снятию этих барьеров на всех направлениях и задачах, во всех регионах — шельф, Восточная и Западная Сибирь, Поволжье.

Привлечение новых игроков, вопросы геологоразведки, участия в разработке, бурении — всё это для нас сейчас особо важно. Зачастую именно малые компании показывают максимальные приросты, максимальные объемы бурения, скорость проходки. В принципе, у нас нет такой уж жесткой централизации лицензий и запасов. Конкуренция присутствует, но ее надо активно стимулировать. Повторюсь, 6 марта Аркадий Владимирович Дворкович подписал соответствующий план действий по административным барьерам в геологоразведке. К работе подключены такие ведомства, как Минрегион и Минстрой. Как ни странно, Министерство строительства, основным документом для которого является Градостроительный кодекс, влияет на процесс поискового бурения. Эту ситуацию надо исправить, и мы постараемся сделать это гораздо быстрее, чем делали раньше.

P.E. Sjatil:

I think before we open the floor to questions, is there anybody who would like to make a final remark on what has been said?

Г. Выгон:

Спасибо. Я хотел бы прокомментировать с помощью цифр то, о чем говорили уважаемые участники панельной дискуссии. Прозвучала цифра десять миллиардов тонн технически извлекаемых запасов ресурсов по оценкам американцев. Но по самым оптимистичным прогнозам добыча нетрадиционной нефти в России к 2035 году составит порядка 50–60 миллионов тонн в год. Причем эти оценки понижаются: BP в своем последнем прогнозе по России снизила показатель в два раза. Возникает вопрос: почему? Есть три причины.

Первая — это система налогообложения, о которой уже говорили. В Америке точка безубыточности на скважине при добыче нефти из плотных

пород составляет порядка 60 долларов за баррель. В России, в Западной Сибири, после уплаты пошлин, НДПИ и за вычетом транспортных расходов цена на скважине — порядка 24 долларов за баррель. В прошлом году было принято решение по обнулению НДПИ для бажена, это дает еще 24 доллара, то есть в сумме где-то около пятидесяти. Но в Америке достигли 60 долларов после того, как технологии уже прошли обкатку, и за счет обучения стоимость бурения снижается каждые пять лет примерно в два раза. У нас же, как было сказано, каждая скважина — рукотворное произведение. А когда всё дорого, то и точка безубыточности гораздо выше. Принятые меры стимулирования явно недостаточны, надо делать что-то еще.

Вторая причина технологическая. Сегодня технологии добычи нефти на бажене ни у кого нет. Российские добывающие компании активно заключают соглашения с крупными сервисными компаниями, но они не являются носителями знаний о добыче нефти на бажене. Баженовская свита — это не Баккен, не Игл-Форд. В Америке, как известно, нефть добывают в основном из плотных пород, а из сланца добывают конденсат и газ. Поэтому чтобы научиться добывать нефть на бажене, надо затратить огромное количество времени и усилий. И, как было сказано, сланцевую революцию сделали независимые компании. Есть характерный пример, когда Exxon купил одного из лидеров добычи нетрадиционных углеводородов и не инкорпорировал, то есть не стал навязывать свою систему управления, просто потому что компания была существенно более эффективной.

Третья причина — конкуренция, структура рынка и эффект масштаба. В России сегодня бурится порядка 6 500 нефтяных скважин в год. В Америке — 6 000 скважин только на плотных породах, 7 000 газовых скважин в сланце. Цифры сопоставимые. Чтобы быстрее пройти путь, который у Америки занял 30 лет, чтобы имплементировать эти две технологии —

горизонтального бурения и гидравлического разрыва — в одну, нам, конечно, необходимо повысить уровень конкуренции и увеличить объем работ. Компании должны более активно инвестировать в бурение, государство должно давать дополнительные стимулы.

P.E. Sjatil:

We have a couple more minutes for questions from the audience.

А. Невский:

Александр Петрович Невский, я представляю малую фирму — разработчика технологий по извлечению нефти и газа. Мой вопрос: почему бы не поддержать малые компании? Можно предоставлять им месторождение после того, как его отработали крупные компании. Это будет вторичная, третичная обработка. Мы все прекрасно знаем, что через некоторое время нефть всё равно приходит к тем скважинам, которые были пробурены раньше и после отработки крупной компанией заброшены. Так пусть малые компании, новые игроки дорабатывают их и повышают коэффициент извлечения нефти.

И второе. В Министерстве давно поднимался вопрос создания экспериментальных полигонов для отработки новых технологий, проведения пилотных проектов. Как сейчас обстоит дело с этим вопросом? Спасибо.

К. Молодцов:

Это вопрос и к моим коллегам из Минприроды в том числе. Если малые компании, являющиеся социально ответственными и имеющие необходимые навыки, знания и умения, готовы реализовывать задачи, то самый простой вариант — входить в тандемы с крупными компаниями, и не только иностранным партнерам, но и российским. Я думаю, наши крупные

игроки всегда будут этому рады. Такие тенденции и примеры есть, работа ведется по различным направлениям.

Если говорить об ассоциациях малых компаний, то их роль видится нам более серьезной. Иногда компании сами не настаивают на тех предложениях, которые внесли и которые требуют дополнительного обоснования и, как выразился коллега из фонда «Сколково», дополнительных мер стимулирования. Однако тут ничего нельзя возразить, и мы уверены, что такого рода инновации рассмотрит и Минприроды. Вы согласитесь, что брошенные месторождения у нас есть во многих регионах, в том числе случаи некачественного бурения и нарушения требований экологии. Малые недропользователи порой не находят дополнительных средств и возможностей для реализации проекта, есть и такие примеры. Поэтому вопрос комплексный, требует усилий от обеих сторон.

Ассоциации малых предприятий активно работают в Татарстане и в других регионах. В Восточной Сибири проявляют активность и показывают прирост добычи в основном малые компании. У них есть чему поучиться, что мы и будем делать.

Р. Панов:

Прокомментирую ту, безусловно, актуальную часть вопроса, которая касается полигонов. Малым компаниям надо дать возможность выступить драйвером. Мы учитываем это при разработке программы реализации федеральных полигонов. Она предусматривает участие не только мейджора, но и небольших компаний, имеющих технологический или производственный опыт. Именно по такому пути мы пошли, например, в Томской области и в Ставропольском крае. И компании, и Министерство абсолютно открыты для диалога. Это и есть принцип государственно-частного партнерства: государство вкладывает часть средств в реализацию программы и ждет привлечения инвестиций со стороны других участников

партнерства. Симбиоз крупных и малых компаний должен дать тот эффект, которого ждет бизнес от вовлечения в отработку трудноизвлекаемых запасов.

P. E. Sjatil:

I think we have time for one more question. I think you also had a question, let us take that.

T. Vauraste:

Thank you, my name is Tero Vauraste, I represent the Finnish ice-breaking, ice management, and oil spill response company Arctia Shipping. Firstly, I fully support the SMEs because those are the big players for tomorrow. But my question goes to Mr. Liron: you spoke very highly about partnership with the suppliers. So how do you encourage partners for product and service development, and secondly what is your view on the liabilities and responsibilities in the production phase: do you like to take those or try to push them onto your suppliers? Thank you.

E. Liron:

It is a combination of various things: so, a partnership can be just a straightforward partnership where you guarantee some business, and you are counting on your partner to develop some kinds of technologies. In other cases, we have shared R&D centres. Our partners are not just service companies, we have partners which are oil companies and we share R&D centres. So you mingle together the scientists from different countries and you come up with a product. That was the expectation and the aim is to implement it through the project, to do something a little bit like Exxon is doing, like Shell is doing, which is more to create a series of start-ups that will generate new businesses, which will be spun off within their countries or other countries.

So this is the intent, and in the case of our company, what we do in our R&D centres is we try to generate new patents and co-patents, where we share the patent, and then that is available on the market for anybody who wants to buy the patent or product generated through the patent.

P. E. Sjatil:

Thank you. We are now little bit over time so I just wanted to say thank you to the audience and thank you to our participants for sharing their perspective on technology's promise for the Russian oil industry. I guess my take away is that Russia has a lot of technology and innovation but needs to work on how to deploy it. Thank you very much.