

ТЭК

**МИНТОПЭНЕРГО
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

ВНИИОЭНГ

**РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ
ЭКОНОМИСТОВ-ЭНЕРГЕТИКОВ**

ЭКОНОМИКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

6

ВЫПУСК



**МОСКВА
1994**

дуктивных пропластков практически не отличается от применяемого при проводке обычных наклонно направленных горизонтальных скважин. Если расчетное значение зенитного угла скважины в пропластке будет меньше 70° , то проблемы с проводкой такой скважины вообще не будет, так как технология бурения будет идентична той, которая применяется при бурении обычных наклонно направленных скважин. В случае, если потребуется вскрывать пропласток под углом более 70° , то, хотя и будут использованы элементы технологии бурения горизонтальных скважин, из-за малой протяженности интервала, ограниченной одним долблением долота, проведение специфических работ значительно упрощается, а следовательно, это не отразится на качественных и технико-экономических показателях проводки.

Бурение проектируемой скважины по разработанной конструкции и профилю практически

решает проблему вскрытия продуктивного пласта под большим углом и обеспечения увеличения добычи углеводородного сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Оганов С. А., Шарипов А. У. Совершенствование технологии бурения наклонно направленной скважины с большим отклонением // Экспресс-информ. / ВНИИОЭНГ. — 1992. — Вып. 4.
2. РД 39—01—48079—6027—86. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири.
3. Проблемы проводки наклонных скважин по оптимальному профилю / Оганов А. С., Федоров А. Ф., Повалихин А. С., Глбев В. А. // Тр. / ВНИИБТ. — 1989. — № 67.
4. Григулецкий В. Г., Никитин В. А. Стационарный приток нефти к одиночной, горизонтальной, многозабойной скважине в анизотропном пласте // НХ. — 1994. — № 1.
5. Оганов С. А., Крист М. О. Опыт работы Стрежевского УБР ПО "Томскнефть" // Экспресс-информ. / ВНИИОЭНГ. — 1991. — Вып. 2.
6. Применение гидроразрыва в скважине // Экспресс-информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. "Технология и техника добычи нефти": Зарубеж. опыт. — 1990. — Вып. 6.

СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

УДК [622.323+622.24+665.5]:65.015.3(470)

СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ: НЕКОТОРЫЕ ИТОГИ ПЕРВЫХ ПЯТИ ЛЕТ НОВЕЙШЕЙ ИСТОРИИ

Т. Д. Трунилина, А. А. Конопляник
(Минтопэнерго РФ, ГАУ им. С. Орджоникидзе)

Вплоть до настоящего времени практически единственной формой осуществления прямых иностранных инвестиций в СССР/СНГ/России были совместные предприятия (СП), легализованные в советской экономике постановлениями Совета Министров СССР № 48 и 49 от 13.01.87 г.

Первые СП в нефтегазовой сфере были созданы в СССР в 1989 г. Таким образом, завершена как бы "первая пятилетка" их новейшей истории. Хороший повод для подведения некоторых итогов, осмысления плюсов и минусов, оправдавшихся и неоправдавшихся ожиданий от их вхождения в советскую/российскую нефтяную промышленность.

В условиях продолжающегося спада производства в отраслях ТЭК вообще и нефтяной про-

мышленности в частности функционирование нефтяных СП является одним из немногих "островков" экономической деятельности в индустриальной сфере России, демонстрирующих устойчивую динамику и устойчивые тенденции поступательного роста (табл. 1).

К началу 1994 г. число действующих нефтяных СП в России, по данным Минтопэнерго РФ выросло до 47 (табл. 2). По видам деятельности их можно сгруппировать в три совокупности: 1) СП по разработке нефтяных месторождений, 2) СП, предоставляющие сервисные услуги по интенсификации добычи нефти, 3) "экологические" СП, занимающиеся утилизацией и переработкой нефтяных шламов, ликвидацией последствий аварийных разливов нефти и нефтяных

СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Таблица 1

Деятельность нефтедобывающих СП на фоне динамики производства в отдельных отраслях Российского ТЭК, 1992—1994 гг.

	1992 г.	1993 г.	I квартал 1994 г.	1993 г./1992 г., %	I квартал 1994 г. / I квартал 1993 г., %
Нефть и промышленный конденсат, млн т	398,2	350,9	78,2	88,1	86,0
в том числе СП	6,4	12,2	3,4	190,6	...
Природный и попутный газ, млрд м ³	640,4	617,4	166,2	96,4	99,2
Уголь, млн т	330,4	299,0	81,8	90,5	90,9
Электроэнергия (исключая АЭС), млрд кВт·ч	833,3	780,9	218,5	93,7	95,2
Объем переработки нефти, млн т	249,6	213,8	46,9	85,7	85,1
Производство нефтепродуктов, млн т:					
автомобильный бензин	35,3	30,3	6,7	85,8	88,5
дизельное топливо	63,9	54,9	11,5	85,9	82,4
мазут	85,6	77,0	18,9	90,0	90,0

Таблица 2

Динамика образования совместных предприятий в нефтегазовом комплексе России (по данным Минпопэнерго РФ)

Год	Добывающие СП	Сервисные и экологические СП	Всего СП
1989	0	2	2
1990	2	1	3
1991	8	8	16
1992	10	6	16
1993	7	3	10
Итого...	27	20	47

Таблица 3

Альтернативные оценки численности предприятий с иностранными инвестициями в Российской нефтегазовой промышленности (по состоянию на вторую половину 1992 г., по результатам обследования, выполненного Р. Танкаевым, ГАНГ им. акад. И. М. Губкина)

Сфера деятельности	Число СП	Средний размер уставного фонда
Добыча	24	118 млн дол.
Переработка	13	7 млн дол.
Услуги всего	66	
В том числе:		
связанные с бурением	8	2,5 млн дол.
прочие	58	2 млн р.
Итого	103	
Общее число СП, связанных с нефтегазовым комплексом	около 200	

Источник: "Бизнес-МН", 1992, "Russian Petroleum Investor", 1992.

амбаров, утечек нефти и нефтепродуктов, улавливанием легких углеводородных фракций. Все эти СП работают по единому принципу соглашения между партнерами — с разделом полученной прибыли.

В то же время существуют и другие количественные — правда, разовые, а не систематические — оценки масштабов присутствия СП на российском нефтегазовом рынке. Так, результаты исследования, выполненного аспирантом ГАНГ им. акад. И. М. Губкина Р. Танкаевым во второй половине 1992 г., обозначили более широкий спектр предприятий с иностранными инвестициями в российском нефтегазовом секторе, чем официальная статистика (которая, с сожалением следует это признать, и сегодня не может пока еще похвастаться исчерпывающей полнотой учета предприятий этой категории).

По данным Р. Танкаева, общее число СП, работавших в нефтегазовом комплексе уже в то время превышало 100. Около четверти из них действовали в сфере добычи, примерно одна восьмая — в области переработки, остальные — в сфере услуг. Общее число СП, имевших вообще какое-либо отношение к нефтегазовому бизнесу, составило порядка 200 (табл. 3). Это означает, что число зарегистрированных (реально действующих?) в нефтегазовой промышленности России предприятий с иностранными инвестициями по самым оптимистическим подсчетам не превышало 3 % от общего числа СП в экономике страны, несмотря на потенциально высокую привлекательность российского нефтегазового комплекса как сферы инвестирования для иностранного капитала.

Опыт прошедших 5 лет, в течение которых СП в нефтегазовой сфере существуют в нашей стране, свидетельствует о том, что эта форма

СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

взаимодействия принимающей страны с потенциальными инвесторами — в том виде, в котором она была замыслена и реализована в нашей стране — не является наиболее эффективной моделью такого взаимодействия в горно-добывающей промышленности, в том числе в добыче нефти и газа.

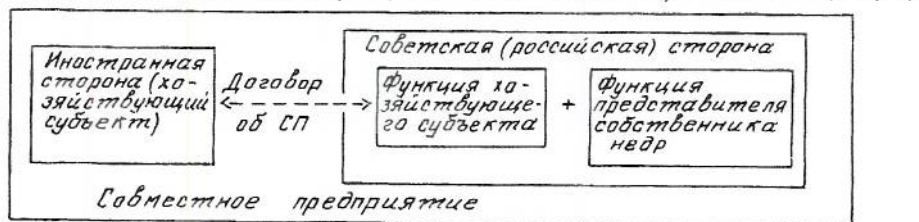
Одно из ключевых объяснений этого вывода вытекает из специфики правового регулирования деятельности СП, предусмотренного действующим законодательством, если учесть произошедшие с 1987 г. изменения последнего, причем не столько в разделах, которые непосредственно регламентируют правовую базу функционирования СП в экономике страны, сколько в законодательных актах, регулирующих основы российского недропользования: когда принималось законодательство, регулирующее деятельность СП, недропользование в стране было по сути бесплатным, а после принятия 21.02.92 г. Закона о недрах оно стало платным.

В период подготовки постановлений СМ СССР № 48 и 49 от 13.01.87 г., отечественные добывающие объединения-учредители СП выступали как бы "едины в двух лицах": и в качестве пользователя, и в качестве представителя собственника недр. В эпоху "бесплатного" недропользования функция представителя собственника недр у добывающих предприятий и объединений занимала настолько второстепенное, подчиненное положение по отношению к функции пользователя недр, что ее можно считать малозначимой. Са-

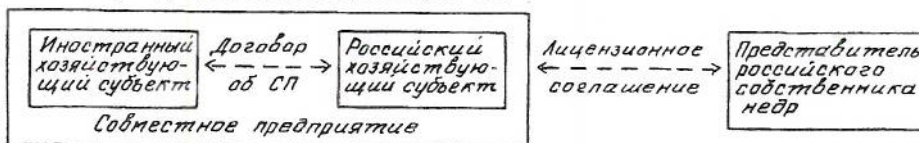
мо же понятие СП отражает систему взаимоотношений двух и более субъектов предпринимательской деятельности (инвесторов, производственных объединений/компаний) разной государственной принадлежности, возможно представляющих разные формы собственности, но расположенных на одном — хозяйственном — уровне, и не является "диагональной сделкой" (как концессионные соглашения или соглашения о разделе продукции), при которой сторонами соглашения выступают хозяйствующий субъект и государство.

Таким образом, в период "бесплатного" недропользования при создании СП в добывающих отраслях российская сторона выступала в нем по сути лишь одной своей функцией — функцией пользователя недр, что создавало видимость внутренней непротиворечивости этой формы организации хозяйственных взаимоотношений в указанном секторе экономики. Следовательно, вместо системы трехсторонних (по числу участников отношений в сфере недропользования) договорных отношений между российским собственником недр, российским и иностранным хозяйствующими субъектами, бесплатное недропользование инициировало в этой сфере систему двусторонних договорных отношений между российским и иностранным хозяйствующими субъектами под тем же, что и в недобывающих отраслях, названием "совместное предприятие" (на рис. 1). Тем самым российский собственник

Все виды совместных предприятий: и сервисные, и добывающие (А)



(Б-1) бывшие добывающие СП



(Б-2) бывшие сервисные СП

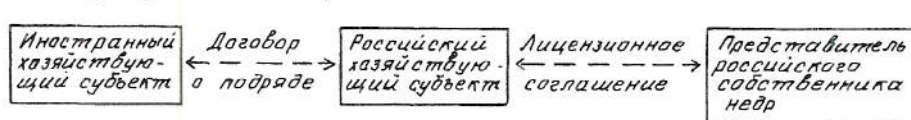


Рис. 1. Принципы внутренней организации СП в добывающих отраслях до и после принятия Закона о недрах: (А) — как было до 21.02.92 г. (до принятия Закона о недрах — при фактически "бесплатном" недропользовании); (Б) — как должно было бы быть в настоящее время (после принятия Закона о недрах — с переходом к платному недропользованию)

СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

недр *de facto* устранялся как самостоятельная сторона из соглашения о создании СП и, следовательно, лишался возможности участия в соответствующем перераспределении в свою пользу части создаваемой в рамках СП экономической ренты (помимо налоговой компоненты), несмотря на то, что сохранял за собой все необходимые для создания СП разрешительные функции.

До 1992 г. законодательной основой для создания СП были законы "Об иностранных инвестициях" и "Об инвестиционной деятельности в РСФСР", принятые в 1991 г., а первые СП создавались исключительно постановлением и распоряжением правительства СССР.

В этот период создавались в основном сервисные СП (больше половины в общей численности СП к 1992 г., по данным Минтопэнерго РФ, см. табл. 2), проекты деятельности которых не превышали 15...20 млн дол., а уставные фонды — 1...5 млн дол. Сходную картину дало и обследование Р. Танкаева, по данным которого 2/3 всех СП являлись сервисными. По его данным средний размер уставного фонда СП в добыче составлял около 120 млн дол., но уже в переработке и услугах, связанных с бурением был в 20...50 раз меньше. В остальных же сервисных СП уставные фонды формировались, как правило, в рублях и в ценах того периода (повторяемся, исследование было завершено во второй половине 1992 г.) составили порядка 2 млн р. в расчете на предприятие (см. табл. 3).

Высокий удельный вес сервисных предприятий является вполне объяснимым, принимая во внимание переходный характер российской экономико-правовой среды. Все эти предприятия, как правило, небольшие, что также вполне понятно, поскольку таким образом минимизируется риск всевозможных потерь вследствие указанной неустойчивости предпринимательской среды в России.

Деятельность этих предприятий охватывала проведение глубинных гидроразрывов пласта, обработку призабойной зоны скважин, качественное заканчивание и перфорацию скважин, а также осуществление различного типа "экологических" мероприятий. Если в результате выполненных работ по интенсификации притока нефти дебиты нефтяных скважин увеличивались, то прирост продукции считался собственностью СП и на основании ст. 25 Закона "Об иностранных инвестициях" безлицензионно экспортировался. Это было выгодно не только иностранному учредителю СП, который получал долговременную (на период существования СП) ренту от разовых воздействий на пласт, но и отечественному производственному объединению-соучредителю СП, которое тем самым увеличивало *de facto* свою экспортную квоту без

необходимости получения на нее экспортной лицензии.

Наиболее крупными (по объему реализуемой нефти) представителями СП этого типа являются (в скобках — добыча в 1993 г., млн т) "Юганск-фракмастер" (1,62), "Катконевфть" (1,01), "Самотглор Сервисиз" (0,84), "Вахфракмастер" (0,60).

Если на начальном этапе формирования СП соотношение между вновь образуемыми предприятиями добывающего и сервисного (включая экологические) профиля было примерно равным или в пользу сервисных СП, то, начиная с 1992 г., среди вновь регистрируемых СП стали доминировать предприятия добывающей ориентации (см. табл. 2).

Основным видом деятельности СП этой группы является разработка нефтяных месторождений. Общая стоимость каждого проекта таких СП составляет 500...1000 млн дол.

Наиболее крупные проекты осуществляют в нефтегазовом комплексе (в скобках — добыча в 1993 г., млн т) СП "Варьеганнефть" (2,32), "Нобель Ойл" (1,78), "Белые Ночи" (1,24), "Росток-компания" (0,82), "КомиАрктикОйл" (0,65), "Полярное Сияние" (добыча еще не начата — идет обустройство месторождения). Характерно, что среди учредителей этой группы СП с западной стороны выступают крупнейшие нефтяные компании, для которых, на наш взгляд, данные СП являются в значительной степени плацдармами долгосрочного проникновения на российский рынок. Работа этих СП не только дает их западным учредителям возможность освоить практику работы на новом для них рынке, постоянно демонстрируя на нем свой "флаг", но и, вследствие изложенного, сопряжена с традиционным — повышенным — набором проблем и издержек, связанных с выходом любой компании на новый для нее рынок. Компании, продолжающие свою деятельность в России исходя из своих долгосрочных интересов, безусловно, готовы принимать эти повышенные риски, но в пределах разумного как по их числу, так и по времени.

С введением в действие в 1992 г. Закона о недрах и Положения о порядке лицензирования пользования недрами эти СП получили лицензии на разработку месторождений, заключили договоры аренды на эксплуатацию фонда нефтяных скважин, строят и обустривают собственные скважины, а также проводят весь необходимый перечень работ, связанных с разработкой месторождений в соответствии с лицензионным соглашением и проектом разработки, утвержденным Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений (ЦКР) Минтопэнерго РФ (Б на рис. 1).

В соответствии со ст. 25 Закона "Об иностранных инвестициях" было разработано и в августе

1993 г. принято Постановление Правительства РФ № 715, утвердившее порядок определения продукции собственного производства. Жестким критерием, относящим добытые углеводороды к продукции собственного производства, является наличие у предприятия лицензии на разработку недр и основных производственных фондов, на которых осуществляется добыча нефти.

Постановление определяет порядок отнесения к продукции собственного производства углеводородов, полученных при использовании арендованных производственных фондов как при добыче, так и при переработке нефти. Подобная практика (аренда производственных фондов, продукция которых автоматически относилась к продукции собственного производства и получала тем самым право на безлицензионный экспорт) получила широкое распространение среди действующих СП. Однако этот вопрос требовал регламентации и с прицелом на перспективу, так как возможны ситуации, когда на тендер могут оказаться выставлены лицензии на месторождения, на которых уже существуют пробуренные скважины.

В такого рода случаях арендодателем выступает государство в лице соответствующих Комитетов Госкомимущества (ГКИ) или акционерные общества, в чьем активе находится данное оборудование или скважины. При наличии в активе СП арендованного оборудования (скважин) объем продукции, создаваемой на этих производственных фондах, подлежащий реализации на внутреннем рынке, без права экспорта. Дополнительно созданная продукция на арендованных производственных фондах (в результате реконструкции или работ по интенсификации добычи) является продукцией собственного производства СП и может быть реализована по его усмотрению.

Итак, с переходом к платному недропользованию, идеология "совместных предприятий" (являющаяся идеологией внутренней организации группы инвесторов, а не организации отношений между инвестором и собственником недр), успешно применяемая для обрабатывающих отраслей промышленности и применимая для периода "бесплатного" недропользования, перестала соответствовать экономическим реалиям новой системы пользования недрами, ущемляя интересы государства как собственника недр.

Существовавшая долгое время правовая непрочность ряда ключевых вопросов функционирования СП объективно вела к появлению конфликта интересов для российского учредителя СП при естественном стремлении иностранного учредителя максимизировать дисконтированный поток наличности СП при

минимизации своих затрат в пределах схем и процедурных решений, не запрещенных действующим законодательством.

Это в ряде случаев приводило к такой трансформации схем инвестирования деятельности СП, при реализации которых цели, преследовавшиеся при создании СП российскими учредителями, менялись вплоть до прямо противоположных.

Создавая СП, российские учредители, как правило, нацеливались на решение следующих задач:

привлечение иностранных инвестиций,
приобретение новейшей нефтегазовой техники,

получение доступа к передовым технологиям.

Конечной целью при этом являлось наращивание добычи нефти и ослабление напряженности нефтяного баланса страны. При этом, как правило, предусматривалось, что осуществление финансирования деятельности СП будет осуществляться его западным партнером, как бы кредитуящим тем самым своего российского учредителя под будущие поставки собственной продукции СП в счет российской доли (рис. 2, А). Учитывая финансовое состояние российских учредителей, их вклад в уставный капитал СП чаще всего осуществлялся в виде соответствующим образом оцененных материальных активов.

Как правило, в оценке активов таился первый "резерв" ущемления интересов государства как собственника недр: российские учредители (государственные нефтегазодобывающие предприятия), выступая одновременно и от лица собственника недр, и в качестве хозяйствующего субъекта, при разработке договоров с иностранными учредителями в первую очередь добивались реализации текущих экономических интересов своих предприятий и не добивались, как правило, адекватной стоимостной оценки тех материализованных затрат на поисковые и разведочные работы (в виде оцененных запасов нефти), которые финансировались из Госбюджета, следовательно, являлись частью государственной собственности, которая непосредственно передавалась к использованию в СП.

Вторым "резервом" ущемления государственных интересов (особенно актуальным в условиях напряженного нефтяного баланса страны) было широко распространенное среди СП, созданных до 1992 г., использование различных форм кредитования нефтью со стороны их российских учредителей — соответствующих российских нефтегазодобывающих объединений. К таким формам "кредитования нефтью" можно отнести:

собственно схему реализации заемной нефти, вклады нефтью в резервный и уставные фонды, реинвестирование за счет эксплуатации дей-

СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

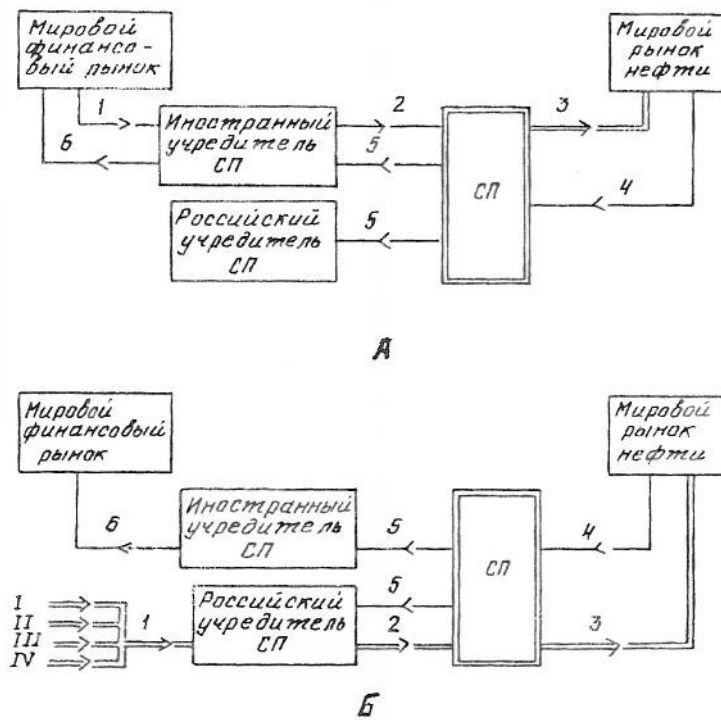


Рис. 2. Схема финансирования деятельности СП: варианты с осуществлением финансирования за счет иностранного и российского учредителя:

А — осуществление финансирования за счет иностранного учредителя СП (гипотеза, легшая в основу идеологического обоснования и широкого развертывания нефтяных СП);

Б — осуществление финансирования за счет российского учредителя СП (варианты трансформации "базисной" гипотезы формирования СП на практике);

I—IV — варианты финансирования деятельности СП за счет его российского учредителя: I — "заемная" нефть; II и III — вклады нефтью в резервный, уставный фонды СП; IV — реинвестирование нефтяных операций за счет эксплуатации действующего фонда скважин, переданного в уставный фонд СП или сданного ему в аренду; 1—6 — порядок движения потоков финансов

ствующего фонда скважин, переданного в уставный фонд СП или сданного ему в аренду (рис. 2, Б).

При этой схеме уже не иностранный учредитель СП кредитовал российского под будущие совместные поставки дополнительно добытой нефти, а российский учредитель кредитовал СП, автоматически (на основании ст. 25 Закона "Об иностранных инвестициях"), увеличивая тем самым *de facto* свою экспортную квоту на величину заемной нефти.

Третьим "резервом" ущемления государственных интересов является также широко распространенная среди СП схема субподрядных операций со специализированными фирмами, являющимися взаимосвязанными компаниями для иностранного учредителя СП. При использовании этого механизма финансовая схема деятельности СП напоминает "слоеный пирог", состоящий из затрат субподрядчиков и их прибыли на выполненные операции. При этом значительная часть прироста затрат по проекту будет приходиться на прибыль взаимосвязанных с иностранным учредителем компаний, т. е. останется внутри самой материнской компании в

виде дополнительной прибыли. С другой стороны, этот прирост прибыли для взаимосвязанных компаний будет выведен из-под российского налогообложения, поскольку будет являться для СП приростом затратной сметы. Таким образом, внутренняя норма рентабельности по проекту (IRR) может остаться невысокой при том, что ученые (бухгалтерские) показатели рентабельности на уровне материнской фирмы (ROCE/ROSE) повысятся. Поэтому сейчас осуществляется переход к тем традиционным в мировой практике формам (лицензионных) соглашений между принимающей стороной и инвестором, которые прошли проверку временем (история нефтяных соглашений насчитывает около 100 лет) и именно поэтому продолжают находить широкое применение в мировом нефтяном бизнесе.

В соответствии с произошедшими в российском законодательстве изменениями должна подвергнуться трансформации имевшая место в недавнем прошлом практика заключения двусторонних договоров между российским и иностранным хозяйствующими субъектами (А на рис. 1). На смену ей должна прийти схема

взаимодействия трех самостоятельных юридических лиц, взаимоотношения между которыми регулируются не одним, а двумя договорно-правовыми документами (Б на рис. 1):

1) в случае "добывающего" СП:

договором между двумя или более российским(ми) и иностранным(ми) хозяйствующими субъектами об организации группы инвесторов в виде СП или иной форме,

лицензионным соглашением или договором между группой инвесторов и принимающей страной (собственником недр), построенным на основе одной из общераспространенных в мировой практике форм производственных соглашений в нефтяной промышленности;

2) в случае "сервисного" СП:

соглашением о подрядных работах между российским и иностранным хозяйствующим субъектами (где иностранная компания выступает в качестве субподрядчика по отношению к

российскому объединению — держателю лицензии),

лицензионным соглашением, как указано выше.

Таким образом, во втором случае схема работы "сервисного" СП трансформируется в обычную схему подрядного соглашения, при которой вместо создания СП с получением учредителями оговоренных долей дополнительно добытой нефти в течение всего срока существования СП (т. е. вместо получения долгосрочной ренты) иностранная фирма приглашается для выполнения специализированных работ в рамках сервисного контракта с оплатой предоставленных ею услуг по фиксированным ставкам в денежной форме (разовые платежи) и с передачей всей добытой нефти в распоряжение российского объединения, которое в свою очередь выплачивает — на основании лицензионного соглашения — необходимую совокупность налогов собственнику недр.

УПРАВЛЕНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ

УДК 662.6/.8:65.012.3

ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ РЕОРГАНИЗАЦИИ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ, ДЕМОНОПОЛИЗАЦИИ И РАЗГОСУДАРСТВЛЕНИЯ ТЭК

М. Х. Газеев

(Ассоциация "Развитие энергетики России")

Реорганизация управления топливно-энергетическим комплексом

В настоящее время управление ТЭК осуществляется в условиях отсутствия единой общеэкономической политики. Также нет ясного представления об эффективной и рациональной структуре организации ТЭК в условиях рыночной экономики. ТЭК запаздывает в темпах адаптации к условиям рыночной экономики. Вместе с тем необходимо подчеркнуть, что подсистемы ТЭК не смогут легко, естественным путем и самостоятельно приспособиться к реальностям экономики, развитие которой определяется рыночной конкуренцией. Сравнительно безболезненный и полный переход ТЭК к эффективному функционированию в условиях рынка может быть обеспечен лишь при активном воздействии

правительства. Роль государственных органов управления заключается в формировании нормативно-регулирующих рамок для решения двух основных задач. Первая сводится к укреплению и стимулированию конкуренции и проведению активной антимонопольной политики, вторая — к соответствующему регулированию естественных технологических монополий, действие которых не может быть устранено, особенно в ближайшей перспективе.

Учитывая сложность энергетического комплекса, необходимо отметить, что система регулирования организационных структур не может быть простой и единообразной. Общей и первоочередной задачей в реорганизации структуры управления и регулирования в ТЭК является формирование экономико-правовой среды, защищающей интересы потребителей, т. е. необходимость