

1998

98

Energy Ministerial Business Consultative Meeting

Moscow

31 March 1998

Co-Chairmen: John Baker, World Energy Council
Oleg Favorsky, President of the Russian Energy Union

Monday - 30 March

Arrival **Accommodation and registration at the President Hotel**

20:00 **Cocktail reception**
Hosted by the World Energy Council

Tuesday - 31 March

09:00 **Welcome address**
Boris Nemtsov, First Deputy Prime Minister of the Russian Federation

Background and objectives of the meeting
John Baker

DIVISION 1: GLOBAL ENERGY MARKETS
Co-chaired by Pierre Gadonneix and Gerhard Ott
Selected panellists will include Tom Hazen, Richard Lawson, Yuri Shafranik

Global energy perspectives to 2020
Edmond Alphandery

Main issues in the energy sector as seen from
Oil industry - Franco Bernabe
Gas industry - Pierre Gadonneix and Rem Viykhirev
Coal industry - Richard Lawson
Electricity industry - Roger Urwin

Discussion

Coffee break

11:15 **DIVISION 2: LIBERALISATION OF THE ENERGY SECTOR**
Co-chaired by Jim Adam and Alexander Shokhin
Selected panellists will include Naoki Kuroda, Anders Palmgren, Friedrich Späth

Globalisation of the market for energy services
Eberhard von Koerber

The benefits and deficiencies of liberalisation
Graham Ward

Regulation and the role of governments
Enrico Testa
Andrey Zaderniuk

Discussion

PROGRAMME

Council Executive Assembly Chairman
Centre for Energy Policy

13:00

Lunch

Hosted by the Moscow International Petroleum Club and the Centre for Energy Policy

14:00

DIVISION 3: ENERGY FINANCING

Co-chaired by Lucio Lussu and Shiro Morita

Selected panellists will include Charles Bayless, Ananda Covindassamy, Vladimir Potanin, Mikhail Khodorkovsky

Global energy sector investment requirements to 2020

Klaus Brendow

Multilateral institutional finance

James Bond

Conditions for private investment

Christopher Cornforth

Andrey Konoplyanik

Discussion

Coffee break

15:45

DIVISION 4: THE ENERGY/ENVIRONMENT INTERFACE

Co-chaired by William Hancox and Richard Olver

Selected panellists will include Garegin Aslanyan, Ralph Hodge, Giulio Del Ninno

Environmental issues overview

Adolf Birkhofer

Vitaly Bushuev

Business response

Richard Olver

Role of government

Satoshi Shiraishi

Discussion

17:15

CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

John Baker and Oleg Favorsky

18:00

Reception for business participants and the G8 Ministers

Hosted by the Government of the Russian Federation

СОВЕЩАНИЕ МИНИСТРОВ ЭНЕРГЕТИКИ ГОСУДАРСТВ «ВОСЬМЕРКИ»,
СОВЕЩАНИЕ ДЕЛОВЫХ КРУГОВ

СЕССИЯ 3: ФИНАНСИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ

**ФИНАНСИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ:
СОЗДАНИЕ УСЛОВИЙ ДЛЯ ЧАСТНЫХ
ИНВЕСТИЦИЙ**

(на примере нефтегазового комплекса России)

А.КОНОПЛЯНИК,
д.э.н., профессор,
Исполнительный директор
Российского банка реконструкции и развития,
Советник Министерства топлива и энергетики РФ,
Руководитель группы консультантов
Министерства экономики РФ,
Руководитель группы консультантов
Комитета по природным ресурсам и природопользованию
Государственной Думы РФ

МОСКВА
31 марта 1998 г.

ФИНАНСИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ: СОЗДАНИЕ УСЛОВИЙ ДЛЯ ЧАСТНЫХ ИНВЕСТИЦИЙ (на примере нефтегазового комплекса России)

А.Конопляник

Содержание:

1. Инвестиции в нефть и газ - локомотив экономического роста России
2. Спрос на инвестиции в нефтегазовые проекты России
3. Возможности обеспечения спроса на инвестиции
4. Два пути повышения инвестиционной привлекательности российской нефтегазовой отрасли
5. Путь первый: повышение инвестиционной привлекательности лицензионной системы пользования недрами
6. Путь второй: создание альтернативной системы недропользования на базе механизма соглашений о разделе продукции (СРП)
7. Зона применения лицензионной системы и СРП

* *
*

1. Инвестиции в нефть и газ - локомотив экономического роста России

Нефтегазовый комплекс характеризуется не только высоким и устойчивым внутренним и экспортным спросом на собственную продукцию, но и высоким мультипликативным эффектом, т.е. создает высокий уровень спроса на продукцию сопряженных с ним отраслей. Расчеты показали, что для России «нефтегазовый» мультипликатор равен 1.9 и соответствует уровню других нефтедобывающих промышленно развитых стран (Рисунок 1). Расчеты, проведенные автором по проекту освоения Приобского нефтяного месторождения, показали, что доходы российской стороны по «машиностроительной» линии (через размещение заказов у российских подрядчиков, перевозчиков и т.д.) могут вдвое превысить аналогичные ее доходы по «нефтяной» линии.

С перемещением сырьевой базы нефтегазодобычи на восток, на север, и, особенно, на шельф арктических морей - нефтегазовый комплекс

России предъявляет растущий конкурентный спрос на наукоемкую, высокотехнологичную продукцию обрабатывающих отраслей промышленности. Основной наукоемкий производственный потенциал страны сосредоточен в отраслях ВПК. Его конверсия на производство нефтегазового оборудования сводится к решению экономической задачи - необходимо обеспечить гарантированную окупаемость инвестиций в производство оборудования для нефтегазовой отрасли, в конечном итоге, за счет реализации углеводородов, добытых в проектах освоения месторождений нефти и газа, обеспечивших спрос на указанное оборудование. Следовательно, от масштабов и эффективности привлечения инвестиций в нефтегазовые проекты зависит экономический подъем и в отраслях российской «оборонки», и в других «несырьевых» отраслях российской экономики.

2. Спрос на инвестиции в нефтегазовые проекты России

Существуют различные оценки уровня спроса на инвестиции в российскую энергетику вообще и в ее нефтегазовый сектор в частности. В соответствии с рядом оценок, сделанных в первой половине - середине 90-х гг. (Правительство РФ, Мировой Банк и др.), для преодоления спада в нефтяной промышленности стране потребуется от 3-6 до 15-20 млрд.долл./год, в основном в форме прямых иностранных инвестиций. По данным Минтопэнерго (1995), инвестиционные потребности нефтяной промышленности России оцениваются в диапазоне от 5-7 до 9-13 млрд.долл./год. По обнародованной на прошлой неделе оценке Института энергетических исследований Университета г.Хьюстона (1998), инвестиционные потребности российского ТЭК составляют от 20 до 50 млрд.долл./год, в том числе нефтегазового комплекса - от 8 до 12 млрд.долл./год.

Все эти цифры получены с помощью расчетов на макроэкономическом уровне. Расчеты, проведенные на микроэкономическом уровне, дают более высокие значения спроса на инвестиции.

В конце 1996 г. Правительство РФ представило в Государственную Думу РФ перспективный перечень участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях СРП. Совокупный уровень спроса на инвестиции 213 объектов, составляющих указанный перечень, равен, по моей оценке, 130-140 млрд.долл. или от 13-14 до

22-23 млрд.долл./год (Таблица 1). Полученная оценка почти вдвое превышает уровень спроса на инвестиции, рассчитанный исходя из макроэкономических предпосылок, и составляет от 1/5 до 1/3 уровня капиталовложений, осуществленных международными нефтяными компаниями в разведку и добычу в целом по миру в 1996 г.

Таким образом, несмотря на вывод, содержащийся в исследованиях Мирового Энергетического Совета (1995, 1997) и представленный сегодня в докладе Клауса Брендоу и в совместном докладе Международного Энергетического Агентства и Секретариата Конференции по Европейской Энергетической Хартии о достаточности мировых инвестиционных ресурсов для финансирования проектов в энергетике, следует отметить, что конкуренция за эти инвестиции будет оставаться очень острой, особенно в краткосрочной перспективе, поскольку уровень спроса на них в ряде регионов (например, в России) может оказаться существенно выше общепринятых оценок.

Уровень конкурентного спроса на инвестиции в ТЭК со стороны других стран вполне сопоставим по масштабам с российским. Основным конкурентом в этой борьбе для ТЭК России остается, по-видимому, Ближний и Средний Восток. Так, в одной Саудовской Аравии официальные потребности страны в инвестициях в ТЭК на период до 2020 г. составляют порядка 135 млрд.долл., что эквивалентно инвестиционной емкости перспективного перечня участков недр для работы на условиях СРП, а в пересчете на год (5.5 - 6.0 млрд.долл./год) превышает фактическую инвестиционную емкость закона «О перечне...» № 1 (Таблица 1). Ежегодный инвестиционный спрос нефтегазового сектора государств Ближнего и Среднего Востока составляет порядка 20 млрд.долл., половина которого должна быть покрыта из иностранных источников.

Появился и новый конкурент в борьбе за инвестиции в нефть и газ, к тому же претендующий на традиционные рынки сбыта ближневосточных и российских углеводородов - Каспий. Спрос на инвестиции в нефтегазовые проекты этого региона уже приближается к 50 млрд.долл. (5-8 млрд.долл/год). Поэтому борьба за инвестиции среди нефтедобывающих стран будет обостряться. Выиграет в этой

борьбе тот, кто сможет создать наиболее благоприятные условия для инвесторов.

3. Возможности обеспечения спроса на инвестиции

К сегодняшнему дню государственные инвестиции перестали играть сколь-либо заметную роль в финансировании отечественной энергетики: их объем снижается в течение 90-х гг. и в бюджете 1997 г. составил всего около 250 млн.долл. Возможности для использования государственных финансов в качестве обеспечения привлекаемых из негосударственных источников инвестиционных ресурсов также невелики: созданный для этих целей «бюджет развития» составил в 1997 г. чуть более трех млрд.долл. на нужды всех отраслей экономики (Таблица 1). Следовательно, единственный источник инвестиций в энергетику - частный капитал, как отечественный, так и иностранный.

Большая часть инвесторов, работающих сегодня в России - инвесторы спекулятивные, осуществляющие инвестиции на различных сегментах рынка финансовых инструментов. Этот рынок сегодня предлагает потенциальному инвестору набор инструментов, обеспечивающих уровень доходности, значительно превышающий уровни внутренней нормы рентабельности (ВНР) инвестиционных нефтегазовых проектов при существенной разнице в срочности и капиталоемкости инвестиций по этим двум направлениям. Итак, с одной стороны, ВНР инвестиционных проектов порядка 15-20% и продолжительность проекта 20-25 лет и более. С другой стороны, доходность трех-четырёхмесячных ГКО (с учетом существенного снижения *уровня* доходности финансовых инструментов, произошедшего в 1997 г.) составляет 22-25%, долгосрочные долги российского Правительства (от года и более) приносят более 30% годовых при практически нулевом риске. Не менее высокодоходны и другие сегменты рынка финансовых инструментов. Очевидно, куда в этих условиях более выгодно вкладывать деньги.

Однако, думаю, недостаточно аргументированным является предположение, что снизив уровень доходности на рынке ГКО до 15-18%, Правительству удастся добиться перераспределения финансовых ресурсов из спекулятивных рынков в сектор материального производства, поскольку:

- рынок финансовых инструментов и рынок производственных инвестиций являются разными типами рынков (по срочности сделок, их капиталоемкости, видам рисков). При этом рынок производственных инвестиций в нефтегазовые проекты - наиболее долгосрочный, наиболее капиталоемкий, характеризуется наиболее широким набором рисков (включая отсутствующие на других инвестиционных рынках риски, связанные с действием природного фактора),
- на этих рынках действуют как правило разные типы инвесторов (биржевые спекулянты - стратегические инвесторы). Первые - рассчитывают на высокую норму прибыли на коротком временном плече, согласны на повышенные уровни риска, вторые - выигрывают за счет массы прибыли, минимизируя долгосрочные риски, согласны на меньшую норму прибыли.

Таким образом, реальный водораздел проходит не между отечественным и международным рынками капитала, а между рынками долгосрочных производственных инвестиций и рынками финансовых инструментов (особенно заметный в переходных экономиках или на развивающихся рынках).

В соответствии с оценками основных международных рейтинговых агентств, Россия сегодня находится в зоне «спекулятивных» значений долгосрочных кредитных рейтингов, занимая место примерно в середине группы стран, относящихся к «развивающимся рынкам» (Рисунок 2). Поэтому при отсутствии благоприятных условий для инвестиций в производственную деятельность, вытесняемые с рынка ГКО инвесторы будут продолжать уходить:

- на другие сегменты российского финансового рынка (валютный, межбанковских кредитов, вексельный, муниципальные и прочие облигации, рынок акций и иных корпоративных ценных бумаг), которые в данный момент времени будут более прибыльны, чем рынок ГКО,
- или на финансовые рынки других стран с более высокими рейтингами. При этом масштабы оттока капитала из страны и притока иностранных инвестиций в страну соизмеримы (см. Табл.1), т.е. иностранные инвестиции сегодня лишь компенсируют отток капитала из страны.

Сегодня усилия Правительства и ЦБ по вытеснению финансового капитала с рынка финансовых инструментов оказывают воздействие на одну категорию инвесторов (спекулятивных), но не подкрепляются пока адекватными действиями исполнительной и законодательной власти по созданию привлекательных условий деятельности для другой категории инвесторов (стратегических) по финансированию инвестиционных проектов. Это означает, что при отсутствии тенденции к снижению рисков кредитования долгосрочных инвестиционных проектов из-за отсутствия прогресса в развитии законодательства, обеспечивающего правовую основу проектного финансирования, потенциальные инвесторы предпочтут финансировать развитие энергетики государств-конкурентов России на рынке нефти и газа (для России это означает потерю инвесторов), либо будут и впредь стремиться сначала установить контроль над компаниями, участвующими в том или ином проекте, и лишь потом организовывать финансирование осуществляемых этой компанией проектов (для России это означает потерю темпа инвестиций).

Основополагающим элементом разумной экономической политики в отношении нефтегазового комплекса является создание благоприятного инвестиционного климата, стимулирующего инвесторов к вложению производственного и финансового капитала в долгосрочные и капиталоемкие нефтегазовые проекты. Законодательство должно быть «финансируемым», создавать необходимые условия для финансирования проектов. Основные характеристики такой «благоприятности» и «финансируемости» общеизвестны:

- законодательство должно обеспечивать стабильность,
- налогообложение должно быть умеренным и рациональным,
- институциональная среда должна быть прозрачной.

Только совокупность этих факторов может обеспечить необходимые стимулы для инвестора к реализации проекта, а для финансово-банковского сообщества - стимулы к финансированию этого проекта. Следовательно, речь идет о необходимости создания законодательной базы для проектного финансирования.

Учитывая пока еще сложное (а зачастую - недостаточно прозрачное) финансовое положение многих отечественных производственных

компаний, механизм «проектного финансирования» представляет им реальную и более предпочтительную возможность для организации крупномасштабного финансирования нефтегазовых проектов, чем «корпоративное финансирование».

4. Два пути повышения инвестиционной привлекательности российской нефтегазовой отрасли

Существует два пути повышения инвестиционной привлекательности российской нефтегазовой отрасли:

- совершенствование действующей (лицензионной) системы пользования недрами,
- создание альтернативной, конкурентной системы недропользования (на базе механизма соглашений о разделе продукции).

Создавая режим СРП как альтернативу существующему лицензионному режиму, разработчики этого законодательства не предполагали заменить все лицензии на СРП. Идея заключалась в формировании двух параллельных и равноправных режимов недропользования (лицензионного и СРП), конкурирующих между собой за инвестора. Это создавало бы дополнительные стимулы к совершенствованию каждого из этих режимов и вело бы в итоге к быстрейшему повышению инвестиционной привлекательности российского минерально-сырьевого комплекса в целом, создавало бы предпосылки для скорейшего обращения финансово-банковского сектора к финансированию проектов в сфере материального производства российской экономики.

Таким образом, ключевая идея заключалась в создании равновесной конкуренции между двумя инвестиционными режимами, каждый из которых регулировался бы своими законами : лицензионный режим - законом «О недрах» и действующим налоговым законодательством, режим СРП - законом «О СРП». Совмещение такого подхода с принципом проектного финансирования четко разделяло бы зоны применения двух указанных законов.

5. Путь первый: повышение инвестиционной привлекательности лицензионной системы пользования недрами

Лицензионная система недропользования выстроена в рамках публичного права. В этих условиях одним из основных элементов повышения правовой стабильности при осуществлении нефтегазовых проектов является удлинение срока действия различного рода «стабилизационных оговорок» в действующем законодательстве. Их «допускаемая» продолжительность составляет сегодня в России 3-5 лет, что существенно меньше чем срок реализации среднего нефтегазового проекта и зачастую - даже меньше расчетного срока окупаемости инвестиций в эти проекты.

Идея введения в законодательство понятия «лицензионного соглашения» (то есть договора между государством и инвестором в рамках публичного права), дававшего возможность распространить действие стабилизационных оговорок на весь срок реализации проекта, не была поддержана, причем в первую очередь - нефтяными компаниями, поскольку была воспринята ими как попытка организовать переоформление имеющихся у них лицензий.

Повышение налоговой благоприятности действующей лицензионной системы недропользования осуществляется по нескольким направлениям. Основные позитивные ожидания связаны с принятием Налогового Кодекса, который по сравнению с действующей «запретительной» налоговой системой должен был нести меньшую фискальную нагрузку (за счет уменьшения числа налогов, перехода от преимущественного налогообложения валовой выручки к налогообложению чистой прибыли и др.). Однако, на мой взгляд, принятие Налогового Кодекса в нынешней редакции глав 29, 36-38 (специальные налоги в нефтегазовом комплексе) не сможет кардинально решить проблемы формирования щадящего налогового режима, стимулирующего инвестора к инвестиционной деятельности.

При подготовке Кодекса поиск оптимальной модели налогообложения нефтяных компаний велся в зоне «фискальных» сценариев. Про-инвестиционная модель «налога на сверх-доходы» (НСД)¹ не была поддержана, в том числе самими нефтяными компаниями, видимо, в силу радикальности предложения. Развитие концепции т.н. «налога на

дополнительные доходы» (НДД) началось с варианта, в котором его применение начиналось из области отрицательного дисконтированного потока наличности (ДПН) с резко прогрессирующей шкалой ставок этого налога². Впоследствии произошла корректировка концепции НДД в направлении компромиссного варианта, при котором НДД с существенно более пологой шкалой начинает взиматься при Р-факторе равном единице, т.е. при ДПН равном нулю (Рисунок 3).

Вывод: в рамках публичного права существуют ограниченные возможности повышения правовой стабильности и только лишь на начальный период срока реализации проекта. Действующая налоговая система и при замене ее Налоговым Кодексом продолжает сохранять свою фискальную направленность.

б. Путь второй: создание альтернативной системы недропользования на базе механизма соглашений о разделе продукции

Правовой основой российской модели СРП является гражданское право, при котором государство и инвестор выступают равными сторонами договорных правоотношений. Это предоставляет более широкие возможности для нахождения экономически обоснованного компромисса, баланса интересов между государством-собственником недр и инвестором. Контрактное право предоставляет возможность решить проблему стабильности условий соглашения сторон на весь срок реализации проекта, характеризуется более эффективными механизмами разрешения споров, включая международный арбитраж и т.п.

В рамках СРП действует рентная система платежей инвестора, которая является строго индивидуализированной (от проекта к проекту) и обычно привязана к уровню рентабельности проекта.

Приемлемый уровень внутренней нормы рентабельности (ВНР) прямых производственных инвестиций в энергетические проекты государств Ближнего и Среднего Востока, компенсирующий существующие в этом регионе политические и экономические риски, оценивается на уровне не ниже 20% в год в реальном исчислении. В то же время в сегодняшней России приемлемая (допускаемая - ?) Государством «базисная» ставка ВНР по проектам СРП составляет

порядка 15-18% (естественно, при наличии скользящей шкалы раздела прибыльной нефти в случае превышения «базисных» значений уровней ВНР).

Обеспечивая такой уровень ВНР, страны БСВ будут вытягивать на себя все увеличивающуюся долю мирового предложения негосударственных финансов и могут замкнуть на себя инвестиционный поток, который в противном случае мог бы быть направлен и в другие страны, в том числе в ТЭК России. Единственной реальной альтернативой такому сценарию, при реализации которой международный рынок капитала предпочтет не только вложение капитала на территории других стран, но и проектное финансирование в ТЭК России, является ускоренное развитие и совершенствование законодательства о СРП, существенно уменьшающее риски проектного финансирования в минерально-сырьевом комплексе страны.

Вывод: в рамках гражданского (контрактного) права существуют более широкие возможности для повышения правовой стабильности контракта - на весь срок реализации проекта. Рентная система платежей и переговорный характер определения количественных параметров этой системы делают возможным нахождение оптимальных значений этих параметров и механизмов их изменения. Законодательство о СРП создает правовые основы проектного финансирования российского нефтегазового комплекса.

Дальнейшее совершенствование этого раздела законодательства должно идти в направлении повышения его «финансируемости», т.е. введения в сам закон «О СРП» и в связанные с ним законодательные акты норм, отражающих баланс интересов не только Государства (в лице федеральных и региональных властей) и инвестора, как сторон самого СРП, но и всех других участников процесса «проектного финансирования» (т.е. смежников), без участия которых ни один проект СРП не может быть реализован. Речь идет, в первую очередь, о финансово-банковском сообществе (снижение рисков заемного финансирования), но также и о производителях оборудования, поскольку государственная политика обязана предусматривать стимулирование внутреннего конкурентоспособного производства в обрабатывающих отраслях.

7. Зона применения лицензионной системы и СРП

Как известно, в первоначальную версию закона «О СРП» были внесены существенные изменения, которые привели к созданию чрезвычайно забюрократизированной процедуры реализации СРП. В итоге издержки, связанные с достижением оптимальных пропорций раздела произведенной продукции, могут превышать в ряде случаев издержки работы инвестора при неоптимальной для данного конкретного проекта налоговой системе в рамках действующей системы лицензирования.

Образовалась неравновесная конкуренция двух инвестиционных режимов, при которой «планка выживаемости» СРП на федеральном уровне оказалась поднята очень высоко в направлении крупных объектов.

Однако, со временем может появиться возможность вовлечения в разработку на условиях СРП, причем без «избыточного» усложнения процедуры получения доступа к недрам, множества мелких месторождений, отходящих в юрисдикцию местных властей.

Таким образом, зоной преимущественного применения СРП постепенно могут стать только очень крупные и очень мелкие месторождения (Рисунок 4). Середина ресурсного диапазона может остаться зоной преимущественного применения лицензионной системы. Сравнительные темпы совершенствования каждого из этих инвестиционных режимов будут определять границы их применения в недропользовании и, следовательно, дальнейшее создание более благоприятных условий финансирования нефтегазового комплекса России.

¹ При предложенной группой консультантов Государственной Думы во главе с автором настоящего доклада модели НДС прогрессивное налогообложение должно было начинаться при достижении некоторого порогового значения ВНР (или при Р-факторе существенно большем единицы, например, при Р-факторе равном 1,25 - см. Рисунок 3), обеспечивающего нефтяным компаниям гарантированную прибыль, достаточную для окупаемости инвестиций, в т.ч. из заемных средств, плюс компенсирующую инвестору обоснованные риски инвестиционной деятельности в данной стране.

² Предложенная Правительством (Министерство Финансов) и специалистами ТЭНИ (Топливо-энергетический независимый институт) первоначальная модель НДС предполагала начало применения НДС при величине Р-фактора равной 0,7 и очень крутую прогрессивную шкалу роста ставок НДС (Рисунок 3).