

Многосторонние международно-правовые инструменты как путь снижения рисков проектного финансирования и стоимости привлечения заемных средств¹ (часть I)



А.А. Конопляник
(Секретариат
Энергетической
Хартии)

Развитие экономики любой страны базируется на реализации инвестиционных проектов, обеспечивающих процесс расширенного воспроизводства, создающих новые стоимости, новые рабочие места и новый производственный и потребительский спрос. Важнейшим фактором эффективной реализации (а часто и самой возможности) инвестиционного проекта является их финансируемость, т.е. способность проекта привлечь необходимые финансовые ресурсы на приемлемых (конкурентных) условиях и обеспечить их возврат с нормой прибыли, адекватной рискам проекта. Особенно актуальна такая постановка вопроса для инвестиционных проектов в отраслях топливно-энергетического комплекса (ТЭК), что обусловлено их высокой капиталоемкостью, длительными сроками реализации и более широкой, чем для проектов в других отраслях, номенклатурой рисков.

Цель настоящей работы - показать, каким образом многосторонние международно-правовые инструменты, в частности, Договор к Энергетической Хартии (ДЭХ) и его механизмы, обеспечивают пути снижения рисков проектного финансирования и стоимости привлечения заемных средств. Работа состоит из пяти блоков вопросов.

В первом рассматривается эволюция механизмов финансирования нефтегазовых проектов в мире по мере объективного усложнения характеристик как самих проектов (ухудшения природных условий разрабатываемых месторождений), так и структуры энергетических рынков (номенклатуры и соподчиненности взаимодействия рыночных субъектов). Указанная эволюция отражает поиск эффективных инструментов, способных «погасить» появляющиеся новые риски, ведущие к повышению стоимости финансирования и росту издержек.

Во втором блоке выделяются основные этапы движения к проектному финансированию в нефтегазовой отрасли России. Только сейчас, через более чем десять лет с момента формирования российской государственности, в стране складываются возможности для организации не «промежуточных» (по своим характеристикам), а «чистых» схем проектного финансирования в нефтегазовой отрасли, первым примером которого в России являет-

Multilateral international-law instruments as a way of reducing risks of project financing and cost of raising external capital

A.A.Konoplianiuk (Energy Charter Secretariat)

The aim of this article – to discuss how multilateral international law instruments, such as the Energy Charter Treaty (ECT) and related documents, in particular, provides the way of reducing the risks of project financing and the cost of raising capital. The paper consists of five segments. The first examines evolution of the mechanisms of financing oil & gas projects internationally in parallel with the further complicating natural conditions of the developed fields and more sophisticated structure of the energy markets. Second – identifies major stages in the process towards implementation of the project financing in Russian oil & gas. Third – provides the short history of the Russian long-term credit ratings as a cumulative assessment of the risks of financing projects in Russia. Fourth segment deals with evolution of fundamental objective trends in energy markets development and parallel development of investor protection mechanisms, which needs adequately neutralize new risks in financing energy projects. Fifth segment describes the Energy Charter process and ways and means in which ECT and related documents helps to reduce the project financing risks and cost of raising capital for energy projects.

ся, на мой взгляд, организация финансирования проекта «Сахалин-2».

В третьем блоке приводится краткий экскурс по рейтинговой истории России, которая отражает эволюцию обобщенной оценки изменения рисков финансирования инвестиционных проектов в России. С учетом фундаментальной закономерности проектного финансирования (кредитный рейтинг проекта обычно не может быть выше, чем кредитные рейтинги компаний, которые его осуществляют, которые, в свою очередь, не могут быть лучше, чем кредитные рейтинги страны, в которой осуществляются эти проекты данными компаниями), указанные рейтинги в значительной степени обеспечивают «потолок привлекательности» той или иной страны для инвесторов или «пороговый» уровень, ниже которого мы не можем ожидать уменьшения стоимости заемных средств для реализации инвестиционных проектов, стоимости проектного финансирования.

В четвертом блоке рассматриваются фундаментальные закономерности развития энергетических рынков и параллельное им развитие механизмов защиты инвесторов, должное адекватно отражать появление новых рисков финансирования инвестиционных проектов.

Пятый блок посвящен Энергетической Хартии. Рассматривается каким образом ДЭХ и связанные с ним инструменты способствуют снижению рисков проектного финансирования и стоимости привлечения заемных средств для реализации инвестиционных проектов в ТЭК.

1. Эволюция механизмов финансирования нефтегазовых проектов в мире.

Эволюция механизмов финансирования инвестиционных проектов в мировой нефтегазовой промышленности отражает закономерности развития рынков нефти и газа [1, серия статей автора в журнале «Нефть России» в 1999-2000 гг.]. Каждому основ-

¹ Статья подготовлена на базе выступления автора на международной конференции «Проектное финансирование в нефтегазовом секторе России и СНГ», 9-10 апреля 2003 г., гост. Арарат Парк Нуатт, Москва, и продолжает серию его предыдущих публикаций на эту тему.

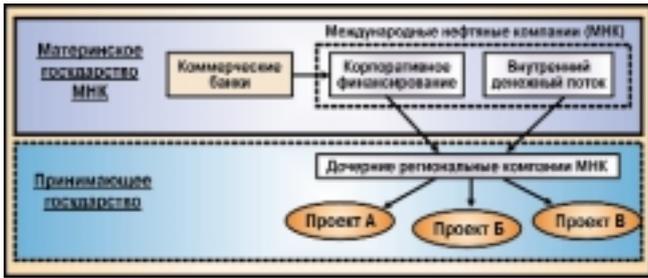


Рис. 1. Финансирование нефтяных проектов до начала 70-х годов

ному этапу развития рынков, как правило, соответствует своя, доминирующая именно на этом этапе структура механизмов финансирования нефтегазовых проектов.

До начала 70-х годов большинство нефтегазовых проектов в развивающихся странах финансировались за счет внутренних потоков наличности международных нефтяных компаний (МНК). Такая структура финансирования (рис. 1) соответствовала доминировавшей в то время роли МНК в международном нефтяном бизнесе. МНК осуществляли реализацию инвестиционных проектов в развивающихся странах через свои региональные дочерние компании. Их деятельность финансировалась либо из внутреннего денежного потока - за счет рефинансирования прибыли МНК, либо через механизмы корпоративного финансирования, когда под корпоративные гарантии расположенные в странах регистрации МНК коммерческие банки предоставляли инвестиционные ресурсы материнской компании, которая через внутрикорпоративные механизмы передавала его своим дочерним компаниям для финансирования проектов в развивающихся странах.

В то время новые открытия совершались обычно в районах с благоприятными природными условиями, обеспечивавшими низкие издержки разведки и разработки месторождений. Принимающими государствами, как правило, являлись развивающиеся страны – члены ОПЕК, в которых (за пределами США) были сосредоточены основные разрабатываемые месторождения нефти и газа и концентрировались приросты разведанных и доказанных запасов углеводородов. Даже при открытии месторождений-гигантов абсолютная величина капитальных вложений, необходимых для их освоения, была относительно небольшой. Действовавшая в то время система концессионных соглашений между МНК и принимающими странами обеспечивала компаниям долгосрочные гарантии поставок добытой нефти, следовательно, низкие риски поставки (или «объемные» риски). Механизм ценообразования, построенный на доминировании трансфертных цен (цен передачи добытой нефти от добывающих филиалов МНК их материнским компаниям, расположенным в стране регистрации МНК, по не являющимся рыночными так называемым «справочным» ценам, предназначенным исключительно для определения базы налогообложения региональных отделений МНК в принимающих странах), обеспечивал для МНК низкие «ценовые» риски. Поэтому МНК могли разрабатывать новые крупные проекты в одиночку, не прибегая к созданию консорциумов.

Большинство МНК имело низкое отношение задолженности к собственному капиталу, поэтому обычно не нуждалось во внешних заимствованиях для финансирования проектов разведки и разработки месторождений. Если же возникала необходимость в заемном капитале, то МНК легко получали необходимые средства под низкий процент и на долгий срок вследствие своих высоких кредитных рейтингов, обусловленных, как правило, устойчиво положительными бухгалтерскими балансами. Поскольку в

большинстве развивающихся нефтедобывающих стран работали не самостоятельные добывающие компании, а добывающие филиалы (отделения) МНК, они имели возможность получать необходимые (более дешевые) заемные средства под обеспечение материнской МНК (без опасений, что последние превысят свои внутренние лимиты заимствований или открытые на них коммерческими банками лимиты кредитования) и перебрасывать их в нужный регион по внутрикорпоративным каналам. Это являлось дополнительным фактором удешевления заемного финансирования.

После «взлета» цен на нефть в 70-е годы в нефтяной бизнес стали активно включаться правительства различных государств: в странах-импортерах – для того, чтобы уменьшить опасения, связанные с надежностью нефтяных поставок, в принимающих (развивающихся) странах – с целью обеспечения большего контроля за использованием суверенных природных ресурсов и увеличения государственных доходов от их эксплуатации. В ряде принимающих стран прошли процессы национализации расположенных там добывающих активов МНК. На базе этих активов были образованы национальные (государственные) нефтяные компании большинства стран ОПЕК. Сохранившиеся дочерние региональные компании МНК финансировались по той же схеме, что и раньше. Национальные нефтяные компании финансировались либо путем рефинансирования выручки от осуществляемых ими проектов (большинство проектов было начато и выведено на стадию положительных дисконтированных финансовых потоков еще региональными отделениями МНК до национализации), либо за счет бюджетных ассигнований принимающих развивающихся государств. Для реализации новых проектов в ряде случаев образовывались совместные предприятия между иностранными компаниями, действующими на территории развивающихся стран, и национальными компаниями этих стран (рис. 2).

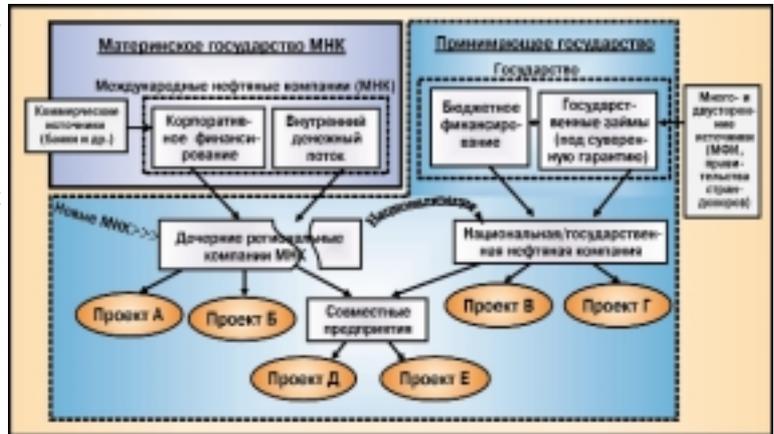


Рис. 2. Финансирование нефтяных проектов в 70 - 80-е годы

Стремление уменьшить негативные для торговых и платежных балансов стран-импортеров последствия роста цен на нефть поначалу вылилось в попытки замещения импортной (в основном из государств ОПЕК) нефти «отечественной» и/или нефтью из государств, не входящих в ОПЕК. Для этого активизировались поисково-разведочные работы на нефть и газ в странах-импортерах и в новых потенциально нефтедобывающих государствах, в том числе за счет притока в нефтяной бизнес новых игроков. Этот приток стимулировался высокими в тот период ценами на нефть. Поэтому в 70-е – первой половине 80-х годов МНК, правительства добывающих стран, международные финансовые ор-

ганизации (МФО), коммерческие банки и многие другие рыночные игроки были готовы активно инвестировать в нефтяные проекты или в компании, их осуществляющие: коммерческие институты – по соображениям высокой нормы возврата на инвестиции в условиях высоких цен на нефть, государственные институты – в стремлении обеспечить энергетическую безопасность, уменьшить зависимость от импортных поставок.

Новые нефтегазовые проекты стали получать дополнительное финансирование из государственных бюджетов и за счет официальных займов. Большая часть госбюджетных ассигнований выполнялись посредством финансирования деятельности укреплявшихся в это время в развивающихся странах национальных/государственных нефтяных компаний: за счет прямых государственных инвестиций в акционерный капитал компаний, осуществляющих поддерживаемые государством проекты, и/или путем долгового финансирования (и других форм кредитной поддержки, с использованием возможностей государственных финансовых институтов) поддерживаемых государством проектов.

Во второй половине 80-х – начале 90-х годов почти все перечисленные источники финансовых ресурсов исчерпали свои лимиты финансирования нефтяных проектов. Основной причиной стали «обвал» нефтяных цен в 1986 г. и установившаяся впоследствии достаточно вялая ценовая конъюнктура, которая серьезно осложнила финансовое положение всех нефтяных компаний. Ухудшение природных условий разрабатываемых месторождений в связи с активизацией поисково-разведочных работ и вовлечением в разработку труднодоступных залежей в условиях низких цен резко сократило привлекательность инвестиций в нефтяные проекты. Возросшее в это же время внимание общества к экологическим проблемам привело к ужесточению природоохранных требований и вызвало рост соответствующих элементов затрат.

При создавшихся условиях отдельные индивидуальные компании утратили готовность брать на себя высокие комплексные риски разработки таких месторождений. Появилась потребность в консорциумах. МНК были вынуждены пересмотреть стандартные критерии и ввести более жесткие ограничения условий финансируемости инвестиционных проектов. В условиях возросшей неопределенности изменения и амплитуды колебаний ценовой конъюнктуры инвесторы стали отдавать предпочтение распределению проектных рисков и сокращению сроков окупаемости по сравнению с условиями финансирования, бывшими для них приемлемыми на более ранних этапах развития нефтяного рынка. Инвесторы стали более избирательными в выборе объектов финансирования. Вследствие этих и ряда иных причин, включая политически мотивированные требования об увеличении доли участия компаний принимающей стороны, производимых ими товаров и услуг, МНК стали вовлекать в инвестиционные нефтяные проекты партнеров, в том числе местные компании. Расширение числа участников проектов соответствовало резкому увеличению числа действующих на рынках нефти и газа субъектов предпринимательской деятельности и привело к усложнению схем финансирования проектов из-за более жестких ограничений по странам и вследствие вовлечения в эти схемы участников с более низкой кредитоспособностью.

С начала 90-х годов большинство государств как экспортеров, так и импортеров нефти, стало ограничивать свое участие в нефтегазовом секторе и бюджетные вливания в него, предпочитая стимулировать частных инвесторов к финансированию нефтегазовых проектов. Во-первых, развитие рынка вышло на такую фазу, когда наращивание отечественного нефтеснабжения госу-

дарств-импортеров перестало быть приоритетной государственной задачей. В рамках зоны рыночной экономики сам мировой рынок за счет сформировавшихся на нем механизмов может обеспечить любой прирост спроса на жидкое топливо по приемлемым ценам и с достаточной надежностью поставок в любую географическую точку (в условиях интенсивно нарастающей интернационализации и глобализации нефтяного бизнеса энергетическая безопасность в этот период стала ассоциироваться не с независимостью, а с энергетической взаимозависимостью государств). Во-вторых, наметилась устойчивая тенденция ограничения прямого государственного участия в тех областях хозяйственной деятельности, где эффективно работает частный сектор, прошла волна денационализаций и приватизации нефтяных компаний в ряде стран. В результате финансирование нефтегазовых проектов стало еще более сложным процессом, включающим возможное участие разнообразных государственных и частных инвестиционных и финансовых институтов (рис. 3).

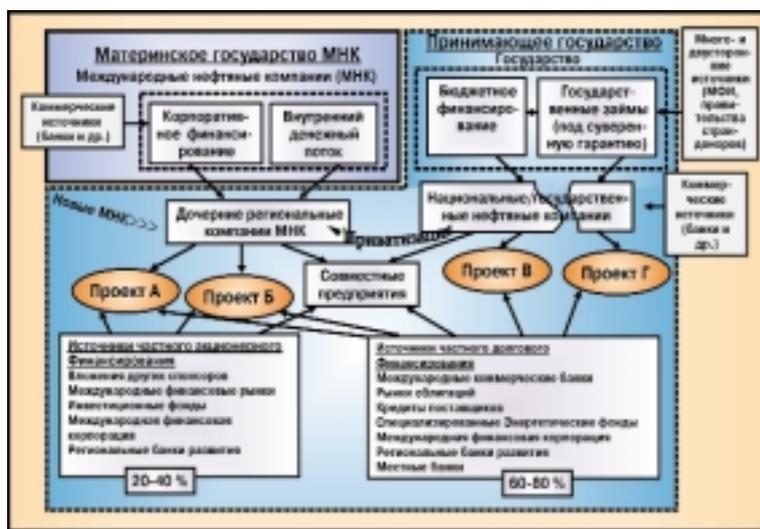


Рис. 3. Финансирование нефтяных проектов в 90-е и последующие годы

В настоящее время нефтяные компании используют весь спектр доступных финансовых инструментов для финансирования инвестиционных нефтегазовых проектов. Крупнейшие нефтяные компании предпочитают финансировать нефтяные проекты, особенно не очень крупные, за счет собственных ресурсов, в том числе прибегая при необходимости к корпоративным займам, которые в ряде случаев могут оказаться для крупнейших МНК с их высочайшими кредитными рейтингами более дешевыми, чем долговое проектное финансирование, особенно в условиях переходной экономики, характеризующихся повышенными рисками и не столь высокими странавыми кредитными рейтингами. Однако множество более мелких нефтяных компаний, появившихся и укрепившихся на рынке за последние годы, могут иметь не столь высокую капитализацию, профицитный бюджет, лимиты кредитования за счет собственных ресурсов и, в итоге, кредитные рейтинги, как крупнейшие МНК. В этом случае рейтинг привлекательного проекта может оказаться более высоким, чем рейтинг компании, обеспечивая ей более низкую цену проектных займов по сравнению с корпоративными займами.

Именно в этот период стало расширяться применение нефтяными компаниями собственно «проектного финансирования», в рамках которого обеспечением возврата вложенных в реализацию проекта средств выступает, как правило, будущая выручка от

реализации проекта, а не суверенная гарантия принимающего государства или корпоративная гарантия осуществляющей проект компании [2]. Однако даже крупнейшие нефтяные компании предпочитают проектные займования, когда имеют дело с очень крупными (так называемыми «мега») проектами, или когда сталкиваются с ограничениями по странам (например, когда риск потенциальных убытков в одной из стран осуществления бизнеса оказывается у компании слишком высоким или превышает установленные на эту страну лимиты), или когда их партнерами оказываются компании, лишенные возможности привлечь необходимые средства на условиях корпоративного финансирования. Соотношение источников частного акционерного и частного долгового финансирования добывающих нефтегазовых проектов составляет примерно 20-40 к 60-80 % (см. рис. 3). Источниками частного акционерного финансирования являются вложения других спонсоров проекта, международные финансовые рынки, инвестиционные фонды, некоторые международные финансовые институты группы Всемирного Банка (Международная Финансовая Корпорация (МФК) и/или региональные банки развития – Европейский (ЕБРР) и родственные ему Азиатский, Африканский и другие Банки Реконструкции и Развития)², а также национальные банки развития принимающих государств.

В качестве источников частного долгового финансирования проектов выступают международные коммерческие банки (предоставляющие кредиты под будущую выручку проектов). К этим источникам относятся кредиты поставщиков; специализированные энергетические фонды, снова МФК (на сей раз выступая в качестве кредитного учреждения), местные банки стран, в которых реализуются проекты, а также «банки развития» со всех трех уровней этих институтов в системе Всемирного банка. Компании, которые будут реализовывать проект, могут выходить на финансовые рынки, размещая облигационные займы, используя иные производные финансовые инструменты.

В 90-е годы в России предпринимались попытки создать национальный «банк развития» под эгидой Всемирного Банка. В 1993 г. был образован Российский Банк Реконструкции и Развития (РБРР), исполнительным директором которого, ответственным за формирование инвестиционного бизнеса банка, был в 1996 г. назначен автор настоящей статьи. Это произошло сразу после того, как был принят и вступил в силу закон «О соглашениях о разделе продукции» (СРП), группу разработчиков которого также возглавлял автор. Законодательство о СРП разрабатывалось нами как правовая основа для проектного финансирования. В основе подготовленной мной концепции развития инвестиционного бизнеса банка лежала идея формирования РБРР в качестве банка проектного финансирования нефтегазовых проектов, реализуемых на условиях соглашений о разделе продукции (СРП). Эта концепция заинтересовала ЕБРР, однако не нашла поддержки ни у российских акционеров РБРР, ни у российского правительства. Затем наступил дефолт, и проект РБРР окончательно не состоялся [3].

2. Основные этапы движения к проектному финансированию в нефтегазовой отрасли России

Эволюция механизмов финансирования проектов в нефтегазовом комплексе России на пути к «проектному финансированию» соответствовала изменению структуры собственности, контроля, управления в отраслях ТЭК страны в 90-е годы.

В самом начале 90-х годов произошел постепенный (но достаточно быстрый и полный) отказ от бюджетного финансирования нефтяной отрасли - по мере ее приватизации и по причине существования объективных возможностей для самофинансирования

у образовавшихся в то время нефтяных компаний. Эти компании получили фактически бесплатно те нефтяные активы (право пользования участками недр), которые они разрабатывали ранее за счет государственного финансирования. Государство было готово на этом первоначальном этапе разгосударствления нефтяной отрасли поддерживать компании, давая государственные гарантии по привлекаемым ими заемным средствам. Трудный переход от «освоения» выделяемого на плановой основе государственного (фактически бесплатного и бессрочного) финансирования нефтяной отрасли к финансированию нефтяных компаний из собственных средств и привлечению ими на платной и срочной основе заемных финансовых ресурсов для обеспечения расширенного воспроизводства нефтяной отрасли, и многочисленные трудности, которые пришлось преодолевать российским нефтяным компаниям на этом пути по мере их формирования и становления в качестве эффективных полноценных рыночных игроков, являются одним из объяснений резкого (обвального) падения уровня добычи нефти в России в 90-е годы. (наряду с другими не менее значимыми причинами, в первую очередь снижением платежеспособного спроса).

Проектное финансирование в России начиналось с создания совместных предприятий (СП). Абсолютное их большинство было образовано на основе оценки экономической эффективности того или иного проекта (освоения новых, как правило, небольших, и повышения нефтеотдачи действующих месторождений). Источником возврата вложенных (обычно западных соучредителем этого предприятия) средств должна была явиться чистая прибыль от реализации проекта после вычета налогов. Поэтому экономика проектов создания СП, образованных в 1991 г. и ранее, базировалась на действовавшей в то время в России налоговой системе.

С 1 января 1992 г. в этой системе произошли существенные изменения, наиболее радикальным из которых было введение вывозной таможенной пошлины. Справедливый с точки зрения государства шаг - изымать у экспортеров нефти часть их выручки, полученной в результате существования разницы цен на внешнем и внутреннем рынках (ценовой ренты). Однако «невинно пострадавшими» оказались компании, которые на основе принципов проектного финансирования собирались разрабатывать те или иные нефтяные проекты, потому что кардинально изменилась экономика СП, на базе которой они подписывали их уставные документы. Для действовавших предприятий нефтяной промышленности, уже прошедших инвестиционную фазу освоения новых месторождений и работавших в той зоне осуществления проектов, где основными затратами были не капитальные вложения, а эксплуатационные затраты, введение пошлины было тяжелым бременем, но не смертельным. Однако для новых проектов, (западные) инвесторы которых рассчитывали на неизменность налоговых условий как минимум на период, превышающий срок окупаемости капитальных вложений в проект, ее введение сделало фактическую экономику проектов «запретительной», а сами проекты – нерентабельными. Но существенная часть капитальных вложений в проекты многими СП к тому времени была уже осуществлена и перед ними встала дилемма: списать понесенные затраты на убытки и уйти из проектов и из России или попытаться «восстановить справедливость», апеллируя к общепринятому принципу незыблемости условий контракта.

СП «Полярное сияние» и «КомиАрктикОйл» [4, 5] оказались первыми СП, обратившимися в Правительство России для разрешения коллизии, вызванной противоречием между суверенным

² Кроме самого Всемирного Банка (Международного Банка Реконструкции и Развития), который является исключительно кредитной организацией, кредитующей правительства под их суверенную гарантию и который в отличие от МФК не может входить в акционерный капитал проектных компаний, организованных для реализации проектов, поддерживаемых (кредитуемых) МБРР.

правом Правительства любой принимающей страны устанавливать налоговую систему по своему усмотрению, и невозможностью выполнения условий инвестиционных соглашений в случае (по причине) кардинального пересмотра их существенных условий одной из сторон. Иначе говоря, противоречием между возможностью Правительства принимать односторонние решения без обращения на него ответственности за нанесение ущерба инвесторам – в рамках публично-правовой системы координат, и возможностью Правительства принимать решения только по обоюдному согласию сторон инвестиционного соглашения, в противном же случае – нести ответственность, в том числе имущественную, за причинение инвесторам ущерба в результате своих односторонних действий. Именно нарушением принципа стабильности инвестиционных соглашений трактовали действия правительства иностранные инвесторы, рассматривая заключенные ими до 1992 г. с государственными тогда нефтедобывающими объединениями СП в рамках гражданско-правовой системы координат.

В то время стабилизационные оговорки в нашем законодательстве, которые бы фиксировали условия осуществления проекта на весь срок его реализации, практически отсутствовали. Поэтому обеспечение стабильности российского законодательства в отношении осуществления новых инвестиционных проектов было одним из ключевых мотивов, объясняющих, почему впоследствии мы начали разработку закона о СРП, который распространяет стабилизационную оговорку на весь срок реализации проекта [6]. Как известно, сегодня за пределами законодательства о СРП максимальная продолжительность «стабилизационной оговорки» в России может достигать (но только в отдельных случаях, связанных с отдельными проектами и только иностранных компаний) семи лет, что, по-видимому, должно было бы предположительно обеспечивать им норму рентабельности до 15 % [7].

В начале 1992 г., когда ничего этого еще не было, мы (автор в это время работал заместителем Министра топлива и энергетики России, отвечая за внешнеэкономические связи и прямые иностранные инвестиции) подготовили соответствующее распоряжение Правительства, которое должно было сохранять зону стабильности для инвесторов СП, хотя бы на срок окупаемости инвестиций. Таким образом, мы пытались сбалансировать, с одной стороны, интересы государства, связанные с введением таможенной пошлины с целью перевода в госбюджет ценовой ренты, с другой, - решить вызванные ее введением проблемы инвесторов, которые на базе проектного финансирования вошли в российскую экономику для реализации нефтегазовых проектов. Таким образом, нефтегазовые СП были первым (и как оказалось впоследствии – не вполне удачным) опытом применения принципов проектного финансирования в нефтяной промышленности России.

Было реализовано несколько сценариев финансирования проектов в России без участия западных соучредителей совместных предприятий, начиная с «Нефтяных реабилитационных проектов» (займов) Всемирного банка. Было подготовлено и реализовано два таких займа. В своей внутренней организации эти займы используют принципы проектного финансирования, несмотря на то, что требуют выдачи суверенной гарантии, поскольку предоставлены Правительству России. Участниками первого «Нефтяного реабилитационного проекта» Всемирного банка были нефтедобывающие объединения «Когалымнефтегаз», «Варьганнефтегаз», «Пурнефтегаз», которые впоследствии вошли в состав нефтяных компаний «ЛУКОЙЛ», «СИДАНКО» и «Роснефть» (рис. 4).

Объем и механизм предоставления займа были определены не так, как обычно формируются кредитные линии, получаемые под суверенную гарантию и поступающие в федеральный

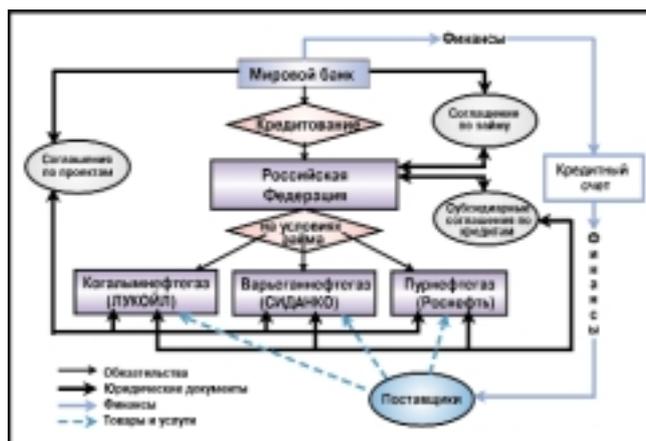


Рис. 4. Условия кредитования, юридическое оформление и направление финансовых средств по первому нефтяному реабилитационному займу МБРР/ЕБРР для нефтяной промышленности России (первая половина 90-х годов)

бюджет, из которого впоследствии выделялись некоторые суммы, по сути бесплатно распределяемые (бюджетное финансирование) между предприятиями-потребителями, выделенных финансовых ресурсов. Сумма «Нефтяного реабилитационного проекта» была «собрана снизу» при совместной работе экспертов Всемирного банка, ЕБРР и российских специалистов путем составления технико-экономических обоснований (ТЭО) по конкретным объектам в конкретных нефтегазодобывающих производственных объединениях, определяющих потребные объемы финансирования исходя из возможностей их эффективного возврата в соответствии с нормативами банков. Именно поэтому сумма выделяемых Всемирным банком средств в рамках займа была увеличена (поскольку была обоснована соответствующими ТЭО) от первоначальных 300 тыс. долл. до итоговых 610 тыс. долл.

В условиях функционирования приватизированной российской нефтяной промышленности МФО не были готовы предоставлять кредиты на восстановление бездействующих скважин (а именно на эти цели выделялись кредитные средства по нефтяному реабилитационному проекту) на условиях «чистого» проектного финансирования непосредственно российским производственным объединениям, поскольку последние могли обеспечить систему производственных гарантий кредиторам только в рамках сферы своей правовой компетенции. Сами нефтяные компании не застрахованы от изменений российского законодательства. Некоторые из них были вынуждены отказаться от невыбранной части кредитов по реабилитационному проекту, когда очередное ужесточение налогового режима сделало для этих компаний невозможным возврат кредитов в обусловленные сроки. Обеспечить необходимые гарантии по прокачке на экспорт (с целью быстрой окупаемости заемных средств) дополнительно добытой нефти может только Правительство России, являющееся единственным голосующим акционером компании «Транснефть». Поэтому Всемирный банк и ЕБРР в рамках реабилитационного займа предоставили кредитные ресурсы Российской Федерации в лице ее Правительства, а не непосредственно производственным объединениям (нефтяным компаниям). Это было одним из условий обеспечения возвратности кредита в условиях постприватизационной организации хозяйственных отношений в нефтегазовом комплексе России.

Таким образом, одним из ключевых элементов (нефтяных) займов Всемирного банка было предоставление государственной гарантии под выделяемые кредитные ресурсы. Следовательно, в качестве заемщика фактически выступало государство, а не компании. Это одна из причин, почему кредитные ресурсы Всемир-



Рис. 6. Схема финансирования проекта «Сахалин-2» (вторая половина 90-х годов)

ская Энергия» (сегодня это компании «Ройял-Датч/Шелл», «Мицуби» и «Мицубиси»). Однако за весь срок реализации проекта большую часть необходимых средств (80 %) обеспечат «основные кредиторы» («Эксимбанк» Японии, ОПИК США, ЕБРР, прочие – в виде экспортных и импортных кредитов). Проект «Сахалин-2» основывается на «финансировании без права регресса», т.е. кредиторы берут на себя большинство рисков. Поскольку заемщик (компания «Сахалинская энергия») не вкладывает в проект собственные финансовые средства, то он не несет кредитных рисков. Основанием для применения кредитования без права регресса в случае проекта «Сахалин-2» является главным образом то, что основными кредиторами являются МФО, а также Эксимбанки и страховые агентства США и Японии, готовые брать на себя политические риски страны реализации проекта.

Если рассматривать общую схему финансирования проекта «Сахалин-2» в целом, то собственный капитал (вкладываемый компанией «Сахалинская Энергия») будет равен нулю, субординированные кредиты (предоставленные компаниями Консорциума, учредителями проектной компании) составят 20 % общих инвестиций в проект и несубординированные кредиты, предоставленные основными кредиторами, составят 80 %. Несубординированные кредиты предоставляются с целью получения основных займов, поскольку в первую очередь задолженность погашается перед кредиторами, предоставившими несубординированные кредиты. На рис. 6 показано, что Консорциум рискует своими капиталовложениями перед основными кредиторами в случае нехватки денежных средств от самого проекта.

Финансирование первой фазы проекта «Сахалин-2» было достаточно быстро организовано, на мой взгляд, и потому, что среди спонсоров проекта не было российского участника, что существенно уменьшило для финансовых институтов риски его кредитования. Этот проект по многим параметрам является «пионерным» для российского рынка. Финансировать пионерные проекты всегда трудней – нет накопленного опыта работы и стандартизированных подходов. Отсутствие в то время свободных собственных средств и низкие долгосрочные кредитные рейтинги российских компаний не дали бы большинству из них адекват-

ной возможности, в случае участия в проекте, обеспечить акционерное финансирование (или соответствующие корпоративные заимствования оказались бы слишком дорогими), т.е. их присутствие в то время могло бы существенно осложнить условия привлечения финансирования.

Однако с течением времени, по мере роста капитализации российских компаний, получения, а затем и последовательного повышения ими корпоративных кредитных рейтингов, для них стали расширяться возможности привлечения финансирования, в первую очередь путем связанных и/или несвязанных кредитов в рамках корпоративного финансирования. Однако по мере формирования в стране экономико-правовой среды, повышения кредитного рейтинга самой России, для некоторых финансовых институтов стало возможным предоставление проектного финансирования консорциумам с участием крупных российских компаний не только в рамках СРП, но и в рамках лицензионной системы недропользования. Первым опытом привлечения проектного финансирования в рамках лицензионной системы недропользования стал осуществляемый совместно компаниями «ЛУКОЙЛ» и «Фортум» (Финляндия) проект освоения Южно-Шапкинского месторождения на севере Европейской части страны.

Итак, важным направлением удешевления стоимости внешних заимствований российских компаний (в рамках проектного или корпоративного финансирования) является повышение суверенного кредитного рейтинга самой России.

Продолжение статьи читайте в следующем номере.

Список литературы

1. Конопляник А.А. Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России).- М.: Изд-во ИНП РАН, 2000 г.- 124 с.
2. Конопляник А., Лебедев С. Проектное финансирование в нефтегазовой промышленности: мировой опыт и начало применения в России//Нефть, Газ и Право.- 2000.- № 1.- С. 25-40; № 2, С. 23-42.
3. Конопляник А. Российский Банк Развития – где взять деньги для инвестиций?//Инвестиции в России.- 1999.- № 5.- С. 3-5.
4. Konoplyanik A., Selimov M. Polar Lights Look Brighter for Conoco//Russian Petroleum Investor.- 1992.- July.- P. 40-42.
5. Konoplyanik A., Selimov M. How Gulf Canada and British Gas Received Tariff Exemptions//Russian Petroleum Investor.- 1992.- July. P. 45-47, 71.
6. Конопляник А. Концепция легализации соглашений о разделе продукции в России: ключевые аспекты//Нефтяное хозяйство.- 1994.- № 11-12.- С. 6-15.
7. Конопляник А. Договор концессии: возможное место и роль в инвестиционном законодательстве России. В кн.: Нефтегаз, энергетика и законодательство, 2001-2002. Информационно-правовое издание ТЭК России (ежегодник). – М.: Нестор Экономик Паблшерз, 2001.- С.77-92.