

Шестой ИННОВАЦИОННЫЙ кластер

Такую роль в российской экономике могут сыграть нефть и газ



Андрей
КОНОПЛЯНИК,
доктор экономиче-
ских наук, профес-
сор, директор по
регулированию
энергетических
рынков,
руководитель про-
екта Фонда «Ин-
ститут энергетики
и финансов»,

профессор кафедры «Международный
нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа
им. И. М. Губкина

В первой части данной статьи было проанализировано, каким образом руководство современной России представляет пути модернизационно-инновационного переустройства экономики страны. Был сделан вывод о том, что рисуемая им картина лишена даже упоминания о важнейшем элементе сегодняшнего благосостояния государства – нефти и газе. Кроме того, рассматривались два пути внедрения инноваций (вне ТЭК и вместе с ним), мультипликативные эффекты НГК, два способа генерирования инноваций (отгалкиваясь от спроса на них или от их предложения) и пять их основных эффектов (технологические прорывы, масштаб, удобрения, повторения и мультипликативный). В завершающей части статьи будет продолжен анализ возможных вариантов и особенностей инновационного развития отечественной экономики с учётом инновационно-прорывных отраслей НГК, а также даны предложения по обеспечению максимальной эффективности инвестиционных проектов в НГК.



Два типа НТП

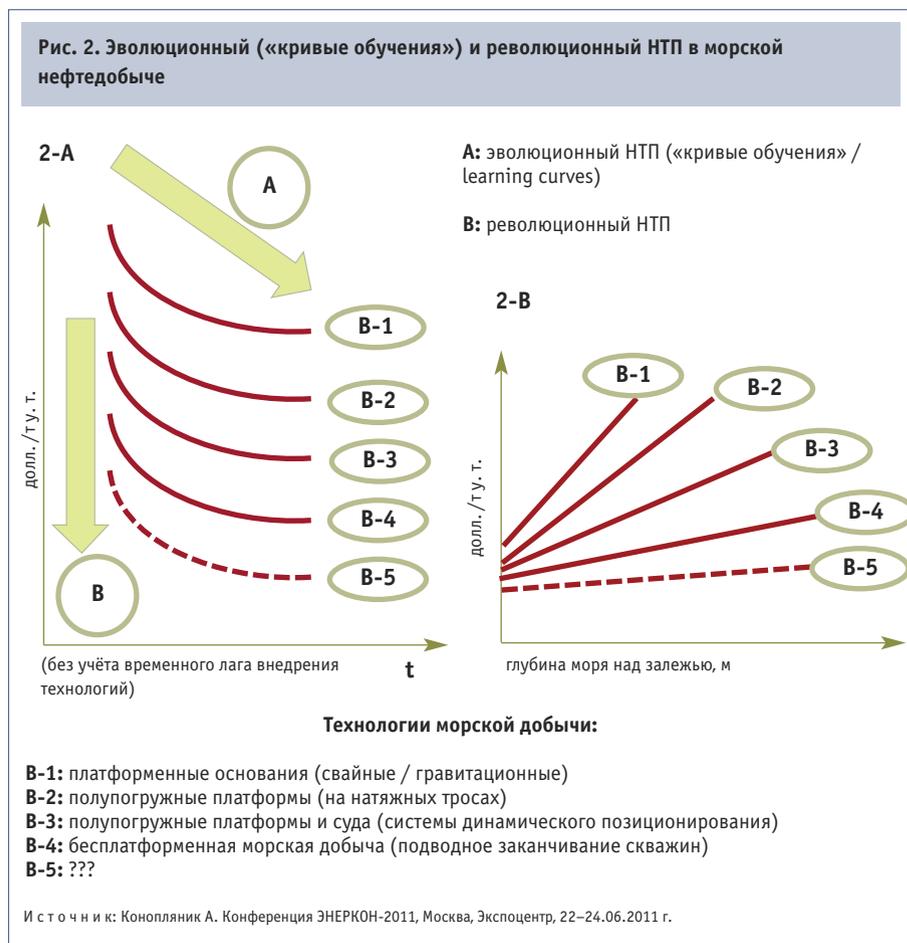
Следует различать два типа НТП: эволюционный (постепенные усовершенствования существующих технологий, описывается гиперболой с затуханием эффекта дальнейшего их усложнения для каждой такой технологии с течением времени) и революционный (прорывы на отдельных направлениях, каждый из которых формирует на более низком по сравнению с предыдущим уровне очередную гиперболу эволюционного снижения издержек). Именно второй тип НТП, обеспечивающий технологические прорывы, обычно считают инновационным.

В качестве примера можно выделить несколько последовательных основных технологических прорывов в морской нефтедобыче, нацеленных на уменьшение материалоёмкости, а значит, капиталоемкости освоения морских месторождений (см. рис. 2-А):

- свайные и/или гравитационные платформенные основания (кривая В-1);
- полупогружные платформы на натяжных тросах (В-2);
- полупогружные платформы и суда с системами динамического позиционирования (В-3);
- бесплатформенная морская добыча с системами подводного заканчивания скважин (В-4).

Каждая из этих технологий (см. рис. 2-В) делала всё менее и менее пологой зависимость стоимости освоения морских месторождений от глубины воды над залежью. Это заметно снижало издержки разработки шельфовых ресурсов и позволяло вовлекать в хозяйственный оборот запасы нефти и газа, расположенные в недрах всё более и более глубоководных участков Мирового океана.

Понятно, что каждый из таких прорывов мог быть осуществлён только на тех временных этапах экономического развития, когда к этому оказывались подготовленными смежные отрасли. Так, переход от физической фиксации морских объектов к дну (предельно жёсткой в случае платформенных оснований и менее жёсткой при использовании полупогружных оснований на натяжных тросах) к динамическому позиционированию стал возможен только после внедрения спутниковых систем навигации и IT-технологий, обеспечивающих «бесконтактную» привязку судна/платформы к заданной точке (устью скважины) путём постоянного маневрирования над ней. Понятно, что многие при-



меняемые в морской нефтегазодобыче технологические решения поначалу разрабатывались для военных отраслей, а потом конверсировались для мирного использования в нефтегазовом комплексе (вышеупомянутый «эффект удобрения»). Это относится и к системам спутниковой навигации и, например, к газовым турбинам, вырабатывающим электроэнергию на морских платформах. Наилучшим образом оказались подготовлены для доработки с целью размещения на морских нефтяных платформах авиационные двигатели с военных истребителей, сочетающие в себе качества, столь необходимые на ограниченных по площади объектах, – высокую мощность при относительно малых размерах.

Какая технология займёт место В-5 на рис. 2, сегодня сказать трудно, но я уверен, что прогресс не остановить и в какой-то момент времени будут созданы и реализованы технологические решения, которые полностью разорвут зависимость между издержками освоения морских месторождений и глубиной воды над залежью.

Представление автора о зависимости между двумя типами направлений НТП и усреднённой динамикой издержек разведки и добычи углеводородов в мире представлено на рис. 3. Эта закономерность в общем виде, по мнению автора, справедлива и в отношении основных нефтегазовых регионов. После перелома динамики среднемировых издержек с понижательной на повышательную на рубеже 1960–1970-х годов дальнейшее удорожание добычи углеводородов (как общая тенденция) происходит под воздействием сочетания на конкретном временном этапе эволюционного и революционного НТП в тех или иных областях применения ключевых технологических решений в их противоборстве с постоянно действующим в сторону повышения издержек природным фактором¹. При этом эволюционный НТП лишь замедляет рост предельных издержек разведки и добычи, нивелируя негативное влияние природного фактора. Революционный же НТП может его пре-

¹ Более подробно об этом см. серию работ автора в «Нефти России» за 2000–2001 гг.

Рис. 3. Влияние эволюционного и революционного НТП на динамику издержек разведки и добычи на этапе роста предельных издержек (после рубежа 1960–1970-х гг.)



Источники: Конопляник А. Конференция ЭНЕРКОН-2011, Москва, Экспоцентр, 22–24.06.2011 г.

одолевать (перевешивать) и вести не только к замедлению роста, но и к временному снижению предельных и средних издержек, пока постоянное негативное воздействие природного фактора не перевесит его затухающий эффект в рамках данного технологического прорыва. Поэтому освоение арктического шельфа, с которым связаны основные перспективы нефтегазоносности новых районов страны, возможно только на основе массивного применения инноваций, могущих (и должных) преодолеть максимально негативное в этих районах влияние природного фактора.

НТП и роль государства

И здесь ключевой является роль государства, которая становится особо наглядной, если преобразовать рисунок 2-А с учётом фактора времени. Автор разделяет точку зрения², что функции органов власти должны сводиться преимущественно к формированию эффективных

«правил игры», а не к прямому хозяйственному участию в освоении ресурсов. В руках государства имеется два мощных инструмента по стимулированию применения достижений НТП субъектами предпринимательской деятельности (в основном негосударственными компаниями). Во-первых, государственное финансирование фундаментальных НИОКР и создание экономических импульсов к их внедрению³. Во-вторых, формирование стимулов для повышения конкурентоспособности, причём не только инвестиционных проектов по разработке труднодоступных месторождений нефти и газа, коммерческая эксплуатация которых без инноваций просто невозможна (как в Арктике), но и проектов по коммерческому внедрению этих инноваций, то есть созданию соответствующих производств в обрабатывающих отраслях. В первом случае кривая сни-

жения издержек, соответствующая тому или иному технологическому прорыву, будет сдвигаться влево, обеспечивая опережающее начало разработки и применения новых технологий. Таким образом, станет происходить опережающий запуск новой «кривой обучения». Во втором – вся эта кривая будет сдвигаться вниз, знаменуя повышение конкурентоспособности соответствующих инвестпроектов (см. рис. 4).

Иначе говоря, речь идёт о создании в стране благоприятного инвестиционного климата, который даёт эффект для реализации инвестпроектов, аналогичный влиянию роста цен, понижая (при прочих равных условиях) порог рентабельности для реализации таких проектов. При этом формирование и поддержание национального инвестиционного климата, адекватного мировой экономической конъюнктуре (ибо мы живём в эпоху глобализации и в открытой экономике), находится в руках суверенного государства, а динамика цен на нефть и газ – нет. Мировая цена «чёрного золота», к которой привязаны внутренние российские цены, формируется на рынке «бумажной нефти» глобальными нефтяными спекулянтами⁴. Экспортная контрактная цена российского газа определяется на рынке «физического сырья», но в привязке к ценам на нефтепродукты в Европе, повторяющим динамику мировых нефтяных котировок⁵. Возможности же влияния России – как государства, так и её компаний – на уровень мировых цен на нефть находятся,

⁴ См.: Конопляник А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «чёрного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

Эволюция механизмов ценообразования на мировом рынке нефти: проблемы и риски движения от рынка физической к рынку бумажной энергии // Выступление с обзорным докладом на Пленарном заседании 3 «Новые явления на мировом рынке нефти. Инвестиции в нефтегазовом секторе». // Первый Российский Нефтяной Конгресс. Москва, Центр Международной Торговли. 14–16 марта 2011 г.; Он же. “Energy markets, financial & monetary systems.” – Presentation at the workshop organized by Norwegian Centre for Strategic Studies (SEFOSS), Norway, Narvik, 24 June 2011.; Он же. Современный мировой рынок нефти: нефтяные спекулянты правят бал // Выступление на научно-практической конференции «Нефть как особый класс активов – современные тенденции и риски», проводимой «Газпромбанк» (ОАО) совместно с Институтом мировой экономики и международных отношений (ИМЭМО) РАН. Москва, «Газпромбанк» (ОАО). 13 декабря 2011 г. (см. www.konoplyanik.ru)

⁵ Конопляник А. Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования: ИНП РАН / Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». 99-е заседание. 25 марта 2009 г. – Москва: Изд-во ИНП РАН. 2010 г. 102 с.

² См., например: Нефтегазовый сектор, институциональная система требует «перезагрузки» / Под ред. В. А. Крюкова. – М.: ИАЦ «Энергия», 2009; Кротова М. В., Дубинин Б. Л. Условия для формирования модели инновационного развития нефтяной отрасли России // В кн.: Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН / Гл. ред. А. Г. Коровкин. – М.: МАКС Пресс, 2011. С. 44–66.

³ В докладе Энергетической ассоциации США от 24.01.2012 г. отмечается: «Между прочим, именно бюджетное финансирование НИОКР, осуществлявшееся в течение 30 лет, помогло развитию технологий извлечения сланцевого газа; это напоминает нам о важнейшей роли, которую играет государственная поддержка, столь необходимая для помощи бизнесу в материализации новых энергетических идей». [(Friedmann Dr. S. J. Chief Energy Technologist. The future (and promise) of fracking technology. Washington: US Energy Association. 26.01.2012. LLNL-PRES-518634)].

на мой взгляд, в пределах статистической погрешности.

Жизненно необходимым условием реализации любого инвестпроекта, особенно долгосрочного и капиталоемкого (а именно такими будут арктические проекты на основе существующих и обзримых технологических решений⁶), является успешное прохождение инвестиционного максимума, то есть начальной фазы его осуществления, когда накапливаемые кумулятивным итогом капиталовложения ещё не получают адекватной отдачи, поскольку добыча в рамках проекта, обременённого связанной с ним инфраструктурой, либо пока не началась, либо не вышла на стабильно высокие уровни.

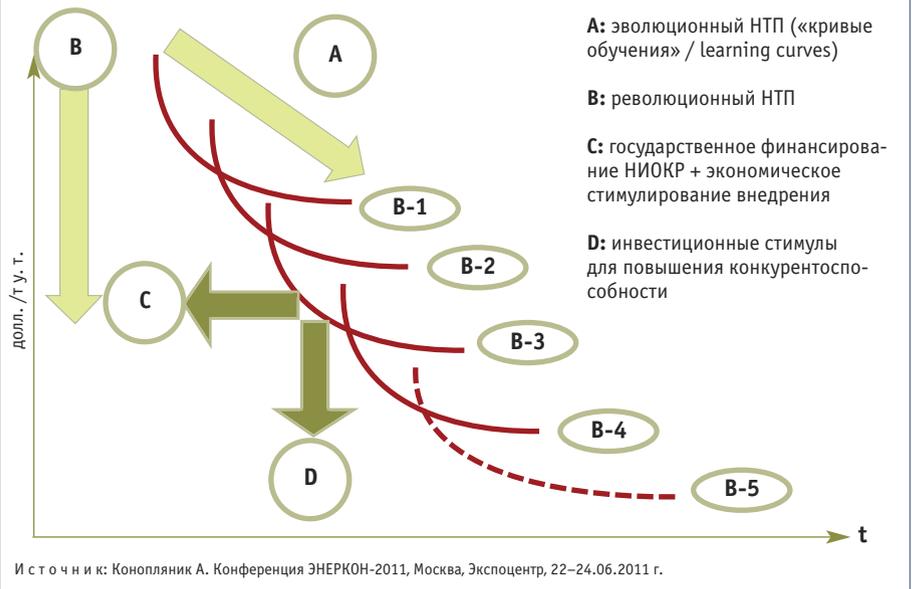
Вот здесь как раз и должно включиться государство, создавая дополнительные инвестиционные стимулы, вводя гибкие инвестиционные режимы, осуществляя эффективную налоговую политику. Оно должно отказаться от части прямой (зачастую запретительной) налоговой нагрузки на инвестора на самой тяжёлой, самой капиталоемкой стадии запуска проекта, когда ещё не началось генерирование не только чистой, но даже и валовой прибыли, когда ещё не происходит возврата инвестиций. Это не означает, что государство что-то теряет, что возникают некие «выпадающие» доходы, которые так любят считать наши фискальные органы, оценивая именно в таких терминах предложения по формированию благоприятного и дифференцированного применительно к проектам разных категорий (об этом – ниже) инвестиционного климата в стране. По моему разумению, цель государства – обеспечить себе максимальную совокупность всех категорий доходов от инвестпроекта, то есть прямых, косвенных и мультипликативных⁷. В своё время, разрабатывая законодательство о СРП, мы с коллегами показывали и доказывали⁸, что при таком подходе меняется экономика многих проектов. И те из них, что сегодня нерентабельны в условиях фискально-ориентированного инвестиционного климата, становятся рентабельными в рамках альтернативных инвестрежимов.

⁶ См., например: Бондаренко Л. А., Аполонский А. О., Цуневский А. Я. Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения. М.: ИАЦ «Энергия», 2009.

⁷ См., например: Конопляник А. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СРП, концессии) и их последствия для инвесторов. – М.: «Олита», 2002.

⁸ См., в частности, соответствующие публикации автора на его сайте www.konoplyanik.ru

Рис. 4. Революционный и эволюционный НТП: роль государства



ФИНАНСИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ КЛАСТЕРОВ

Раньше, в период противостояния двух мировых общественно-политических систем, освоение шельфа шло путём реализации преимущественно «эффекта удобрения», то есть за счёт использования наукоёмких технологий ВПК для мирного освоения нефтегазовых богатств Мирового океана⁹. Иными словами, ресурсные отрасли выступали в качестве вторичного потребителя технологий двойного назначения. Первичным же потребителем был именно ВПК, что предопределяло преимущественно бюджетный характер финансирования соответствующих разработок на Западе и исключительно бюджетный – в СССР.

Сегодня освоение шельфа может выступать как самостоятельный генератор первичного спроса на инновационные решения, опираясь на устойчивый спрос на углеводороды на внутреннем и внешнем рынках. Более того, ресурсные отрасли сами смогут стать поставщиками наукоёмких технологий для других гражданских секторов. Отталкиваясь от устойчивого платёжеспособного спроса на нефть и газ арктического шельфа, они могут прибегнуть к источникам «проектного (долгового) финансирования» и одновременно являться постоянными потребителями конку-

рентоспособной продукции смежных отраслей.

То есть бюджетное финансирование перестает быть, как в случае с ВПК, источником – тем более единственным – привлечения финансовых средств для модернизации НГК. Но это означает, что и с данной точки зрения ключевым элементом модернизации становится эффективный инвестиционный климат, стимулирующий прямые капиталовложения в российское недропользование, обеспечивающий его трансформацию от «удобства мытаря» к «удобству производителя».

ИНВЕСТКЛИМАТ ДЛЯ ИННОВАЦИЙ

С моей точки зрения, эффективный инвестклимат в природно-ресурсных отраслях (в том числе для инноваций) может быть сформирован в рамках системы множественности инвестиционных режимов недропользования¹⁰. Месторождения в такой огромной стране, как Россия, существенно различаются по своим природным условиям, а значит – по условиям формирования ресурсной (горной) ренты. Государство-собственник недр заинтересовано в получении максимальной горной ренты от освоения своих невозобновляемых природных ресурсов. Наихудший для этого вариант – установление единой

⁹ См., в частности, вышеприведённый пример с использованием авиационных двигателей в качестве газовых турбин для выработки электроэнергии на морских платформах.

¹⁰ Автор в течение последних 20 лет последовательно формирует и обосновывает эту (свою) точку зрения, которая представлена в его многочисленных работах на данную тему (см. www.konoplyanik.ru).

Рис. 5. Матрица инвестиционных режимов для российского недропользования (в координатах «правовая стабильность – налоговая благоприятность»)

		Правовая система	
		Административная (публично-правовая)	Гражданско-правовая
Налоговый режим	Общий (универсальный)	Лицензионный режим	Концессионный режим
	Специальный (индивидуализированный)	Лицензионный режим с изъятиями (дифференцированный лицензионный режим)	Режим соглашений о разделе продукции (СРП)

Источники: Конопляник А. Конференция ЭНЕРКОН-2011, Москва, Экспоцентр, 22–24.06.2011 г.

в НГК концессионный режим (закон о концессиях 2006 г. исключает его применение в недропользовании).

Сравнительные преимущества и/или недостатки режимов представлены на рис. 6.

Гражданско-правовые режимы (СРП и концессии) обеспечивают столь необходимую инвестору правовую стабильность на весь срок реализации соглашения. Особенно она нужна при освоении месторождений, расположенных в экстремальных условиях, и для проектов, характеризующихся продолжительными сроками и повышенной капиталоемкостью. При этом единственный режим, который может гарантировать оптимальное распределение ресурсной (горной) ренты меж-

ставки налогообложения с плоской шкалой, то есть сегодняшний НДС¹¹. Это признано многими специалистами. Так, В. А. Крюков со товарищи справедливо пишет: «Плоское налогообложение (по плоской шкале НДС, привязанного к мировым ценам на нефть) ведёт к селективной отработке лучших запасов и резкому ограничению инвестиционных возможностей компаний, обрабатывающих средне- и низкорентабельные запасы»¹².

Множественность инвестиционных режимов позволит обеспечить определённую гибкость, учитывающую индивидуальные особенности реальных проектов. В 1990-е годы эта концепция была активно востребована, и в середине десятилетия автор с коллегами готовил законодательство о СРП (вступило в силу) и о недропользовательских концессиях (соответствующий законопроект не прошёл первого чтения в Госдуме в 1995 г.). Последний раз данная идея была востребована на рубеже веков при подготовке Минэнерго для правительства «Основных концептуальных положений развития нефтегазового комплекса России». Я вёл активную работу над этим документом совместно с А. А. Арбатовым и рядом других специалистов¹³. Однако потом возобладал подход М. Б. Ходорковского, который в рамках подго-

Рис. 6. Сравнительные экономические преимущества (недостатки) инвестиционных режимов недропользования

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РЕЖИМ	ХАРАКТЕРИСТИКИ ИНВЕСТИЦИОННОГО РЕЖИМА В ТЕЧЕНИЕ СРОКА ЖИЗНИ ПРОЕКТА	
	НАЛОГОВАЯ НАГРУЗКА	ПРАВОВАЯ СТАБИЛЬНОСТЬ
ЛИЦЕНЗИОННЫЙ	НЕОПТИМАЛЬНАЯ (ВЫСОКАЯ), ЗАДАННАЯ	НЕТ
ЛИЦЕНЗИОННЫЙ РЕЖИМ С ИЗЪЯТИЯМИ (ДИФФ. ЛИЦЕНЗИОННЫЙ РЕЖИМ)	НЕОПТИМАЛЬНАЯ (ПОНИЖЕННАЯ), ЗАДАННАЯ	НЕТ
КОНЦЕССИОННЫЙ	НЕОПТИМАЛЬНАЯ (ВЫСОКАЯ), ЗАДАННАЯ	ДА
СРП	ОПТИМАЛЬНАЯ, ПЕРЕГОВОРНАЯ	ДА

Источники: Конопляник А. Лекции РГУНиГ, магистры, 09.2011 05.2012.

товки налоговой реформы 2003 г. явился инициатором введения НДС с плоской шкалой, назвав этот режим в противовес СРП «национальной налоговой системой», «национальным инвестиционным режимом».

Система множественности недропользовательских инвестрежимов видится мне сегодня в виде их матрицы в координатах «правовая стабильность» и «налоговая благоприятность» (см. рис. 5). При этом данная матрица включает как существующие сейчас в стране режимы недропользования – лицензионный (повсеместно применяется), лицензионный с изъятиями (действует или действовал в отдельных регионах¹⁴) и СРП (фактически не используется, за исключением трёх проектов), – так и отсутствующий

ду государством-собственником недр и инвестором-недропользователем, – это СРП. В ходе переговоров сторон вырабатывается механизм скользящей шкалы распределения прибыльной нефти в зависимости от рентабельности проекта.

¹⁴ Известный специалистам «татарстанский эксперимент» по уменьшению налогового бремени на проекты разработки месторождений на последних стадиях эксплуатации за счёт региональной части налогов, в том числе налога на прибыль, в результате чего резко расширилась налогооблагаемая база (за счёт продления рентабельного срока разработки), появилась дополнительная занятость и дополнительный спрос на товары и услуги производственного и непромышленного назначения, то есть дополнительно заработал производственный цикл прямых, косвенных и мультипликативных эффектов от проекта за счёт продления срока его рентабельной реализации.

¹¹ См., например: Конопляник А. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СРП, концессии) и их последствия для инвесторов. – М.: «Олита», 2002.

¹² Нефтегазовый сектор, институциональная система требуют «перезагрузки» / Под ред. В. А. Крюкова. – М.: ИАЦ «Энергия», 2009. С. 46.

¹³ Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса России // Нефтегазовая вертикаль. 2000. № 1 (специальный выпуск).

Инвестрежимы для НГК

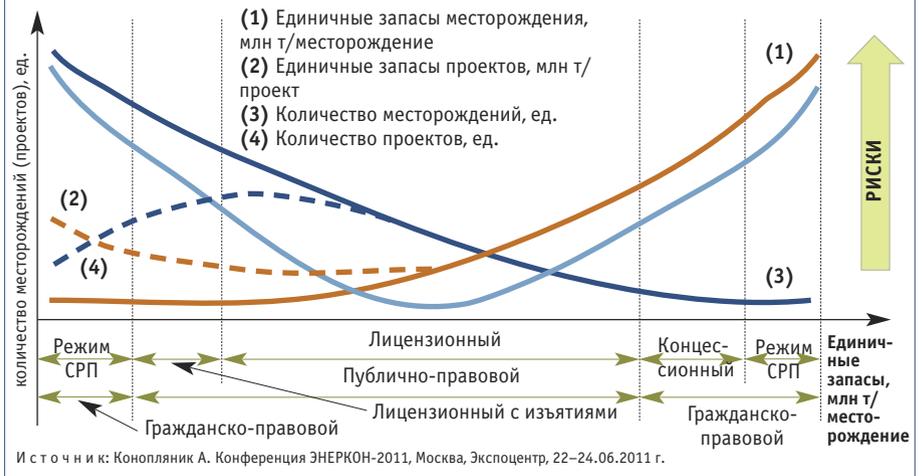
Если расположить все месторождения на шкале абсцисс по мере роста их единичных запасов (слева направо), то их число будет резко уменьшаться по мере увеличения запасов. Однако если установить возможность объединения в один проект (для снижения порога рентабельности) нескольких мелких месторождений, то кривая на её начальном отрезке приобретёт вид выпуклой параболы вершиной вверх (число проектов, состоящих из нескольких мелких месторождений, станет существенно меньше общего числа мелких месторождений), а единичные запасы (в расчёте на проект) в зоне мелких месторождений, наоборот, возрастут.

Кривая рисков освоения будет иметь вид направленной вершиной вниз параболы, то есть наивысшие риски – у разработок месторождений, расположенных по краям спектра (см. рис. 7). При этом в зоне крупных единичных запасов один проект может соответствовать одному месторождению, а в зоне мелких – нескольким.

Именно поэтому в предлагаемой диаграмме гражданско-правовые режимы, обеспечивающие наибольшую стабильность для инвестора (СРП и концессии), находятся по краям спектра, а административно-правовые (лицензионный, в том числе с изъятиями) – в средней зоне, где происходит компенсация неэффективности режима за счёт простоты его применения. Очевидно, что освоение Арктики попадает в зону использования режима СРП.

Как могла бы работать схема множественности недропользовательских инвестрежимов? Я являюсь противником исключительно аукционной системы доступа к российским недрам и полагаю, что при выставлении участков недр на торги целью государства должно быть не стремление получить максимальный разовый платёж за доступ к недрам, а желание обеспечить максимальные дисконтированные доходы (прямые, косвенные и мультипликативные) за полный срок разработки месторождения. «Фискальная ориентация при проведении конкурсов и аукционов ведёт к тому, – пишет В. А. Крюков, – что средства, уплачиваемые недропользователями в качестве бонусов, реально изымаются

Рис. 7. Возможные варианты применения инвестиционных режимов недропользования

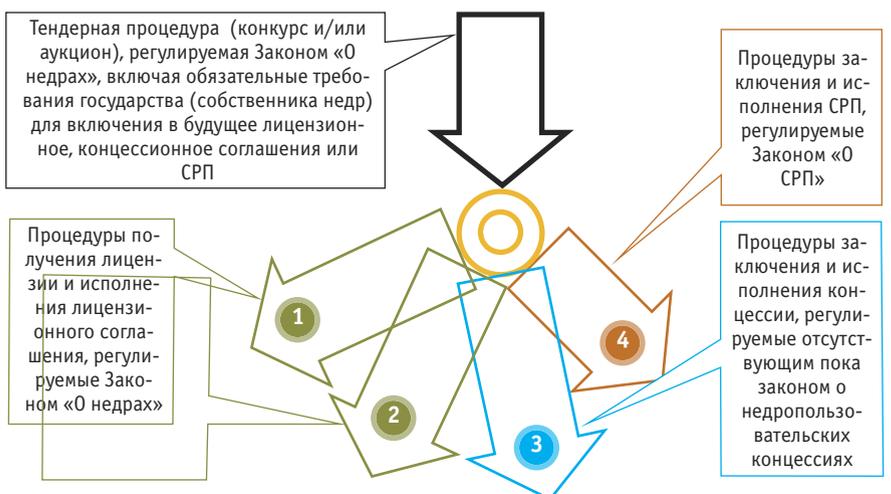


из инвестиционного процесса и ослабляют инвестиционный потенциал на геологоразведочном этапе»¹⁵.

На мой взгляд, в рамках системы множественности инвестрежимов недропользования государство должно выставлять на конкурс (а не на аукцион) участки недр с высокой степенью геологической изученности, подготовленные за счёт профинансированных из казны геологоразведочных работ. Это даст возможность собственнику недр более определённо представлять величину ресурсной (горной) ренты, на получение которой он может рассчитывать в ходе последующего освоения этих участков. Далее государство должно подготовить пакет модельных соглашений с потенциальным инвестором на базе всех суще-

ствующих (и законодательно закреплённых) недропользовательских режимов. В каждом модельном соглашении основным критерием, который остаётся предметом торга (состязательности сторон, претендующих на победу в конкурсе по тому или иному участку), должна быть та величина накопленных дисконтированных потоков – ресурсной (горной) ренты, – которая за полный срок разработки месторождения поступит в распоряжение государства. При этом потоки следует оценивать по полным, косвенным и мультипликативным эффектам. Понятно, что эта задача намного сложнее, чем установление относительно простой и (главное!) удобной для мытаря модели НДПИ с плоской шкалой налогообложения.

Рис. 8. Равноправные инвестиционные режимы в недропользовании (историческое предложение автора)



¹⁵ Нефтегазовый сектор, институциональная система требует «перезагрузки» / Под ред. В. А. Крюкова. – М.: ИАЦ «Энергия», 2009. С. 45–46.

Рис. 9. Возможная схема организации консорциумов для освоения арктического шельфа (в рамках концепции множественности инвестиционных режимов недропользования)



Источники: Конопляник А. Конференция ЭНЕРКОН-2011, Москва, Экспоцентр, 22–24.06.2011 г.

В предлагаемой мной модели право выбора режима недропользования принадлежит инвестору (см. рис. 8). Он сам оценивает риски своей работы по тому или иному режиму. Но, выбрав для себя предпочтительный вариант недропользования и став победителем конкурса именно с этим режимом, он теряет право на его смену. Инвестор обязан действовать в рамках оговоренной недропользовательской модели. Полагаю, что при прочих равных условиях при освоении Арктики они выберут режим СРП.

КАКИМ БЫТЬ КОНСОРЦИУМАМ?

Очевидно, что в условиях повышенных рисков, связанных с неблагоприятными природными условиями (особенно при освоении Арктики) и необходимостью ширококомасштабного применения новых технологий, инвесторы будут широко использовать консорциальные формы организации проектных компаний (предприятий специального назначения) для минимизации и распределения рисков. Какова может быть структура таких консорциумов в российских условиях в рамках системы множественности инвестиционных режимов недропользования?

В соответствии с российским законодательством, мажоритарную долю участия при работе на шельфе получают «Роснефть» и/или «Газпром». На долю любых других компаний остаётся право быть миноритарными акционерами. Практика показывает, что формирование консорциума происходит путём сведения воедино различных компетенций (цен-

ностей) его участников, призванных дополнять друг друга, обеспечивая синергетический эффект. Основной ценностью российских корпораций, безусловно, будет являться владение лицензией на право пользования недрами и их знания и умения в условиях отечественной экономики. Но у них пока нет опыта освоения таких экстремальных регионов, как глубоководная Арктика. Поэтому среди миноритарных участников консорциума появятся иностранные компании – носители технологий и опыта работы с ними. А в случае экспортной ориентации проекта придут компании, отвечающие за рынок сбыта, а также, учитывая высокую капиталоемкость проекта, – финансовые инвесторы, заинтересованные в долго-

срочном устойчивом поступлении финансовых доходов и не претендующие на вмешательство в управление освоением месторождения (см. рис. 9).

На мой взгляд, существующая сегодня концепция участия государственных структур в освоении шельфа в рамках контрольного пакета является избыточно затратным механизмом обеспечения государственных интересов. Для эффективного контроля властям достаточно иметь не 51%, и даже не 75%, но всего 25% + 1 акция, то есть блокирующий пакет. В этом случае государство (в лице подконтрольных ему структур) не сможет обеспечить гарантированного принятия нужного ему решения, не сможет навязать и другим акционерам принятия этого решения. Однако, имея блокпакет, оно всегда сможет гарантировать осуществление деятельности консорциума в пределах коридора приемлемых для собственника недр вариантов, но при вдвое меньшем бремени затрат. Полагаю, что в перспективе будет целесообразно вернуться к этому вопросу.

Тем не менее главным инструментом максимизации прямых, косвенных и мультипликативных эффектов от реализации инвестиционного проекта является выбор оптимального недропользовательского соглашения между консорциумом и государством из «меню», состоящего из четырёх режимов (см. рис. 9).

Изложенное, на мой взгляд, говорит о необходимости придания освоению месторождений нефти и газа в сложных природных условиях, включая разработку арктического шельфа, особенно глубоководного, статуса шестого инновационного кластера российской экономики. ■

Также читайте по теме на www.oilru.com:

- Нефть России: фантастические доходы и ужасающие проблемы
- И. Юргенс: Откат будет более тяжёлым, чем в 2000-м
- Эксперт: За 25 лет российская экономика может стать больше германской
- Учёные Скандинавии начали создание специальных субмарин для полного перемещения под воду нефтедобывающих комплексов в Арктике
- Учёные разрабатывают способ производства полимеров из возобновляемых ресурсов
- «Сколково» заинтересовано в сотрудничестве с учёными из Белоруссии в биомедицине, энергосберегающих и информационных технологиях