

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

18–20 июня 2015

НОВЫЕ РЕАЛИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Теледебаты Bloomberg

18 июня 2015 г., 17:00–18:15, Павильон 4, Конференц-зал 4.2

Санкт-Петербург, Россия

2015

Модератор:

Райан Чилкоут, Репортер, Bloomberg

Выступающие:

Бен ван Берден, Главный исполнительный директор, Royal Dutch Shell Plc

Александр Дюков, Председатель правления, генеральный директор, ОАО «Газпром нефть»

Марио Мерен, Председатель правления, Wintershall Holding

Александр Новак, Министр энергетики Российской Федерации

Участники дискуссии в первом ряду:

Григорий Выгон, Управляющий директор, VYGON Consulting

Георгий Кобулия, Старший партнер, McKinsey & Company

Питер Перри, Партнер, руководитель подразделения всемирного рынка нефти и газа, Bain & Company

Р. Чилкоут:

Where do you see the oil price in a year's time?

Д. Пумпянский:

You know we are praying for USD 65 for WTI by the end of the year and maybe USD 70 for Brent. I think it will give confidence to all customers to start investing...

Р. Чилкоут:

USD 70 for Brent. Ok, we have one guess and that is how we are going to kick it off. Thank you very much, Dmitry Pumpyansky. He is the world's biggest pipe maker and supplies almost all of those pipes to the oil and gas sector so he definitely is interested in what the oil price is going to be.

Welcome to our debate, a Bloomberg television debate. Welcome to St. Petersburg, Russia. My name is Ryan Chilcote. We are going to be examining the new realities of the oil and gas market. Let's take a look at what the world of oil and gas of tomorrow looks like.

Видео:

Global oil and gas markets have entered a new era, and the changes began last year.

"We simply need an additional monitoring and new consultations if necessary." – Igor Sechin, Rosneft CEO.

Consulting and monitoring oil prices does not mean cutting production. That comment from the head of a producer that drills more oil than any other public company in the world sent prices already tumbling further south. Russia, Mexico, Venezuela and Saudi Arabia could not agree to cut production nor does OPEC. Today, the Saudis are pumping more oil than at any point in the last three decades. And Iraq, Libya and Iran are already the post sanctions high and say that they will add millions of barrels to the market. The world is washed in oil.

"There is increase in demand, there is just a lot of oil around." – Bob Dudley, BP CEO.

Executives of the world's biggest oil companies believe American shale revolution will continue.

"This business will survive at 100 dollars Brent pricing, it will survive at 50–60 dollars Brent pricing." – Ryan Lance, ConocoPhillips CEO

There may be a new reality on the market.

"Now the cycle is down, we have to live with it. We have to accommodate our people, our country to the new reality that the market will not realize USD 100 anymore." – Abdallah El-Badri, the OPEC Secretary General.

What role will oil and gas companies play in the future, if any, and how will they change?

"One of these days we are not going to need fossil fuels. I do not know when – 2040, 2050 or thereafter." – Ali Al-Naimi, Saudi Arabia Oil Minister.

Р. Чилкоут:

Welcome back. Exactly one year ago today the price of oil, a barrel of oil, stood at USD 113. It is now just north of USD 60 a barrel. Where will it be in a year's time? Let's continue the guessing game. At first, we have Ben Van Beurden of Shell. Give us the Shell view.

Б. ван Берден:

Well, Rayan, if you were going to get a real number out of me I am afraid I have to disappoint you. My reputation is way too important for me to try predicting or speculating. What I do believe is that in the long term the fundamentals are pretty clear. We will see continuing slow growth in demand. We will see a continuous decline in supply from existing fields. So what we will see is a continuing need for investment in the oil sector just to have supply and demand balance. We think in the long run oil prices will have to revert to levels in the line with our long-term planning premises USD 79–110 oil. When it will happen and how it will happen, I do not know.

Р. Чилкоут:

Thank you very much! Alexander Novak, give us the view of the Russian Energy Ministry – oil in a year's time, where will it be?

А. Новак:

Я не хотел бы делать прогнозы, но тем не менее, нужно говорить о среднегодовой цене, так как в течение года она может меняться как в сторону снижения, так и в сторону увеличения. На мой взгляд, цены будут ниже, чем считает господин ван Берден. Хотя, может быть, ему виднее — он больше знает про сланцевую нефть. Мне кажется, что сегодняшние возможности рынка таковы, что при условии баланса спроса и предложения, в ближайшие два-три года цена нефти марки Brent будет в районе 65 долларов. Конечно, они, могут колебаться.

Р. Чилкоут:

Mario Mehren, give us the Wintershall view. The price of oil in one year's time. A number?

М. Мерен:

I would like to join Ben Van Beurden in not giving you a number but what I would like to give you is the outlook that we will definitely continue to see lots of volatility. And, therefore, I think for the oil and gas industry the question is not that much about what will be the exact price in one year's time but rather how can we better deal with that volatility and how can we make ourselves as an industry efficient, performing and strong so that we can handle this volatility in the future.

Р. Чилкоут:

Alexander Dyukov, the view from Gazprom Neft. I know you have got a number.

А. Дюков:

Я также не хотел бы давать прогнозы. Я назову одну только одну цифру: я считаю, что цена 75—80 долларов. Как ни парадоксально, но через год эта

цена должна устроить и производителя, и потребителя. В настоящий момент потребитель наслаждается низкими ценами, но мы прекрасно понимаем, что для того, чтобы создать условия для замещения выбывающих мощностей и экономического роста, все равно потребление нефти должно увеличиваться. А для того, чтобы обеспечить добычу через пять-десять лет, нужно инвестировать сейчас. Безусловно, низкие цены приводят к недоинвестициям, и чем дольше они будут держаться, тем выше вероятность того, что через некоторое время цена может взлететь и пробить недавний уровень в 100—110 долларов. Поэтому если говорить о среднесрочной перспективе, то через год, я надеюсь, цена составит 75 долларов, а в долгосрочной — должна вернуться на уровень 100—120 долларов за баррель

Р. Чилкоут:

Thank you, Mr. Dyukov. The great thing about gas and oil price in a year's time is that everybody gets a vote. Now, your turn, I want to see who is the most optimistic? Raise your hand if you think that in a year's time oil will be at USD 80. This is really bad news for you. Two people think that oil is going to be at USD 80 or everyone in the room is asleep. Oh, three. Ok, thank you very much. It is the last chance for USD 80. Sixty dollars is roughly where we are right now for Brent, it is just little bit south. Who sees USD 60, roughly where we are right now, in a year's time? I mean we just have the most pessimistic group in the world. USD 40? You all have to raise your hands now because I have not seen them yet. Alright, that was a Hollywood part of the show. We could discuss the issues around affecting the oil price going down. What we really want to talk about here is, of course, what the oil and gas markets are going to look like in 20 years' time, and break it up into the sub-categories. I want to start because we addressed it in the film a little bit with OPEC and the producing countries of OPEC. Minister Novak, I know you made a speech at the OPEC Seminar, you watched the decision and the preparations for the decision. What did you make of OPEC's decision to, I guess, do nothing or another way of putting it is not cut production again.

А. Новак:

Действительно, я был на этом семинаре ОПЕК, и там состоялась большая дискуссия относительно нефтегазовых рынков. Первое, что меня удивило, — это спокойное состояние выступающих, особенно представителей нефтегазовых компаний, несмотря на то, что цены на довольно низкие. Это означает, что бывшего шока от снижения цен больше нет и что все прекрасно понимают, что высокие цены ушли в прошлое, потому что нефти на рынке много, при высоких ценах присутствует большой объем инвестиций, поэтому цикличность продолжается; еще с 1970—80-х годов мы наблюдаем циклы, когда перепроизводство сменяется дефицитом. Сегодня мы находимся в конце очередного цикла, когда количество инвестиций серьезно уменьшается за счет перепроизводства, что заметно в показателях крупнейших нефтегазовых компаний: средняя корректировка инвестиционных программ — минус 30%. В будущем это, в свою очередь, приведет к серьезным изменениям в добыче нефти.

Я хотел бы вернуться к вопросу по поводу решения ОПЕК. На наш взгляд, оно было предсказуемым, поскольку сегодня нет смысла сокращать объемы добычи, поскольку это сможет оказать лишь краткосрочное влияние. Если добиваться повышения цен путем снятия излишка с рынка, то он неизбежно появится при высоких ценах, потому что, как сказал Александр Дюков должен быть баланс спроса, предложения и цены, которые должны устраивать и производителя, и потребителей, и только тогда не будет такого колебания. Не будет возможности принимать решения, выходящие за рамки рыночного подхода.

Во-первых, ОПЕК поступила, в соответствии с рынком. Во-вторых, на мой взгляд, на сегодняшний день роль ОПЕК несколько нивелирована по сравнению с тем, что было 10—20 лет назад. Последний раз эта организация принимала серьезное решение по сокращению квоты в 2008 году. Как я уже сказал, сегодня подобные шаги приведут к тому, что при высоких ценах нефть будет добываться в большем объеме. При этом, если говорить об общей добыче, а не только о продажах, на рынке будет увеличиваться доля игроков, не входящих в ОПЕК, и доля стран, которые

являются импортерами. Сегодня научно-технический прогресс позволяет существенно снижать себестоимость добычи, значительно повышать производительность труда и наращивать объемы производства. Поэтому, на мой взгляд, ситуация может выровняться только на основе рынка, а цена будет формироваться, исходя из баланса спроса и предложения.

Р. Чилкоут:

Alexander, is Russia happy with USD 63 a barrel. Is that a price Russia can live with?

А. Новак:

Я могу назвать цифры. Вы знаете, что бюджет Российской Федерации сформирован, исходя из цены 50 долларов за баррель марки Urals. Соответственно, в трехлетнем прогнозе на следующий год цена на уровне 60 долларов, на 2017 год планируется 65 долларов. То есть мы берем за основу пессимистичные сценарии. Вы знаете, несмотря на то, что правительство работает над диверсификацией и старается развивать другие отрасли экономики, наш бюджет во многом складывается из нефтегазовых доходов — это все еще наша ахиллесова пята. Тем не менее, бюджет балансируется при таких ценах. Конечно, хотелось бы, чтобы они были выше. В результате того, что значительная часть нашего бюджета складывается из нефтегазовых доходов и зависит от поступления валюты и от цен, а курс рубля находится в свободном плавании, произошла девальвация российской валюты, которая дала дополнительные возможности для конкурентоспособности российской экономики, а также российского нефтегазового сектора. Я думаю, что об этом лучше скажет руководитель нефтегазовой компании. Мы видим, что наши нефтегазовые компании справляются с этим уровнем цен и корректировка их инвестиционных программ значительно ниже, чем у стран и у компаний, у которых привязка к другой валюте не такая волатильная. На сегодняшний день мы видим, что выручка нефтегазовых компаний в долларовом эквиваленте в среднем упала на 40%, прибыль упала, соответственно,

уменьшились инвестиционные возможности. Что касается российской нефтегазовой отрасли, то рублевая выручка осталась практически на том же уровне, что и до изменения цен на нефть. Конечно, есть незначительная часть валютных расходов, которые влияет на удорожание в рублевой выручке, но тем не менее, наша отрасль справляется: при таких ценах она абсолютно конкурентоспособна. В течение первых пяти месяцев мы планировали сохранение объемов добычи, а по факту добыча нефти в России увеличилась на 1,6%.

Р. Чилкоут:

Mr. Van Beurden, we just heard the Russian Energy Ministry. They say OPEC's role in determining market prices and shaping the market is not what it was 10 years ago. Part of the reason we all know for that is the shale revolution. Is that going to continue and, specifically, do you see production growth in the United States on the back of shale continuing, or is there a pick that we are about to reach?

Б. ван Берден:

No, I think we will continue to see production growth. We will see continuous production growth throughout a year probably by the next year as well. I think it is absolutely true that, of course, the industry is under a lot of pressure. It is innovating quite rapidly to understand how it can take cost out and it is very successful. And that will supply giant pipes. And, therefore, a much lower price environment. This industry will continue to show that it is resilient and can innovate and adapt. However, at the same time, shale is at the moment sort of de-balancing supply and, therefore, innovate price setter, although, of course, a mechanism that is much less transparent and much more difficult to execute than, for instance, OPEC can do in balancing the market. But in the longer run, again, as I said, demand for growth at about a million of barrels a day or a bit more maybe. Supply from existing fields will continue to drop by 5–6 or even more barrels a day so fast forward for another 5 years. You have to think in 5, 10, 15 year time frames in our industry. And we will need at least 25 million barrels a

day of new oil to come on. That will not come from just a little bit more shale in the United States. No matter how successful that industry is going to be, it will not come from existing spare capacity in OPEC. So the ultimate marginal project setting the price is probably going to be a water project or a very complex project in difficult geological conditions or whatever it is. It is not going to be in the long run shale.

Р. Чилкоут:

Mr. Dyukov, if I could bring in the conversation, Russian production has surprised a lot of people in staying robust despite the fall in oil prices. Do you see that continuing and where would the growth come for Russian production?

А. Дюков:

Почему это удивило? Мы эффективны, поэтому мы и растем. Действительно, если взять компанию «Газпром нефть», в прошлом году мы нарастили добычу нефти и увеличиваем ее и в этом году. И что важно, это сопровождается и повышением нашей операционной прибыли, EBITDA и чистой прибыли. Как сказал господин министр, мы поднимаем объем инвестиций в рублях, а если говорить о физических объемах инвестиций, то они тоже не снижаются. В чем причина этого успеха? Безусловно, растущая эффективность, работа нефтяных компаний, ослабление рубля и налоговый режим, который позволяет нам быть результативными даже при низких ценах.

Цена на уровне 50—60 долларов за баррель не пугает нефтяные компании, и такой рост, безусловно, продолжится. Только наша компания к 2020 году, несмотря на цены, собирается увеличить объем добычи на 33%. Как и за счет чего мы этого достигнем? Мы расширяем географию и реализуем проекты по разработке крупных месторождений на новых территориях — это север Ямала, Восточная Сибирь. Мы повышаем эффективность работы на зрелых месторождениях. Например, в прошлом году в Западной Сибири, где по объективным причинам добыча снижается, нашей компании удалось вовлечь трудноизвлекаемые запасы в переработку и увеличить добычу за

счет применения новых технологий, в частности тех, которые позволяют работать со сланцевой нефтью в Штатах. Это и есть основные источники роста, к которым также нужно отнести и применение третичных методов, и еще набор инструментов, которые позволяют нам уверенно смотреть в будущее. И мы верим в продолжение роста до 2020 года и после.

Р. Чилкоут:

We got it. Ben van Beurden, how do you see if there is a political solution, a diplomatic resolution to the situation in Iran? Iran returns to the market. I mean we all know that the expectation is that Iran can introduce another million barrels to the market but like you said you should be thinking in a 15–20 year horizon. How much of an impact you see it having on the global oil market?

Б. ван Берден:

I think Iran will have an impact on the global oil markets. In the short term it will probably have more of a sentiment type impact. I think a nuclear deal with Iran will have the capacity to move sentiment to the market. It will be speculating on my part to say how much production Iran could ram pump in a short period of time. But again, as I said, in the long run it will not matter too much. If we look at the industry in the world we somehow have to find between 20 and 30 million barrels a day of new capacity which is clearly not what Iran can do single-handedly, for that matter, any country single-handedly. I hope, indeed, that issues with Iran will be resolved and it will become a destination for foreign direct investment as well. For us it is not at the moment for obvious reasons. It will take a long time for projects to take off. It will also take some time, of course, for any foreign investor to take a view on risk in investing in Iran. Therefore, I think that much expectation of immediately seeing investment entering the country is a little bit overdone as well, which tends to happen in situations like this.

Р. Чилкоут:

Mario Mehren, I would like to ask you. We heard Mr. Naimi there and we have to assume he was being genuine that Saudi Arabia may only be producing solar

power or required to produce solar power in 30–40 years' time. Do you foresee any kind of technological breakthroughs that could completely eliminate or almost completely eliminate the need for hydrocarbons on a 20 or 30 year horizon?

М. Мерен:

To be honest, despite all the tectonic shifts that we might have seen in the industry, I do not see that, and even more importantly I know nobody who sees that. If you look at the estimations for the next 20–30 year period, you will still have 75% of hydrocarbons and coal being responsible for the world energy demand and supplying it. So we will live with oil and gas for quite a long time and, therefore, I think we should continue to put all our efforts in producing it significantly cheaper, better, faster.

Р. Чилкоут:

And when we were talking, Ben Van Beurden, about the shale producers, you mentioned their ability to reduce costs. Is this a long-term trend, I mean, do you see them reducing costs to the extent of what they can produce below USD 50 a barrel? We have seen really extraordinary cost-cutting over the last year. I guess my question is can it continue with that clip or anything similar to that within next 10–20 years?

Б. ван Берден:

I think, Ryan, we have to look at two effects that are at play at the moment. I do, indeed, believe that continued technological advancement will continue to drive down costs of drilling and completion and, certainly, hydraulic fracturing. I think there will be better ways to do hydraulic fracturing. At the moment if you look at how we go about shale oil production, it is a relatively simple and relatively brute-force type of technology but remarkably small amount of fundamental technology developments are sitting behind it. I do think there is a lot more in the industry and sophisticated players like us, can do there. I do believe, indeed, that cost will continue to come down, so, therefore, shale will continue to be a very important component in anybody's portfolio. Some of the competitiveness that we continue

to see at the moment is also driven by another factor that a lot of infrastructure has been built in, for instance, the United States, typically gets built ahead of production and a lot of doing activity that we see at the moment is essentially drilling to fill that infrastructure which, of course, is a different proposition than developing new infrastructure for new production which will probably require a higher oil price than what we are seeing at the moment.

Р. Чилкоут:

Thank you very much! I would like turn to our front row and ask you, gentlemen, some questions. I would like to begin with George Kobulia from McKinsey & Company. I know you run the oil and gas team at McKinsey for the Former Soviet Union, Eastern Europe. Because we have been talking about oil so far, we are going to talk about gas in a moment before we open it up for questions to the audience about oil. But I would like to ask about the relationship between oil production and gas going forward. And we heard Mr. Dyukov speak. Some of the success we have seen in Russian production recently is actually in gas fields where they get a lot of condensate affectively laid oil. Where do you see the relationship going forward?

Г. Кобулия:

Thank you, Ryan. I will speak in Russian if that is OK.

Вопрос о связи производства газа и производства нефти не такой простой. Я бы сказал, что одним из важных факторов в российской газовой сфере является то, что большинство оборудования, необходимого для добычи газа и эксплуатации газовых месторождений, производится на местном рынке. Это создает большое преимущество для отрасли, особенно в свете необходимого роста эффективности капитальных проектов по вводу месторождений, чего нельзя сказать про нефтяную отрасль.

Я бы хотел прокомментировать предыдущий вопрос о ценах на нефть. Я думаю, что существует альтернативное мнение о потенциале добычи сланцевой нефти: он может быть ограничен. Это основано на двух факторах. Во-первых, новых месторождений и ресурсов сланцевой нефти,

кроме тех, которые уже разрабатываются, практически не обнаружено. Во-вторых, технологии улучшения добычи сланцевой нефти и повышения ее эффективности практически достигли своего абсолютного лимита. Это касается как расстояния между фраками, так и длины горизонтальных стволов. Есть сценарий, согласно которому мы увидим небольшой рост добычи сланцевой нефти, что повлияет на цены.

Еще один важный фактор, который не прозвучал, касается ценообразования, которое зависит от маржинальных производителей — к ним относятся глубоководные проекты. Понятно, что их надо вводить для сохранения баланса между спросом и предложением. Но самая большая неопределенность состоит в том, какова будет цена ввода этих проектов. Она может быть на много ниже, чем мы наблюдали, потому что исторически эффективность капитальных проектов нефтяной отрасли была очень низкой. За последние восемь лет ввод крупных оффшорных месторождений обходился в два раза дороже, нежели ранее. Сейчас все компании работают над этим вопросом. Если им удастся снизить стоимость ввода проектов, несмотря на то, что должно будет происходить замещение нефти более дешевыми продуктами, что приведет к тому, что цена не возрастет. С другой стороны, как я уже сказал, есть факторы, которые могут способствовать росту цены: например, неопределенность в отношении сланцевой добычи. Спасибо.

Р. Чилкоут:

Peter, I would like to ask Bain & Company. We heard Mr. Van Beurden talking about how if there is no investment, if the prices are not right, the investment will not be there. That all will eventually lead to a higher oil price. What do we see in terms of investment right now in new exploration?

П. Перри:

Ryan, in terms of how the industry has changed in the last 12 months, we have seen the international companies and the national oil companies reduced their capital expenditure by about 20% to 25% year-on-year. So a significant amount

of capital coming out of the industry does not necessarily, as Ben said, translate to an immediate reduction in the capacity of the industry. But over time it leads to a significant reduction in capacity. So, for that 20% reduction in capital you can expect to see something like a million and a half barrels a day of production capacity not being built year-on-year. You add that up over 5–6 years and you see a significant gap. We already have a significant gap as alluded to, if you take a long-term view. What the current situation of the current oil price does is it squeezes the short-term supply. It squeezes, as I said, the order of 1 to 1.5 million barrels oil equivalent today. That is oil and gas production. So within a fairly short timeframe you would see a significant fall off, notwithstanding the reduction in cost structure of the industry. That is again what many panellists were alluding to, the work being done in supply chain, the work being done in reengineering projects. And there is a balance between the amount of capital available and the innovation that now takes place to reduce costs.

Р. Чилкоут:

Thank you very much! I would like to take one question now from the audience if someone, please. But if you keep it to oil because we are about to move to gas. Is it possible for us to get a microphone to the gentleman over here? There we go.

А. Мейсон:

Thanks! Arthur Mason, Rice University. I do not hear much excitement for discussing Arctic oil developments in the room despite a lot of attention to the Arctic outside this room. Maybe the panellists could weigh in on what their opinions are and steps forward given the anticipated needs for new recoveries as well.

Р. Чилкоут:

I think at least a few of our panellists would like to take a step at that one. Mr. Van Beurden, would you like to start?

Б. ван Берден:

I hear a lot of talk about the Arctic oil, certainly, Alaskan oil. If you look at the longer term, the fact that a very significant portion of what we call 'undiscovered oil and gas' actually sits in the Arctic means the Arctic can and probably will play a very significant role in the future supply of oil and gas. Of course, the Arctic is a difficult area for many reasons. It is a very difficult area to work in. It is a pristine area. It attracts a lot of attention from those who are concerned with the environmental impact of activities there, and rightly so. I am personally also concerned, of course, that our operations do not impact the Arctic in a negative way. There is also the link back to climate change because many people do know that climate change has a disproportionate effect in the Arctic and therefore, the prospect of looking for oil and gas and producing oil and gas in the Arctic is emotionally a difficult one to get right in people's mind. I understand it as well. I also find it very hard to have a rational argument along those ones. So, the view that we take when it comes to the Arctic is it is up to the Arctic nations to decide if they open up their Arctic shelves for activity. And it is up to investors like us to decide whether we can do that responsibly, technically, economically sensibly. If we can, I think we will do that.

Р. Чилкоут:

I guess I have questions for both Russian panellists about the Arctic because as it was described to me earlier today, the Arctic is the next and perhaps the last big oil province in the world's largest country. My first question is how much of a problem are the sanctions in terms of developing the Arctic that exist now. The second question I think that I would like you to address, we heard some of the limitations to development in the Arctic from Ben but I would like also to understand if it is a place you can actually afford to work at when a barrel of oil costs 63 dollars? Minister?

А. Новак:

Спасибо. Прежде, чем перейти к Арктике, я хочу обратиться к вашей мысли о том, при каких ценах кто и что может развивать. На самом деле, многое

зависит от системы налогообложения в каждой отдельной стране, потому что, когда мы говорим о том, выгодно ли компании вкладывать при таких-то ценах или нет, все забывают, что себестоимость без учета налогов абсолютно другая. В частности, в России на сегодняшний день в разных месторождениях она составляет от пяти до пятнадцати долларов за баррель. Если учитывать налогообложение, львиная доля, порядка 70%, выручки взимается в виде налогов. В каждой стране своя система. Где-то налог берется не с выручки, а с финансового результата. Конечно, здесь легче компаниям, но хуже для бюджета. Наш бюджет много теряет при снижении цен, поэтому нужно смотреть затраты без налогов — сегодня они абсолютно конкурентоспособны.

Мы создаем систему мотивации вложений в новые месторождения, в Арктический шельф, в трудноизвлекаемые месторождения, в основном, путем регулирования налоговой системы. Что такое Арктика? Мы считаем, что нужно учитывать все факторы: особое отношение населения, сложности, необходимость сохранения экологии в этом районе. Но тем не менее, на сегодняшний день Арктика, по оценкам, это единственный регион с огромными ресурсами нефтяного эквивалента нефти и газа — порядка 100 миллиардов тонн нефтяного эквивалента. В развитии нефтяной отрасли раньше мы двигались от Кавказа, Баку в Приволжье. Затем была открыта Западная Сибирь. Арктика — следующий этап, но это дело не сегодняшнего дня. Сейчас главная основная задача — это создать базу данных и провести геологоразведочные работы — сейсморазведку, геологоразведочное бурение, чтобы определить, что там есть. Поэтому, когда вы говорите о санкциях, когда вы говорите о себестоимости, мы должны смотреть не на сегодняшние цены и не на сегодняшнюю себестоимость, а на то, что будет через 15—20 лет, когда будет происходить освоение Арктики.

Р. Чилкоут:

Alexander Dyukov, we just heard the Ministry. They say it is the Russian government that suffers most from the oil prices opposed to the companies which

is a valid point. I know that you are looking forward to working in the Arctic. Can you work at this kind of prices? And, as the Ministry pointed out, maybe in 15–20 year sanctions will not be a restriction and obstacle to working in the Arctic.

А. Дюков:

Компания «Газпром нефть» первой начала работать в Арктике. Мы начали добычу еще в 2013 году, и санкции нам совсем не мешают — мы наращиваем объемы. Если говорить о рентабельности, об экономике работы на российском Арктическом шельфе, то цены и в 40, и в 35 долларов не пугают: добыча рентабельна, и мы зарабатываем. Безусловно, Арктика и ее углеводородные ресурсы важны для удовлетворения спроса. Он будет расти, и, как сказал Георгий, это глубоководный шельф — необходимый источник. Через 10-15 лет мы поймем, что без ресурсов, которые содержит в себе Арктика, мировая экономика не сможет обойтись. Что касается российских нефтяных компаний, мы добываем и продолжим добывать при цене и в 50, и в 100 долларов и даже наростим добычу. Мы в хорошей форме и не прекращаем инвестировать, мы — надежный поставщик. Чтобы вы поняли меня правильно: цены на уровне 60 долларов — это проблема не для российской нефтяной отрасли, а для мировой. Мы видим, что происходит за рубежом: начинают сокращаться инвестиции, а это плохо. Потребители, наслаждаясь этими низкими ценами, через какое-то время поймут, что придется платить гораздо больше.

Р. Чилкоут:

Thank you very much! I would like to move the conversation to the gas market. It is always a more difficult conversation. It is a much more fragmented market. And I would like to start I guess by asking because we have to start somewhere, Ben. Ben, could LNG be to the gas market what the shale revolution has been to the oil market?

Б. ван Берден:

It is an interesting way of asking a question, Ryan. If you look at growth in the oil market, it is undeniably true that shale has seen a tremendous amount of growth and in that sense probably stands apart a little bit as an investment class within the oil sector. I suppose that in the gas sector we probably see LNG growing faster than the rest of the sector as well. So in that sense, yes, I think there is validity in your question or your, maybe, assumption that LNG will be a major growth area. Gas grows faster than oil. That is also a very good reason. And what we see is the LNG segment within the gas demand growth will probably grow twice as fast. In that sense, yes, we believe in a very strong and vibrant future for the LNG segment.

Р. Чилкоут:

Mario, do you think that the decreasing oil price could lead to a lower gas price to the extent you could see gas displacing coal (we have taken the conversation in a slightly direction just to cover some ground for us) in, say, power generation?

М. Мерен:

First, to tackle the price point there, I think we have a very fragmented gas market, so for a long time we will see a market in Asia which might be still oil price linked because they have long-term contracts lying behind it. On the other hand, we will have the shale gas driven market in the US with very low Henry Hub prices and something between in Europe. I consider it really difficult to talk about one pricing. When it comes to gas replacing coal in power generation I think we can observe it is happening in some parts of the world, for example, for climate reasons. On the other hand, if you look at Europe, you will see exactly the opposite situation. For example, Germany is a bad example when it comes to emissions. Here, here very modern new gas plants are shut down and instead, we are firing there with coal and, of course, with severe consequences for all the targets that Germany and Europe have had with regards of reducing greenhouse gases. I think it is a really difficult and political question we are entering because using gas as a fuel has not only to do with the pure cost of gas, it has also to do with the cost of coal and the availability of cheap coal.

Р. Чилкоут:

Minister, I would like to ask you before we get too carried away talking about LNG. The mix right now of LNG versus pipeline gas is about 10% of overall gas being moved through LNG, whereas 90% is still moved through pipelines. The Russian government view in 20 twenty years' time: How much gas will be LNG gas?

А. Новак:

Сначала я хотел бы высказать свое мнение о роли СПГ. Мне кажется, что доля сжиженного природного газа в мировом потреблении будет расти. Это объективный фактор. Сейчас всего 19 стран добывают и продают газ, а стран, которые потребляют и построили терминалы, уже 30, и с каждым годом их количество растет. Только в этом году построено 29 новых танкеров, их становится больше, и их часть в торговле СПГ будет увеличиваться более высокими темпами, чем трубопроводного транспорта. Это связано с тем, что растет количество населения, которое потребляет газ, и он становится более доступным. Есть уголки, например, в Азиатско-Тихоокеанском регионе, где нет собственной добычи и куда доставить газ трубопроводным транспортом, кроме как России или Китаю, практически невозможно.

Мы сейчас рассматриваем проект по строительству газовой трубы из России в Индию, который нам предлагают наши индийские партнеры. На первый взгляд, этот проект кажется нереальным, а с другой стороны, мы сейчас готовим экономическое обоснование.

Что касается сжиженного природного газа, если мне не изменяет память, сейчас его доля составляет 33% общей торговли газом, объем которой триллион кубических метров газа. Она будет расти, и стратегия развития газовой отрасли России заключается в том, чтобы создать условия для строительства заводов по сжижению газа в России. Компании «Газпром» и Shell реализуют успешный проект на Сахалине — «Сахалин Энерджи». Все отмечают, что он является одним из лучших и самых надежных в мире: все

его поставки в течение многих лет идут потребителям; 80% поставляется в Японию.

Сейчас компания «Ямал-СПГ», участниками которой являются российская компания «Новатек», китайская CNPC и французская Total, реализует проект строительства завода по сжижению газа на Ямале. Этот проект уже на такой стадии, что в него вложены огромные средства — примерно одна треть от общих инвестиций, которые составляют в 27 млрд долларов. Проект конкурентоспособный. Первая очередь выдаст газ уже в 2017 году, и все объемы уже проданы.

Наша стратегия заключается в том, чтобы создать условия для строительства новых заводов. Если сегодня на рынке сжиженного природного газа доля российского всего 5% — это единственный завод «Сахалин Энерджи», то к 2020 году мы рассчитываем, что она будет увеличена примерно до 10%, а в перспективе мы надеемся занять нишу в размере 15—16%. В связи с этим планируется строительство заводов во Владивостоке и на Сахалине, а также расширение третьей очереди проекта «Сахалин Энерджи». Мы полагаем, что Азиатско-Тихоокеанский регион в этом направлении является крайне перспективным, с точки зрения потребления сжиженного природного газа. А там, где расстояния небольшие и трубопроводный транспорт более эффективен, например, для поставки газа в Европу, или в Китай по газопроводу «Сила Сибири», или по обсуждаемому сейчас направлению западного маршрута, нужно использовать трубопроводный газ. Это не конкурентные проекты. Но поскольку количество стран, потребляющих газ, увеличивается, то, конечно, доля СПГ будет расти большими темпами.

Р. Чилкоут:

Ben, I would like to ask you because we heard the Sakhalin II there mentioned. I know you have ambitions to expand your LNG presence there. Should Mr. Novak be prepared to do that because the Russian government over the last I guess few years has had a slightly different view of how they would like to develop there. Should they be on board with prices where they are right now? Is it a good

time to pump a bunch of money in LNG in Sakhalin? And then your acquisition, I should say of the year, is BG and very much, I guess, about gas. What does that tell us about, first of all, where are we with that? Please, do update us in terms of permissions and how the process is going. And how does that fit in with your vision for gas in the future as part of your Mix?

Б. ван Берден:

Ok, a few questions in there, Ryan. Let me start with Sakhalin. Sakhalin is, as Minister Novak says, an incredibly successful project. 99% reliability of Sakhalin this year is very important for the Japanese economy. It is almost 10% of the energy gas supply to Japan. It is a very crucial project. It is also very important for the Russian Federation. We have been working with Gazprom on train II, and this morning Alexey Miller and I signed a Memorandum of Understanding with the intent to move that forward, so train III is going to be increasingly a reality. We hope to be in fit in few months. Again, I think we do this projects with sort of lifetime of typically a few decades and you have to take a view of what gas prices are going to be over a few decades. A spot price at the moment is indeed on sort of a low side but a spot price is not indicative, first of all, for how this project will be sold out or will not be sold on spot, we think the sort of gas prices we see going forward that this will be a very robust and strong project. You have to have indeed, as you say, not only a certain view of the future, you have to have the financial wherewithal to do it and, of course, the financial strength that a company like Shell has and, of course, Gazprom has, helps us a lot. We run a very conservative balance sheet, so in difficult times like today we can continue the investment programme that makes sense.

Now, on gas. In general, gas will continue to grow faster than oil. Our portfolio ready at this point in time is more gas-prone than oil-prone. We do about 52–53% production of gas over oil production. It will continue to grow forward. For all sorts of reasons we see much brighter future for gas in that respect. BG fits into that. BG has, of course, a world's class portfolio on quite a few gas assets as well. We will bring together two world class portfolios with a very strong capability that Shell has, and the implementation of the completion process at the moment

is on track. Earlier this week we got an approval of the United States, FTC. Everything else is on track. No further updates today but we will be updating probably...

Р. Чилкоут:

OK. Tell us about the Antitrust Filing, maybe there is some update there. Any risk related to the deal?

Б. ван Берден:

No, as I said, everything is on track. There is nothing specific to update. I understand it is somewhat unsatisfactory to have no news, if you have a news business, but everything I can tell you is that it is going very well.

Р. Чилкоут:

Thank you very much! Grigory, I would like to give you an opportunity to ask our panellists a question. I know you are a consultant in the oil and gas market. Please, direct a question and your observations of the conversation thus far.

Г. Выгон:

Сейчас обсуждается развитие нефтегазовых рынков, с точки зрения производителей: хорошо ли компаниям работать при 60 долларах за баррель? Будут ли они сокращать издержки и так далее? На ваш взгляд, не забываем ли мы вторую часть баланса, а именно потребление? Если посмотреть на исторические прогнозы, люди думали, что в 2015 году мир будет потреблять 120 миллионов баррелей нефти в день. Сегодня это чуть больше 90 баррелей — это связано с ростом энергоэффективности. Технологические революции происходят не только в добыче, но и в потреблении. Пятьдесят процентов потребления нефти — это транспортное, моторное топливо. Не ожидают ли компании, что дальнейшие технологические усовершенствования могут серьезно повлиять на спрос? Не задумываются ли компании и Министерство, что Александр Новак упоминал неоднократно, о зависимости от цен на нефть и

так далее? Не нужно ли компаниям и стране в целом создавать спрос на нефть, чтобы она была нужна в долгосрочной перспективе?

Р. Чилкоут:

Minister Novak, would you like start with that?

А. Новак:

Я понял начало вопроса, а конец — не очень. Постараюсь ответить.

Что значит стимулировать потребление нефти? Я абсолютно согласен с Григорием, что нужно всегда думать о балансе интересов между производителем и потребителем, потому что, если не будет потребителя, тогда и производитель не нужен. Энергоемкость, безусловно, имеет значение. Прогнозы, которые сейчас дают многие эксперты, на перспективах снижения энергоемкости промышленной продукции, на повышении эффективности двигателей внутреннего сгорания, которые, как известно, стали в два раза более эффективны за 10 лет. И эффективность дальше будет увеличиваться, но с другой стороны, будет расти количество автомобилей, будет повышаться уровень жизни населения.

На планете огромное количество людей не имеет доступа к нормальным источникам энергоресурсов и к электроэнергии. Цифры называются разные, но это как минимум 1 миллиард человек. Я думаю, что в ближайшей перспективе — это оценка участников форума, на котором я был — спрос будет расти гораздо более низкими темпами, чем внутренний валовый продукт экономик ведущих стран. Многие эксперты сходятся во мнении, что спрос на нефть к 2040 году вырастет на 25%, но за это время ВВП увеличится гораздо быстрее. То же самое будет и с газом — за счет повышения энергоэффективности, снижения затрат на производство электроэнергии и энергии двигателей внутреннего сгорания, но это будет происходить медленнее.

Мне кажется, нет необходимости специально стимулировать, поскольку рынок сделает это сам. Мы не знаем, что будет через 20—30 лет, и как будет использоваться та или иная энергия. На мой взгляд, сегодня

заглядывать за рамки 2050 года очень рискованно. Есть известная поговорка, что и Каменный век закончился не оттого, что камень исчез. Так будет и с нефтью в длительной перспективе: появятся новые технологии, но на ближайшие 20—30 лет альтернативы нет.

Р. Чилкоут:

I would like to open it up for questions. Please, kick it off. Just identify yourself and who your question is for.

Из зала:

Hi! It is [not clear] from “Elbrus”. My question is addressed to all the panellists. I would like to come back to shale oil. I think 2-3 weeks ago there was a very high-profile presentation in New York by David Einhorn from Greenlight Capital where he actually went into a very detailed analysis of the financials of most of the shale oil drillers and the verdict was not really favourable at all. The bottom line was that production is happening for the sake of production and from an equity point of view it is value destructive. I would like to ask you if you have any particular view on this subject and, especially, since it was happening before the oil price was corrected. So there is another factor which is very important in that business and that is cost of money. We are arguably at the bottom of that cycle so what happens if oil stays here and cost of money starts to rise? What happens to that business if you have any views?

Р. Чилкоут:

Ben, would you like to take these two questions, right? Do you agree with the idea that the drilling for the sake of drilling is value destructive? And the second was that money is cheap and it is going to get more expensive. Does it make it less?

Б. ван Берден:

Yes, I am not familiar with the particular presentation mentioned but I think broadly I am aware of it and support it. There is a fantastic amount of money that

has gone into the tight oil and gas business in the North America, about a quarter of a trillion dollars. Basically, the idea that this is a fantastic growth business; it is a relatively well-returning business if it gets mature at a hundred dollars. What we have seen is not quite that outcome. If you look at the most successful oil and gas companies in that segment, they still have probably a single-digit return on capital employed. They may have fantastic returns on individual wells, but if you take the levelized costs of that segment including the infrastructure, including all the dry holes, including all the write-offs, etc., this is basically a business that does, if it is OK, around 7% return. This would not be a business I could invest in without having a serious issue with my shareholders. So, indeed, you are absolutely right – it is challenging. I do think that if we have continuing technological progress, if you are in the right positions, if you look at higher oil prices and you are in the position where you are not a price setter but a price taker in this industry than you can make satisfactory returns. That is why we still have a significant position in shale oil, still about 90 billion dollars of capital employed in resources but 6 billion barrels of tight oil that will eventually make a satisfactory return if invested at the right moment in the right way. It has not always happened in the past. Now, what will more expensive capital do? Probably, it is not good news. A lot of hot money that has been chasing that growth which is currently already more of junk-bond status will find it more difficult to be attracted by the industry if the interest rates go up and the capital becomes more expensive. So I think you are absolutely right.

P. Чилкоут:

Would any of you like to add your thoughts to that?

M. Мерен:

I agree to that, although I do not see the issue of the interest rate being actually an issue for the shale production share itself because that would mean that companies might go bust but others would step in buying the assets and would continue production on a lower cost basis. So I think it would have an impact but it would not significantly and immediately drop the production.

Р. Чилкоут:

Please.

А. Дюков:

Что касается консолидированных инвестиций, которые были сделаны в сланцевую нефть, то они пока не окупились, и большой вопрос, окупятся они или нет, если посчитать все вложения, которые были сделаны с начала работы и вовлечения в разработку этих запасов. Индивидуально, да. Есть истории успеха, и это хорошо. Но если говорить о консолидированной экономике, то уверенности нет.

Р. Чилкоут:

Ben, I would like to develop that question a bit further. I would like to ask if current oil and gas prices mean the death of shale production outside of the United States. In other words, all the Saudis were targeting perhaps in the beginning I know they all say that they have the deep water and big projects but shale producers were clearly in the United States and their sites when they decided not to cut production at the end of last year. Is it the case that while they were going after the US producers they may have destroyed the prospects for shale producers outside of America?

Б. ван Берден:

I am not sure whether that it is true if you look at it in a slightly longer term. Of course, the United States has fantastic resources when it comes to shale oil and shale gas. But there are countries that have much more formidable resources. Russia has fantastic shale oil resources as well. China has very significant shale oil resources. Both, probably, have more than the United States has. Argentina is another place. There are plenty of areas where we have not even started looking hard enough. So, I do not think that ever was the issue. What was the issue and maybe was also not, let's say, reported on well or overlooked in the enthusiasm is that all these places are, of course, much less mature than the United States is in terms of geological understanding, in terms of sophisticated supply chains, in

terms of how the society deals with mineral rights and the permissibility of operations in a relatively concentrated way. So, I think the United States was always going to be relatively unique. The fact that we could quickly export this revolution to China and other places was a little bit exaggerated anyway. So, it will get developed in a slightly different way and in a slightly different base.

Р. Чилкоут:

More questions? Yes, please.

Э. Регули:

I am Eric Reguly, the Globe and Mail Canada Newspaper. A bit of a strange question. Pope Francis in Rome today had a few things to say about the carbon economy. And in effect he said: "We have a moral obligation to go to a zero carbon economy for the sake of the planet." I would love to get any view to agree or disagree with this comment about his view that we have a moral obligation to go to a zero carbon economy.

Б. ван Берден:

Thank you.

I think the Pope is absolutely right. We have a moral obligation to deal with the CO2 emissions. I believe that CO2 emissions can have a significant effect on the climate. Therefore, we better make sure that we go to a much less carbon-intensive energy system which will take us quite a few years, of course, to get there. This is one of the key challenges we have. I am not sure whether the Pope said it as well but let me add that we have a second moral obligation. That is to provide affordable energy to many people in the world who currently do not have access to it and as a result of it have a lifestyle that is incomparable to the lifestyle that we have in the other parts of the world. So, we have two moral challenges. They seem to be a little incompatible and they seem to be quite significant problems to solve. I think there are solutions for that. I think they are not going to be available next year. I think it will take a significant amount of efforts of policy makers to get it right, but going to a system that is more gas than

coal puts a serious price on carbons and, therefore, we can also develop technologies like carbon capture and storage to significantly stimulate things like renewables, energy efficiency and generally having standards that drive down the energy usage are all going to be a part of the solution. But I think we have to bear in mind that we have two moral challenges and I am sure that the Pope will agree with me on that.

Р. Чилкоут:

Maybe. Yes, please.

М. Мерен:

I would fully agree to that. And I think this is opening the floor to more gas consumption what we will be discussing over the next decades because gas will definitely be bridging energy in order to get a lower carbon footprint in the world's energy consumption.

Р. Чилкоут:

Alright, we need to begin to wrap up this discussion. I would like to ask the Russian Energy Minister to make a concluding comment. We covered a lot of ground in this conversation. There is a lot more to cover, I am sure. But I would like to ask you to wrap it up here and tell us what we have learnt. We are checking your listening comprehension.

А. Новак:

Спасибо, Райан. Вы продемонстрировали большой профессионализм в этой теме. Вопросы, которые звучали из ваших уст, были и острыми, и не очень простыми.

Сегодня дискуссия шла вокруг развития перспектив нефтегазовых рынков. Понятно, что спрос на эти углеводороды будет расти. Наверно, все согласны с этим и с тем, что конкуренция как в нефтяной, так и в газовой отрасли будет повышаться с учетом снижения цен, а также того, что существуют излишки объемов. И в перспективе добыча в обеих отраслях

будет увеличиваться, особенно если говорить о так называемой высокотехнологичной нефти, высокотехнологичном газе, и их доля будет тоже будет расти. Если сегодня доля такой нефти — а сюда входит и сланцевая, и глубоководная, и шельфовая нефть — составляет всего 23%, то к 2040 году она будет составлять уже 56%. Если говорить в миллионах баррелей добычи в сутки, то сегодня это 21 из 92 миллионов, а будет 65, то есть фактически две трети от сегодняшнего уровня добычи. На наш взгляд, с этим связаны новые вызовы, которые мы сегодня обсуждали. Мы говорили о себестоимости, о росте эффективности, о производительности труда, о том, будет ли в перспективе это выгодно потребителям и продавцам нефтегазовых ресурсов.

Мне кажется, что сегодняшние вызовы очевидны. Но мы не знаем, какие ждут нас завтра. Волатильность рынка нефти и газа растет. Можно сделать общий вывод, что рынки развиваются, производительность труда, развитие новых технологий и научно-технический прогресс не будут стоять на месте. Мы говорили об этом достаточно подробно; прозвучали очень интересные комментарии сегодняшних спикеров. Я согласен со многим из того, что было сказано.

Огромное спасибо за то, что вы нас здесь собрали, и мы смогли обсудить эти вопросы. Спасибо моим коллегам за то, что смогли принять участие.

Р. Чилкоут:

And thanks to you! Big thanks to all of you! They may check it out or at least some of them may check it out about what the oil price is going to be in a year's time but they shared their thoughts about what is going to influence it over the next 20 years. Thank you very much!