

ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФОРУМ
16—18 июня 2016

НОВЫЕ РЕАЛИИ МИРОВОГО РЫНКА УГЛЕВОДОРОДОВ

17 июня 2016 г., 14:15—15:30

Конгресс-центр, Конференц-зал В1

Санкт-Петербург, Россия

2016

Модератор:

Дэниел Ергин, Вице-председатель, IHS; сооснователь, IHS CERA

Выступающие:

Вагит Алекперов, Президент, член совета директоров и председатель правления, ПАО «ЛУКОЙЛ»

Эулохио Антонио Дель Пино Диаз, Министр народной власти нефтяной и горнодобывающей промышленности Боливарианской Республики Венесуэла

Клаудио Дескалци, Главный исполнительный директор, Eni S.p.A.

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

Ади Карев, Руководитель международной группы по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли, EY

Александр Новак, Министр энергетики Российской Федерации

Дхармендра Прадхан, Государственный Министр нефти и природного газа Республики Индия

Патрик Пуянне, Главный исполнительный директор, Total S.A.

D. Yergin:

Ladies and gentlemen, I want to welcome you to this panel discussion on the new global petroleum market realities, and I can see by the attendance that the interest in new global market realities is very great. Obviously I am sorry that we do not have chairs for all the people who have to stand.

We have a lot to talk about in the next hour and a half. We have a very distinguished panel that will be joining us up here. Minister Novak will be here in a few minutes, but I will just introduce everybody: Vagit Alekperov, sitting here to my right, is the head of LUKOIL; Minister Antonio Del Pino Diaz from Venezuela is right there; Claudio Descalzi, the Chief Executive Officer of Eni, you have to look around; Alexander Dyukov, the CEO of Gazprom Neft, is right here; Mr. Novak is right there; Patrick Pouyanné, the chief executive of Total; Minister Pradhan, who is a minister from India; and Adi Karev, who is a Global Oil and Gas Leader for Ernst & Young.

We start off with new global realities. Of course there have been many surprises, starting with how fast US shale grew. Then it was how far the oil prices fell, and then one of the other puzzles that is still unanswered is why oil prices have not been a stimulus to the global economy in the ways that had been expected. There are big questions on the agenda. We at IHS think that upstream investment between 2015 and 2020 will be USD 2 trillion less than would have been expected in 2014, raising big questions as to how new supplies will be developed to meet five or six million barrels a day of demand growth over the next few years. We see that demand growth, and on the other side we saw 400,000 people pay USD 1,000 each to sign up to get a Tesla car that has not yet been built. So people are asking questions about what the nature of long-term demand will be.

The future of the global petroleum system coming out of this price decline is central, and I thought I would begin by asking the ministers here a couple of questions. Minister Del Pino of Venezuela, would you tell us whether OPEC is

still alive in your view, and what kind of basis you think there is for cooperation among producers?

E. Del Pino Diaz:

Thank you, Mr. Yergin. We appreciate the invitation to participate in such an important panel as the one we have here this afternoon. It is a pleasure to be in such a nice city as St. Petersburg. I will say that OPEC is not only alive, it is also going to be a definite player in the near future. When we saw what happened to prices in the last two years since August 2014, with the excess output that occurred on the market, I remember saying in the last OPEC meeting in December that we have a record. After three OPEC meetings in the last two years, the price went down at least USD 10 after each meeting. And that was produced by a prevailing philosophy at OPEC, because of the inefficient oil coming to the market that produced the excess offering. I remember saying in the meeting last December that if we did not take any position at OPEC in December last year, the price of oil would probably fall to USD 20 in the winter, and that happened in January. I initiated several discussions with Minister Novak, who played a very important role in those discussions, and I talked to Minister Naimi at that time, and the Minister of Qatar, who was the president of OPEC for this year. The idea was to control the inventories.

D. Yergin:

So what came out of that?

E. Del Pino Diaz:

I am getting to that point exactly. Thanks to those meetings and to the role of the OPEC and non-OPEC producers, we were able to meet in February in Doha and to restore the price to the level that it is at right now. We doubled the price in the last three months, and that happened after Doha. Doha was unfortunately a

failure due to some issues at the time, but what happened after Doha is that some production has been taken off the market due to issues in Canada and the situation in Nigeria. We have more than two or three million barrels that are not on the market. For this summer, with the demand increase and with output from the countries in the Gulf, we are going to see a recovery of the price, which is basically going to be controlled by the top price, in order not to reactivate production of inefficient oil.

But I am very worried about what is going to happen in the winter, because if we compare the price in May of this year with the price in May of last year, we have USD 12 less. We cannot rely on speculators to regulate the price of oil. And you mentioned very correctly that there has been a subtraction of more than USD 300 billion from investment for the next four or five years. Who is going to replace the production that is going to decline, if the investment is not made? At OPEC, maybe right now we are producing 30–35% of world demand, but more than 80% of the reserves are in OPEC countries, and we are going to be playing a very definite role in the near future.

D. Yergin:

Does anybody else on the panel want to respond to those remarks, including about who is going to step up production? Mr. Del Pino expressed concern about what is going to happen next winter in terms of the market. Let me ask Mr. Dyukov and Mr. Alekperov specifically, why has Russian production been going up in this low-price environment?

В. Алекперов:

Цены в России не падают, и добыча сегодня растет по одной причине: наверное, налоговая система России позволяет компенсировать инвестору выпадающие доходы. То есть она прогрессивна, она изымает сверхприбыль, но в то же время щадяще действует при низких ценах.

Сегодня девальвация рубля позволяет нам в рублевой массе сохранить инвестиционную активность на территории Российской Федерации. Да, наши месторождения требуют нового подхода, нового законодательства, которое бы стимулировало их разработку на поздней стадии. Мы сегодня испытываем большие трудности в нашей крупнейшей нефтяной провинции — Западной Сибири. Те налоговые инициативы, которые сегодня обсуждаются внутри нашего министерства: налог на финансовые результаты, налог на добавленный доход, — направлены в конечном итоге на стимулирование месторождений, находящихся на поздней стадии. Это даст возможность применения инновационных технологий, новых реагентов для работы с пластом, даст возможность не только стабилизировать, но в перспективе даже увеличить объемы производства на этих традиционных месторождениях.

Что касается цен, сегодня мы чувствуем, что после последней сессии ОПЕК начала преобразоваться и восстанавливаться. Если в предыдущих встречах мы были разочарованы, то на этой сессии страны-участницы организации подтвердили свое желание сохранить ее и дать ей возможность развиваться. Я полностью согласен с министром энергетики Венесуэлы в том, что в среднесрочный и долгосрочный период ОПЕК будет формировать видение инвесторов на ту цену, которая будет складываться на рынке сырой нефти. Это даст нашей отрасли возможность стабилизировать свое положение.

D. Yergin:

Mr Dyukov, do you want to address that question, too?

А. Дюков:

Добрый день! Я соглашусь с тем, что сказал Вагит Юсуфович. Российская нефтяная отрасль и компании, которые работают в России, находятся в

уникальном положении. С одной стороны, цена на нефть важна для компании, но мы понимаем, что в нашей налоговой системе, начиная с какого-то уровня, тот дополнительный доллар, который зарабатывают нефтяные компании, на 90% тут же идет в бюджет. Выигрыш компании от высоких цен — это всего лишь 10—15%. Да, конечно, при низких ценах мы теряем в долларовых поступлениях, но есть другой инструмент: это рубль. Более слабый рубль — а мы экспортно-ориентированная отрасль — помогает нам компенсировать эти выпадающие доходы. Сейчас у нас низкие цены, но если говорить о наших инвестиционных программах в upstream, то они находятся на уровне 2015, 2013, 2014 годов. Если пересчитать объем средств, которые мы инвестировали, в доллары, то получится меньшая сумма, но физически мы продолжаем инвестировать столько же, сколько инвестировали в прошлом. Да, рубль и цена на нефть — это сообщающиеся сосуды и своеобразный хедж для российских нефтяных компаний. Данную налоговую систему можно охарактеризовать как благоприятную для нефтяных компаний, с одной стороны, а с другой стороны, я поддерживаю то, что сказал Вагит Юсуфович. У нас есть значительный потенциал для извлечения трудноизвлекаемых запасов, нетрадиционных запасов для увеличения нефтеотдачи, а это требует перенастройки налоговой системы. Не столь важно, как мы ее называем: НФР, НДД, налог на финансовый результат или налог на добавленный доход, — важно, чтобы эта система заработала, что позволило бы сделать наше недропользование более рациональным и принесло бы дополнительный доход как компаниям, так и бюджету.

D. Yergin:

So in order for Russian companies to be able to capture the unconventional sources, changes in the fiscal system are necessary to stimulate that development?

A. Дюков:

Безусловно, но здесь нужна работа по двум направлениям. Первое — это технологическое развитие и новые технологии, развитие этих технологий и приобретение навыков и соответствующей инфраструктуры. Для начала разработки тех же баженов, нефти из низкопроницаемых коллекторов, потребуется дополнительное оборудование, навыки, технологии, но самое важное для нас направление — это перенастройка налоговой системы. Если мы имеем цену на нефть порядка 50 долларов за баррель, то государство говорит: «Не имеет значения, во что вам обошлась добыча этого барреля, вы просто должны отдать нам 30 долларов за баррель». Если же мы говорим о трудноизвлекаемых запасах или о тех же баженах, себестоимость может быть и 25. Поэтому если мы прибавим 30 к 25, мы получим убыток для нефтяных компаний порядка пяти долларов, но это для примера. То же самое касается и применения третичных методов для повышения нефтеотдачи. Если правительство все-таки решится сделать эту систему более гибкой и в том случае, когда мы, условно говоря, тратим 25 долларов, забирать не 30 долларов, а, скажем, 22 доллара, — это позволит нам взять эту категорию запасов, будь то трудноизвлекаемые, нетрадиционные или просто нефть в рамках программы повышения нефтеотдачи.

D. Yergin:

Let me ask a question that follows from that, to both Mr. Alekperov and Mr. Dyukov, as well as to Mr. Pouyanné and Mr. Descalzi. What happens to the Arctic in the lower-price environment that we are seeing? Does Arctic development continue, or is it being pushed back? Maybe start with Mr. Alekperov.

В. Алекперов:

Многим сидящим в зале, наверное, уже надоело, что я все время завожу речь об Арктике. Однако закон действительно не разрешает нашим национальным компаниям работать в Арктике, у себя же дома. Я надеюсь, что это законодательство будет изменено и мы получим возможность вести геологоразведочную работу. Мы достаточно активны в Норвежском море. В последнем раунде правительство Норвегии присвоило компании участие в крупном блоке, то есть мы имеем уникальный опыт работы в Арктике. Наш Варандейский терминал стабильно работает уже много лет; северо-каспийские месторождения сегодня до 48 километров от берега покрыты льдом. Мы сегодня можем работать в сложной ледовой обстановке, поэтому вопрос не совсем по адресу. Я надеюсь, что, получив такое право, мы будем инвестировать в арктический шельф Российской Федерации достаточные средства.

D. Yergin:

Mr Dyukov?

А. Дюков:

Под Арктикой мы понимаем не только шельф, но и территорию за Полярным кругом, то есть в том числе сушу. Если говорить о компании «Газпром нефть», для нас это не только будущее, но уже и настоящее. В рамках нашей программы «Время Арктики» уже реализовано три проекта. Как вы знаете, два года назад была введена в эксплуатацию платформа «Приразломная». Это первый российский шельфовый арктический проект. Мы продолжаем бурение, наращиваем добычу. Второй проект, «Новый Порт», — это крупное месторождение на полуострове Ямал, тоже арктическая территория. Это месторождение было открыто еще 50 лет назад и стало первым месторождением углеводородов, открытым на этом

полуострове. Два года назад мы ввели это месторождение в промышленную эксплуатацию, а в начале этого года, после ведения в эксплуатацию терминала «Ворота Арктики», мы, по сути, получили возможность круглогодично эксплуатировать данное месторождение. Это очень крупное месторождение с добычей на уровне полутора миллиардов баррелей. Реализация этого проекта продолжается. Третий реализованный проект — это Мессояхская группа месторождений, тоже север Ямало-Ненецкого автономного округа. Это наш проект совместно с «Роснефтью». Он не менее крупный, чем проект «Новый Порт», и это месторождение мы вводим в промышленную эксплуатацию уже в сентябре.

Естественный вопрос — как это сделать в условиях нынешних низких цен. Если мы возьмем арктические территории с суровыми климатическими условиями и льдами, насколько инвестиции окупаемы? Они не просто могут окупиться, они уже окупаются. Если взять шельфовый проект платформу «Приразломная», то в настоящий момент наш удельный OPEX составляет порядка 11 долларов на баррель. Если же при этом посчитать удельные OPEX и CAPEX вместе, то это порядка 20 долларов за баррель. После того, как месторождение будет выведено «на полку» добычи, наши удельные OPEX и CAPEX составят всего семь долларов за баррель. Если мы возьмем месторождение «Новый Порт» — а его сверхлегкая нефть по качеству лучше, чем нефть Brent, — в настоящий момент удельный OPEX составляет всего три доллара за баррель. После того как месторождение будет выведено «на полку», затраты составят всего два с половиной доллара за баррель. Я рассказал об уже реализованных проектах, имеющих важное стратегическое значение: мы создали плацдарм, который можем использовать для реализации других проектов на этих территориях. Это и геологические изучения новых участков, и разработка новых месторождений. Если говорить о других шельфовых проектах, которые находятся на начальном этапе поисковых работ, то в имеющихся условиях

данные проекты не окупаются. Тем не менее мы продолжаем работу, накапливаем опыт и знания. В тот момент, когда все-таки появится потребность в российской Арктике — такой момент настанет, по большому счету это одна из последних крупных углеводородных провинций в мире, — мы будем в *role position* и сможем быстро отреагировать и приступить к разработке.

D. Yergin:

So let me ask Patrick and Claudio to respond. Where does the Arctic now stand in your companies' portfolios? How important is it, and more generally, what has happened to high-cost, long-term projects now that we have been in this period of price decline? Patrick?

P. Pouyanné:

As Alexander said, it is all a matter of cost for us. You have different types of Arctics, and by the way, we are heavily investing today here in the Yamal Peninsula, in Yamalian energy projects involving on-shore gas, which are very efficient because it is low-cost gas. Often when we speak about the Arctic in the Western world, we think of the adventures of some of my peers in the north of Canada, which were obviously very expensive, high-cost barrels. These high-cost barrels do not really resist the volatility of oil prices, and we need to be careful of that. For us, it is not really a question of Arctic or no Arctic, it is a question of whether it is profitable. Is it resistant to the volatility of oil prices? Is it resistant to USD 50 per barrel, or whatever we think it will be for the future? In the Yamal Peninsula, we are now developing more than 30 bcf; it is low-cost gas, so we are very dedicated to that. Because of the size of the resource, we are investing in a project of USD 27 billion, which will be put on beginning next year, and we have continued this low crude price, because we know it is profitable even with low oil prices. So again, with the Arctic like it is, it depends.

Then on the other points, as you know, my strategy is purely to try to avoid going for high-cost barrels in the future, because these obviously are not resistant to the volatility of crude. For me, it depends on selecting the right assets, and on the cost per barrel of these assets.

D. Yergin:

Claudio?

C. Descalzi:

I think that the answer to that has been extensively covered, and I share the point of view of the previous speaker. For Eni, we have just one asset in the Barents Sea, in Goliat, which is about USD 40–45 per barrel for break-even, so it depends. Eni is not in the Arctic; we do not want to be in high break-even projects. We made a big effort through huge exploration and discovery, and we succeeded in reducing our break-even. Now every break-even looking forward for our project is about USD 27 per barrel, which is based on a technical break-even cost of less than USD 20, about USD 18 per barrel, with an exploration cost of USD 1.2 per barrel. That is the main reason: low exploration costs and low operating costs. So the Arctic can be inexpensive, or it can be very, very expensive; it depends on different things. But clearly, we are moving toward exploiting assets that can be resilient in the range of USD 25–30 per barrel.

D. Yergin:

In both of your companies, what is your perspective on the global gas market? Do you see it as oversupplied? I know you have just had a major discovery off of Egypt.

C. Descalzi:

The gas market is another issue. The LNG gas supply is quite tight. We have a lot of new projects in the next four or five years, until 2022, and there is not a lot of room. After that, we see that there are good slots. As for our discovery in Egypt, it is mainly for the domestic market; we also have some possible energy exports. It is a very cheap project, so Egyptian gas can reach the European market at a reasonable price. And for Mozambique, it is at the same level; it is quite cheap in terms of EMP. We have a floating LNG, and we are going to sanction the project this year. We have already covered gas sales for the next 20 years. But it is gas for Mozambique that can start in 2022–2023 and the different phases going forward.

D. Yergin:

Patrick, do you want to add anything on the global gas market?

P. Pouyanné:

Clearly, when we analyse the future market for oil and gas, the growth in gas will be larger than oil. Historically, we have developed more oil than gas, but gas is clearly the right hydrocarbon for the future. You all know that in terms of CO₂ emissions, a gas-powered power plant emits half as much CO₂ as a coal-fired power plant. So we think there is a bright future for gas, and that the right energy for the future will be a combination of gas and renewables, if you want to take into account the climate challenge.

And by the way, answering your Arctic question, I should have added that we are also focusing on gas there for another reason: the Arctic is a fragile ecological environment, and after what happened in the Gulf of Mexico on Macondo, we all have to think about the consequences of a potential accident in the region where we operate. From that point of view, Arctic oil could be more complex to handle

in case of problems. So gas is clearly the core of our strategy. That is why we invested in Yamal LNG again.

LNG, for sure, will be a real challenge for all of us, in particular in Europe, because in the coming years, we will face a number of projects coming on stream not only in Australia, but also, as you all know, in the US. The new LNG wave of US energy will come on stream. It will naturally come to Europe, because we have a lot of re-gas terminals in Europe, which are currently not full; so there will be competition there. By the way, it is not too bad for Russian gas, because Russian gas is low cost and probably lower cost than US LNG, but there will be competition for the coming years. So we are now thinking ahead to new projects. It is better to think about them for 2022–2023 and beyond, because until then we have another supply of gas in the market.

D. Yergin:

Certainly we will see several of the major US LNG projects coming on stream in the next few years, which, as you say, will be adding to the supply. In the first quarter of this year, India's oil demand grew more than China's, and that was a signal of how much more important India is becoming in the global oil market. At the same time, the Indian government, under Prime Minister Modi and Minister Pradhan, has undertaken some very major reforms to change the circumstances in India and to ensure that it has the energy for its economic growth. Mr. Pradhan, maybe you could describe those reforms and why these historic changes are taking place.

D. Pradhan:

Thank you, Daniel. You mentioned rightly that India's growth trajectory is very high. With a decisive leadership, we are creating a new market and a new stimulus for some policy reform. We are opening up our domestic market. Just now I was asking my Eni friend, why don't you come to India? And persuading

my Eni friend, why don't you stay in India? Because we have come out with a lot of reforms.

D. Yergin:

Did you persuade him?

D. Pradhan:

I am trying to persuade him. He does not want to leave India; he is in a dilemma. And I am inviting my friend from Total to come to India.

P. Pouyanné:

You have to liberalize the market.

D. Pradhan:

Yes, I am on that path. I have already deregulated the major commodity deals over the last one and a half years, and Daniel you are right about how we see our market. India has realized one thing: we have aspirational operations, we want more power, and we need more energy for our developmental trajectory. After 70 years of our independent journey, we have realized that we have to link all these commodities to market forces.

When we formulate the policy of the new breeding ground, we are primarily giving four new dimensions. We have given complete freedom of market price for any kind of hydrocarbon production. It will be market-determined. The producer will be free to sell to anybody. The government will have no role; it will not dictate to whom they will sell. The government will come out with a new, revolutionary model. My prime minister had a very clear vision, that there should be minimum government and maximum governance. This is not a mere slogan for us. We are practicing it. That is the primary reason we have undone micro-management from any kind of investment.

Finally, we have new EMP activities. We have given open access to all forms of subsidy that create a positive vibe within the investor. In a developing world, subsidies are the issue. In India, you understand, we want to give some protection, some kind of welfare regime to our own section of society. Gradually, we have started targeting our subsidies. We are very much focused on the fact that subsidies are not meant for everybody. There is a political consensus emerging and cutting across political ideology: subsidies should be given to needy people, not to all the people. That has created very positive vibes in the market.

Finally, on transparent policy, I repeat that government has no business micro-managing finance. Government is a facilitator. India has had a very decisive government for the last two years, and over the last two years, India has put its hydrocarbon industry on track. It is with full confidence that I am persuading my Total friend to come to India. I am ready to open up, I am very keen. More competition will create more benefit for my consumer.

D. Yergin:

How difficult has it been to do the reforms, to link commodity to market prices and market economics? Many people here are interested in energy reforms. How hard has it been?

D. Pradhan:

In your introduction to India, I am very thankful to you. You mentioned one thing: India surpassed China in the last quarter. That is the magic. As I said, we have a very aspirational society. We want to grow. We want to develop ourselves. In India, there are different economic strata. I do not hesitate to admit that India is a democratic welfare state. We have a responsibility to one section of society. We have to handle them, but there is now a greater consensus among society that if we are going to have a sustainable developmental roadmap for the longer term,

we have to link commodities to the market. Doing that, we have to take care of a small segment; we have to take care of a sizable segment sometimes, but we do it with transparency. I am confident that the population of India has supported us, both inside the parliament, outside in society, and within the indigenous community. I am very enthusiastic.

D. Yergin:

Would any of the CEOs here like to give any advice to Mr. Pradhan to help the reform process along? I think, Patrick, you started to do that.

P. Pouyanné:

No, I just mentioned that there is a rule in India where if you do not invest a certain amount of money, you cannot build any retail networks. For us, India is mainly a market, and we are ready to invest in such a growing market, provided we can do it with free and equal rules for everybody. But I promise you, Mr. Minister, I will come to India to visit you, to see if we can do something.

D. Pradhan:

Thank you.

D. Yergin:

Any other comments from any others?

C. Descalzi:

I think that they are doing very well, so they should continue to make reforms. And one point that is common not just to India, but to other countries: what we experienced in the past was bureaucracy and attention focussed on different projects, especially when you make big investments. I think that now they have

changed and they are doing very well, so no advice, but my advice is to continue like that.

D. Yergin:

One thing that we know about energy markets is that when everybody agrees about everything that is going to happen and what direction it is going to go in, something happens that changes the outlook. That gets us to the subject of disruptions. Adi Karev from EY has some thoughts he wants to share, to put a framework around discussions about the future of energy.

A. Karev:

Daniel and all guests, I am not going to try and talk about the future of energy, because all of us here who have tried to talk about the future of energy have been proven wrong in the past couple of years. What I am going to talk about is that the fact that we have been wrong, or that our predictions have proven to be less than accurate about the point that would allow us to enjoy a much higher return than we have in the past two years. In a business that is based on what Daniel just described as high-cost, long-term projects, we are in an environment of low-price, long-term, high-cost projects, and that is, by definition, something that cannot live in an equilibrium, so we are looking and experiencing disruptions to the degree that we have not been able to predict. Stability in the market requires knowledge, confidence, and certainty, and most of the things that have caused disruption and resulted in a low oil price have been everything but those categories.

When we talk about disruptions, we also tend to categorize them all in one bucket and assume that all disruptions are the same. Unfortunately, not all disruptions are the same. Disruptions that are the result of forest fires or natural disasters are short lived; they will revert back to what the situation was because they are manageable. Unfortunately, disruptions that are the result of

geopolitical, political, and geo-economic issues have proven to be very unpredictable, to put it mildly, and substantially longer-lived than we were all hoping for, and yet we operate in an environment that is very much dependent on our ability to manage those above-ground risks. We focus on long-term, below-ground projects with technical viability. We have proven the capacity to manage almost all technological issues associated with exploration, production, and drilling. We have not proven the ability to manage the risks and uncertainties associated with what happens above ground. That is just on the supply side.

And then we add the demand side. On the demand side, obviously, we were assuming that China's growth pattern was going to exist for as long as we all live and work profitably, and it turns out that is not the case. With all due respect to India's plan, Mr. Minister, I agree with the concept, the intent, and the need to do so, but it is driven by a government that was elected by the people, and if the government elects somebody else that decides to do something else, then what happens to the long-term projects that Patrick or others are going to be involved in? How do you manage that demand side, which is almost by definition less manageable than we would like it to be? We have seen it in many places around the world.

Talking about renewables, to what extent are consumer behaviour and attitudes going to change, to the point where they will dictate our ability to use more gas, more alternatives, and more solar in spite of the low cost of hydrocarbons, just because of the fact that they want a cleaner environment? That is also not as predictable as we would like it to be.

D. Yergin:

You pointed to what is potentially a major disruption, and that is really what has come out of the Paris climate conference. Is the Paris climate conference a disruption to the industry, and how is the industry responding? That is a question for the whole group, but do you want to say something first?

A. Karev:

I will take the first stab. I do not think it is a disruption. I characterize disruptions as things that are unpredictable, unmanageable, and coming in waves, and I think that the agreement in Paris was something that is more predictable. It is manageable if it is long lived; in fact, it has the capacity to influence what we do and how we do it, and it is less disruptive than some of the other activities that I have had. It is a change, there is no question about that, but if we look at what Total has done in terms of public announcements about investments in renewables, that is to a very large extent based on the prediction that this will remain the case. So it is less disruptive and more of a change.

D. Yergin:

Patrick and anybody else who wants to chime in?

P. Pouyanné:

For me there are the words “before” and “after” this agreement, because now 190 countries recognize that there is an issue. Of course, in the energy world, things do not change as they change in the Internet world; you do not suddenly have a disruption, because we deal with long-term investments. But it is also important for us to take these signals into account, and if we are all serious about going to a two-degree world, you will still need oil and gas, let us be clear. In 2015, 60% of the energy mix was oil and gas, and in a two-degree world, in 20 years, it will still be at least 40% and maybe more. So we will need oil and gas, and oil companies obviously have a long life in front of them.

But at the same time, if you look at what will be the growing market in the energy world, it will also be other technologies, like renewables and power. In fact, when you look seriously at all that, the power demand will grow much quicker than the hydrocarbon demand. We need power, and we need it because it is obviously easier to eliminate some CO₂ in power prediction than in transportation. But also

in transportation, we have to look very seriously at what is happening in a country like China, where we see a growing push for electric cars in big cities. Quicker than we believe, we could have a world where many big cities will have electric cars as the dominant means of transportation. All that has to be faced. We have time, but at the same time we have to take a stance.

At Total, we know that we will still be a major oil and gas company in 20 years, like today, but we want also to prepare for the future and pave the way. That is why we are investing in solar, and it is why we have just decided to invest in a battery company. We are staying in the gas and power value chain, which is the integration that we are following up strategically. But the world has always changed gradually; that is not new, you know. Three hundred years ago we were using wood, then we went to coal, then to oil, now to gas, and tomorrow to renewables. There is a continuous change, but we should not miss the real change, and we need to prepare for the future.

D. Yergin:

Claudio?

C. Descalzi:

We have to recognize that in Paris, a lot of countries recognized the need to have a stronger commitment, but I do not think that recognizing it means solving it. An example of the paradox is that Europe recognized this issue before others, in 2008, and we took a strong engagement on the 20-20-20: to increase our renewables by 20%, reduce our emissions by 20%, and increase energy efficiency by 20%. That was very nice and good, and we put a lot of effort into subsidies.

But if there is no policy, then the market can drive you in another direction. What happened is that we increased renewables by about 7–8%, but we changed our energy mix that for the previous 20 years had been based on gas, and we

increased coal utilization by about 10% in power generation. So at the end of the day, there was a big commitment and a lot of money spent, about 250 billion per year in renewables, and then you have an energy mix based on a renewable from one side and coal from the other side. In Europe, this 40% of coal causes about 78% of the CO₂ emissions, and 1% of coal has the effect of destroying 10% of renewables.

So policy is very important. If you leave it to the market, the market is going to buy coal, because it is cheaper. So while we recognize this issue to reduce the temperature, or at least keep it at two degrees, we still need commitment and policy. There is no commitment from *any* country; there is just recognition. Commitment means taking a policy, like for example the Emission Performance Standard that the UK adopted, that is going to measure the emissions for each plant. Otherwise, it is just words. It is not enough to recognize an issue; you have to act, and politicians and policy have to act on it.

D. Yergin:

Thank you. Minister Pradhan, I know you wanted to say something.

D. Pradhan:

In India, we never thought of COP21 as a disruption; we converted it into advantages. Let me inform you about two or three initiatives that we are doing in our industry, in our sector. India is currently using Euro 4. We have a big plan after COP21, and had one prior to that also. By 2020, we will be supplying Euro 6 standard oil to our market. We have started upgrading our refining sector; we have started investing into our refining sector in a big way.

We have consciously made another decision: we want to convert our energy sector into a gasless energy sector. We are putting huge investments in pipeline and energy terminals. We are developing new CGDs, we are creating new policies for our energy sector, fertilizer sector, and transportation sector. How do

we infuse huge gas into our transportation sector? Finally, as one of my friends mentioned, India is now supplying LPG to 170 million households. According to this financial plan, in the next three years, India will add another 15 million new households, those who are living below the poverty line. The government will handle them. In that way, we saw COP21 also as a new vantage point, a turning point. We restructured our strategy, and now we are very focused on creating new investment and adding a new economic model to our industry.

D. Yergin:

Mr. Del Pino?

E. Del Pino Diaz:

As a producer we have a really practical view of this issue. To us, this is a magnificent opportunity to increase our efficiency, and when we are talking about efficiency in the energy generation, oil is the most efficient. We need to remember that almost 30% of generation today is coal, which is the most significant polluter, and there is a very big opportunity for coal generation to be replaced by oil. So it is a big opportunity for the replacement of oil in the near future rather than renewables, which are not up to the point of efficiency. And this Paris agreement is a very good opportunity to increase the efficiency of those energies.

D. Yergin:

Minister Del Pino, we know that Venezuela has the world's largest oil reserves, but Venezuela is also in a terrible economic crisis right now. Can you tell us what the effect of the economic crisis in Venezuela is on your oil production? And what is the potential for stopping the decline in oil production in Venezuela?

E. Del Pino Diaz:

Thank you for the question. In Venezuela, unfortunately, we are too dependent on oil, and that is something that our government is changing. Thanks to this cycle of very low prices, which is the largest, as my friend Novak says, in the last 45 years, we never have had such a long low-price cycle as this one. This has made a very big impact on Venezuela, which has resulted in us changing all of our production to other areas where we have a huge potential.

But how are we going to handle oil production, and how are we handling this with our partners? Well, actually, Total and Eni are two of our most important partners in Venezuela. I was talking to Mr. Pouyanné, and I thank him for his comment that this crisis brings a lot of opportunities in the country with the largest reserve in oil. We are finding ways to cooperate with each other in order to use all the advantages for production. When I hear about the cost of producing in other areas and I compare them with the cost of production in my country, we really have a very competitive advantage.

D. Yergin:

So do you think that Venezuelan production will continue to fall, or will it flatten out? And of course there is a concern about electricity.

E. Del Pino Diaz:

That is a very good question. We are in the middle of a transformation of the matrix of production in my country. My country typically produced most of our oil in light and medium oil, but we are converting our production to heavy oil. An efficient way to produce it is blending light oil and heavy oil, but you start to be at a point where you need to go with another investment in upgrading the heavy oil or taking advantage of the excess of light oil that is being produced in other areas like the United States, for example. Or, for example, we are reactivating the refinery capacity that exists in the Caribbean. Last Friday, we agreed with the

government of Aruba to reactivate a refinery that is going to be used as an upgrader for our country. We are going to need to either blend or upgrade our oil, and we are in the midst of fighting with the decline of the light reservoirs, but at the same time, we are increasing our requirements for heavy oil. Because the type of refinery that you have in the market, especially the huge market that you have in the Gulf of Mexico, is for medium to heavy oil, not for the light oil that is being produced in excess. And there is a huge opportunity for us in that market.

D. Yergin:

Mr. Dyukov, can you say something: in the last couple of years, during the period of low prices and other stresses in the marketplace, what has been happening in terms of technology development around oil and gas production in Russia?

А. Дюков:

С обсуждаемым технологическим вызовом мы столкнулись уже довольно давно. Не секрет, что качество запасов, с которыми мы работаем, естественным образом ухудшается. Для поддержания или увеличения объемов добычи мы должны вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы, должны увеличивать нефтеотдачу. С другой стороны, источников восполнения запасов не так много: это нетрадиционные запасы, нефть из низкопроницаемых коллекторов, арктические территории, шельф. Соответственно, стоящие перед нами задачи и формируют для нас направления технологического развития. Этих направлений достаточно много. В компании «Газпром нефть» они конвертированы в определенные программы. Сейчас этих программ порядка десяти. В них входит около ста проектов по нашему технологическому развитию. Мы начали эту работу не вчера и сейчас работаем с теми запасами, о которых мы не знали, как к ним подойти, еще десять лет назад. Единственное, что изменилось, это то, что раньше мы работали в основном с западными партнерами: я говорю о

нефтяных компаниях, нефтесервисных компаниях, инжиниринговых компаниях, производителях оборудования. Сегодня же, после известных событий, мы больше работаем с нашими отечественными партнерами. Я хочу сказать, что уже есть успехи и определенные достижения. Может быть, стоящие перед нами задачи непростые, но, исходя из уровня образования в нашей стране, исходя из уровня нашего научного потенциала, они не выглядят неразрешимыми, и мы их успешно решаем.

D. Yergin:

Mr Alekperov, as you look at different part of the world, West Siberia, the Caspian, outside of Russia, what parts of the world are you most interested in this current price environment?

В. Алекперов:

В первую очередь это Персидский залив и Иран. Далее — Мексика, Мексиканский залив, глубоководье мексиканского шельфа. Все больше стран проводят реформы и создают для инвесторов комфортные условия. Одной из таких стран является Мексика, которая принимает достаточно комфортные законы: у нее есть северный конкурент, и условия на мексиканской части не должны быть хуже. Мексиканские законы получаются достаточно хорошими, привлекательными для инвесторов. Неспроста в новом раунде будут участвовать абсолютно все крупнейшие компании мира.

Очень интересны те события, которые происходят в районе Персидского залива. Иракские проекты показали свою жизнеспособность. В частности, компания «ЛУКОЙЛ» уже в августе полностью компенсирует свои исторические затраты и начнет новый инвестиционный цикл в том режиме, который позволит иметь комфортные экономические показатели. Плюс мы ведем переговоры с иракским правительством о корректировке контракта,

потому что в любом случае он должен быть сегодня интересен для инвесторов. При такой конкуренции и при таких низких ценах все страны сегодня задумались о том, как создать условия для инвесторов. Мы все ждем законодательство Ирана. Надеемся, что осенью оно будет презентовано инвестиционному сообществу. Тогда мы сможем сделать для себя выводы об инвестиционной привлекательности проектов, расположенных на территории этой страны. Уже сегодня мы активно изучаем возможности, чтобы к завершению формирования законодательства быть готовыми к активной деятельности, если это будет экономически привлекательно. Вот главные нефтеносные провинции за пределами России, которые нас интересуют. На территории России сегодня очень интересна новая провинция на Северном Каспии, сформированная компанией «ЛУКОЙЛ». Это уникальная провинция: в ней больше семи миллиардов баррелей извлекаемых запасов. Мы продолжаем вести геологоразведку, и в этом году бурятся очень интересные скважины — как на Крайнем Севере, так и на Балтике, и на Каспии. Мы надеемся на новые открытия, которые позволят нам нарастить нашу ресурсную базу, чтобы в течение долгого времени не только не сокращать производство, но и наращивать его.

D. Yergin:

Was the Caspian discovery with the seven billion barrels a new discovery?

В. Алекперов:

Это те месторождения, которые не были известны в период Советского Союза. Компания «ЛУКОЙЛ» на свой риск, на свои средства профинансировала их разведку. Эта провинция сформирована с 1994 года, и каждый год мы наращиваем объем разведанных запасов на ее территории.

D. Yergin:

Although, as you say, still waiting for the Iranian contract, in a preliminary way, how does Iran look to you compared to other opportunities?

В. Алекперов:

Мы уверены, что иранские контракты не должны быть хуже тех, по которым мы работаем на территории Ирака. Скорее всего, это будет *buyback*, но с какими-то элементами финансового стимулирования инвестора. Сказать что-то более конкретно мы пока не можем. Пока не будут представлены иранские законодательные акты, сложно говорить о сути контрактов. Но на 98% это будет *buyback*.

D. Yergin:

Anybody else want to comment on Iran?

P. Pouyanné:

Just to comment, the contract has to be better than Iraq, otherwise it is complex to invest there.

D. Yergin:

Right.

P. Pouyanné:

Just another comment for Mr. Del Pino. When you introduced yourself, you reminded us that in this industry today, we face a huge collapse of the oil price from USD 100 to USD 30. There is a strong over-reaction around the world, and many countries like Venezuela are facing difficulties. We saw a drop in production, and we also saw a huge drop in investment in our industry. In two years, investments will have dropped from USD 700 billion in 2014 to only USD

400 billion in 2016. This is largely insufficient; we all must know that. It is not sufficient, and today we face difficulties, but in three or four or five years, all the decisions we do not make today will have consequences. In three, four or five years we will face a lack of supply. People need to know that it is clearly an industry where you cannot suddenly accelerate when you do not sanction projects. We cannot accelerate the capacity to build new facilities. I know that people think that shale oil has flexibility, but it will not be enough to fill the gap. So today, countries are facing difficulties, and production is declining.

My other comment is that it is better in this type of situation to use a lot of partnerships in this industry. The right partners are the ones who stay when we have difficulties, in order to prepare for a better future with Venezuela and other countries.

D. Yergin:

Does anybody else want to add anything?

E. Del Pino Diaz:

I completely agree with your comment. That is something that we do not want and something that we have been pushing at the OPEC level and with all the producers. That kind of change from USD 100 to USD 30 in six months is not good either for producers or for consumers. This is a “lose-lose” game, and that is why we have proposed to try to go to an equilibrium price. The equilibrium price is a price that can be related to the level of production that is regulated to the market, but that is able to sustain the level of investment that we require.

We need to remember that consumption in the world today is 95 million barrels per day, and the decline of the reservoirs is on the order of maybe 8–9 million barrels per day per year, so 10% per year. Who is going to replace those barrels? Who is going to invest to sustain that level of production? That is a responsibility that we have as producers. So we need to be very responsible with

what we do to sustain the price that is able to sustain the level of investment, which is larger and larger because we are going to more difficult areas, with more difficult technology, to increase the recovery of the reservoirs. That is a position that we agree on, and that level of change that is in the hands of the speculators is not good for the market. That is the reason why we were promoting the meeting between OPEC and non-OPEC countries that was held in Doha last April, because it is very important that we talk about what level of investment is required and what equilibrium price we need with respect to the level of production.

D. Yergin:

But do you think that is possible anymore? At least to some, it seems that the producers, particularly OPEC, have given up the historic role they had of balancing the market, and have basically left it to the market to balance itself. If that is the case, how do you generate the investment that you need?

E. Del Pino Diaz:

Well, we now have a much more difficult market than we used to have back in the 1980s or 1990s. I remember back in 2008, when the price came from USD 130 to USD 30 in less than three or four months, OPEC took out four million barrels per day from the market and the price started to recover immediately. Right now, we can have a situation like the one we have in Nigeria or in Libya, for example, and you see what is happening to the price.

Now there are several other actors. We have the effect of shale oil, for example, that the market is regulating at a top level, because it is there, it is active. In one year the possibility of shale oil may not be active, because they are racing against time. You know very well that to increase the production of shale oil to one million barrels per day, they need to drill 20,000 wells. How soon can they do that, after a year when they have stopped more than 1,000 rigs in the zone? So

now the situation is completely different, and it is going to be completely different in one year. I agree completely with Mr. Pouyanné that what is happening today is going to be seen in two or three years, and it is going to be seen with a very high price that is not convenient for either consumers or producers.

D. Yergin:

Let me ask Mr. Dyukov and Mr. Alekperov. Where does Russia fit in this? Can Russian maintain its production at its current level? This is a perfect entrance for the minister. You have come at an absolutely perfect time, because I was just asking Mr. Alekperov and Mr. Dyukov whether Russia will be able to maintain or even increase its supply over the next few years, and they were about to answer that question, but now I do not know whether to let them answer the question first or just turn it to you to answer that question.

A. Новак:

Хочу всех поприветствовать и извиниться за опоздание. Поскольку я лично просил всех коллег принять участие в этой панели, я чувствую свою ответственность. К сожалению, мне удалось приехать только под конец обсуждения. Я хочу поприветствовать наших иностранных коллег, министров, которые сегодня находятся на Форуме, — министра энергетики Венесуэлы и министра энергетики Индии, наших иностранных коллег — руководителей иностранных компаний господина Пуянне и господина Дескалци, а также уважаемого господина Карева и уважаемых лидеров российского нефтяного комплекса — господина Алекперова и господина Дюкова, которые также согласились поучаствовать в этой интересной дискуссии.

Господина Ергина все вы прекрасно знаете. Это нефтяной гуру, который сегодня среди нас. Я думаю, что он задавал сложные и острые вопросы: зная его, я просто уверен в этом. Этот Форум — юбилейный, 20-й. Участие

руководителей крупных компаний подчеркивает интерес к его тематике. Вызовы, стоящие перед нефтегазовым комплексом, а также инвестиции в Россию, — это действительно актуальные темы. Хочу заверить, что Правительство Российской Федерации и Министерство энергетики делают все для того, чтобы сохранять инвестиции, приумножать их. Мы приглашаем наших иностранных коллег, которые вносят большой вклад в развитие и реализацию совместных проектов с российскими компаниями на территории Российской Федерации. Наша стратегия заключается в том, что мы и дальше готовы быть открытыми для внешних инвестиций.

Сегодня вы обсудили текущую ситуацию, те вызовы, с которыми сталкивается отрасль. Мы, со своей стороны, прекрасно понимаем, что сейчас происходит на рынке, какая развивается конкуренция — и по географии, и по структуре, и межтопливная конкуренция. Введение большого количества возобновляемых источников энергии, как говорят многие, очень сильно повлияет на нефтегазовую отрасль. В целом мы готовы ко всем этим вызовам. В рамках разработанной нами энергостратегии мы обсуждали эти вопросы с нашими компаниями. Нам стало ясно, что наша задача — подготовиться к этим вызовам, диверсифицировать нашу отрасль, внедрять современные технологии, создавать условия для внедрения только самых современных технологий, а также для разработки российских технологий, для обмена кадрами, для обмена технологиями. Мы должны создавать условия — и на это направлена сейчас наша основная деятельность — для того, чтобы экономика проектов позволяла не только разрабатывать действующие месторождения, но и повышать эффективность их разработки, повышать коэффициент извлечения нефти, внедрять современные методы извлечения, третичные и даже уже четвертичные методы. Для этого мы в Правительстве работаем с Министерством финансов, прорабатываем с коллегами введение налога, направляющего компании на экономический

результат, зависящий от экономического роста. Также мы стараемся создавать условия для разработки новых месторождений. Будет происходить изменение структуры добычи, старые месторождения в Западной Сибири будут замещаться новыми, в других регионах, хотя мы знаем, что есть большой потенциал в разработке трудноизвлекаемых залежей Западной Сибири. Мы простимулируем и их добычу. Мы будем диверсифицировать маршруты поставок, наша задача — обеспечить высококачественными источниками энергии в первую очередь внутренний рынок и остаться лидерами экспорта углеводородов и энергетических ресурсов в мировом масштабе. Господин Ергин задал вопрос о том, готовы ли мы в рамках растущего в мире спроса на углеводороды обеспечить сохранение тех объемов, которые мы сегодня имеем. Вы знаете, что Россия в этом году несколько увеличит добычу нефти — примерно на восемь миллионов тонн. В баррелях это примерно 180—200 тысяч баррелей в сутки. При этом наша стратегия и наша основная задача заключается в том, чтобы сохранить достигнутые объемы на этом уровне — примерно 10,9 млн баррелей в сутки. Это от 525 до 545 миллионов тонн в год. Для этого мы, как я уже сказал, будем проводить реформы налоговой системы. Я не хочу никого пугать тем, что мы постоянно занимаемся реформами. Я хочу сказать, что у нас в целом должна завершиться реформа так называемого налогового маневра, который заканчивает свой механизм в 2017 году. Это снижение экспортной пошлины, увеличение налога на добычу полезных ископаемых. Мы считаем, что этот трехлетний период должен закончиться и должен наступить период стабилизации изменений, внесенных в налоговую систему, наряду с теми изменениями, которые были введены три года назад для новых месторождений, для разработки шельфа и для разработки трудноизвлекаемых залежей. Что касается дальнейших перспектив, это переход на налог на финансовый результат, или налог на добавленный доход. Неважно, как мы его назовем. Главное — создать экономические

условия для того, чтобы более эффективно использовать существующую базу и вовлечь в разработку нерентабельные на сегодня с точки зрения системы налогообложения объемы добычи, которые только в Западной Сибири оцениваются в десять миллиардов баррелей запасов, на сегодняшний день неизвлекаемых с точки зрения экономики. Россия будет готова обеспечивать соответствующие поставки, соответствующие ресурсы, но на базе происходящих структурных изменений и в географии, и в маршрутах поставки, и в инновационных методах извлечения, и в технологиях.

D. Yergin:

One of the questions I was going to ask you was what was on your reform agenda, but I think you just described that. So maybe one last question for you. First of all, thank you for joining. We know that your schedule is very intense. You remember the freeze? Whatever happened to the freeze? Is there going to be new cooperation, either a freeze or cooperation of non-OPEC with OPEC, or has that time passed?

A. Новак:

Я считаю, что ничего плохого и страшного не произошло. Во-первых, те консультации, которые состоялись в феврале и в апреле между странами ОПЕК и странами, не входящими в ОПЕК, показали всему рынку, что у всех нас в принципе одни цели, а кроме того, мы сможем договориться. Когда мы встретились в первый раз в феврале, цены были очень низкими, ниже 30 долларов за баррель. Снижение цен во многом носило спекулятивный характер: они понижались в том числе в результате открытия большого числа коротких позиций на финансовых рынках. Всего одна встреча, давшая рынку мощный позитивный сигнал о том, что страны-экспортеры могут договориться, развернула этот тренд в обратную сторону. Фактически

с этого момента цены пошли вверх, и мы увидели закрытие коротких и открытие длинных позиций на финансовых рынках. Конечно, ситуация за эти несколько месяцев сильно изменилась. Когда в апреле состоялась следующая встреча, цены были уже на уровне 40—43 долларов за баррель нефти марки Brent. Это иначе повлияло на те решения, которые предполагалось принять. В данном случае я не хочу никого винить за несогласованность отдельных позиций к моменту собрания 18 министров стран ОПЕК и не ОПЕК. Тем не менее мы еще раз смогли дать рынку позитивный сигнал. На сегодняшний день мы видим, что цены более или менее восстановились. Я считаю — и мы это обсуждали вчера с моим коллегой господином Дель Пино, министром нефти Венесуэлы, — что у нас всегда есть возможность встретиться, наши двери открыты друг для друга, в рамках мониторинга текущей ситуации мы можем оперативно реагировать и вырабатывать совместные решения. Сотрудничество продолжается. С избранием нового генерального секретаря, ОПЕК получила новый импульс. Я уверен, что наш энергодиалог в рамках Россия—ОПЕК будет продолжаться, и считаю, что в этом отношении ничего плохого не произошло. Мы продолжаем следить за ситуацией, наблюдаем за рынками. Ситуация несколько улучшилась, хотя есть определенные риски зимнего периода, потому что спрос к этому времени несколько падает относительно летнего периода; да и те форс-мажорные обстоятельства, которые сегодня повлияли на сокращение предложения, могут опять воспрепятствовать балансировке рынка. Тем не менее мы смотрим вперед с оптимизмом: фундаментальные факторы работают, рынок продолжает постепенно балансироваться. Эта балансировка, по моему мнению, будет завершена к середине 2017 года.

D. Yergin:

Thank you. Mr. Minister, let me assure you that all of the panellists that you invited to be on this panel have done a superb job. We have had a very good discussion across a wide range of issues. We thank you for the invitation to get together, and we appreciate that you have come and have been able to offer a summary of the conference. I want to express appreciation and thanks to everybody on this panel for joining in this excellent conversation.