ЖУРНАЛ ПРАВОВОЙ И КОММЕРЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
НЕФТЬ ГАЗ ПРАВО
5`2003

Об особенностях налогообложения морских месторождений нефти и газа

П. Никитин, ООО «ВНИИГАЗ»
А. Никитин, Санкт-Петербургский государственный университет

В настоящее время вопросы выплаты налогов и платежей в значительной мере определяют возможности эффективной для инвесторов разработки месторождений нефти и газа. Особую актуальность данные вопросы приобретают для морских месторождений, которые находятся на грани рентабельности, и для них уровни налогов и платежей, а также вопросы их оптимизации зачастую определяют целесообразность освоения ресурсов.

В современных условиях при разведке и разработке месторождений нефти и газа российского континентального шельфа допустимо применение двух основных схем налогообложения — общепринятой и ориентированной на условия соглашений о разделе продукции. Каждая из этих схем имеет свои особенности как в составе учитываемых налогов и платежей, так и в способах их расчета.

В то же время существуют некоторые платежи, которые взимаются независимо от принятой схемы налогообложения. К числу таких платежей относятся регулярные платежи за право вести поиски и разведку морских месторождений нефти и газа. В настоящее время законодательно регламентируются только минимальная и максимальная ставки данных платежей. Соответственно, при поисках месторождений УВ на континентальном шельфе они составляют 50–150 руб. за 1 км^2, а при разведке 4000–16 000 руб.

Для определения конкретных размеров ставки за право проведения геолого-разведочных работ МПР РФ разработаны и утверждены Методические рекомендации по установлению геолого-географических критериев обоснования конкретных размеров ставок регулярных платежей за пользование недрами. Хотя в самих рекомендациях это не указывается, но, по-видимому, они предназначены для общепринятой системы налогообложения. Поскольку в Федеральном законе № 57-ФЗ оговаривается, что конкретные размеры регулярных платежей при выполнении соглашений о разделе продукции устанавливаются непосредственно соглашениями в приведенных выше рамках при использовании рекомендаций предполагается, что приведенные в них весовые значения различных факторов позволят дифференцировать размеры ставок. Однако даже первый взгляд на выделенные в рекомендациях факторы показывает, что большинство из них неприменимы к морским месторождениям нефти и газа. К их числу, например, относятся заболоченность участков и относительное превышение. Практически не учитывают специфики разработки месторождений УВ и приведенные горно-геологические и инженерно-геологические условия разработки месторождений. Неприменима для нефти и газа и предложенная система учета фактора риска. В то же время не это является главным недостатком предложенной методики. К числу ее основных недостатков следует отнести отсутствие в ней учета таких важнейших факторов, как богатство недр и достоверность их оценки.

Бесспорно, что плата за право проведения геолого-разведочных работ в высокоперспективном районе с доказанной нефтегазоносностью должна быть значительно выше, чем в низкоперспективном неразведанном районе. Для решения поставленной задачи могла бы использоваться экономическая оценка ресурсов нефти и газа районов континентального шель-

фа. Эта оценка синтезирует практически все природно-климатические, геологические, технологические и экономические факторы, определяющие эффективность разработки месторождений. Методика экономической оценки ресурсов нефти и газа российского континентального шельфа подробно изложена в статье Е.В. Захарова и П.Б. Никитина [1]. Величина экономической оценки позволит дифференцировать все рассматриваемые районы по ожидаемой эффективности освоения выявленных или прогнозируемых ресурсов и на этой основе построить шкалу платежей. Дополнительным фактором, который должен учитываться при экономической оценке, является фактор инвестиционного риска, связанный со степенью разведанности ресурсов района или объекта и учитывающий вероятностные характеристики оценки ресурсов, их технологических и стоимостных показателей. Методика расчета инвестиционного риска предложена Ю.П. Ампиловым [2]. Проведение экономической оценки по всем акваториям позволит объективно дифференцировать размеры платежей за право проведения морских геологоразведочных работ. В качестве инструмента для оперативного решения задач обоснования платежей можно рекомендовать схему экономического районирования акваторий, основанную на показателях удельной стоимостной оценки ресурсов различных морских районов. До создания рекомендуемой основы, по-видимому, придется пользоваться положениями Закона РФ №126-ФЗ, который предусматривал, что если конкретный уровень платежей не установлен, то он принимается равным максимальному размеру ставки.

В системе платежей за право пользования недрами особые роль и значение принадлежат разовым платежам.

Их особенность заключается в том, что, во-первых, основная часть разовых платежей выплачивается до начала добычи, т.е. непосредственно из кармана инвестора, а во-вторых, при реализации СРП этот вид платежей инвестору не компенсируется, ему только позволяется на величину данного платежа уменьшить налогооблагаемую величину прибыли [3].

В соответствии с Законом РФ от 8 августа 2001 г. №126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, а также некоторые другие акты законодательства Российской Федерации» разовые платежи связываются с наступлением определенных событий, оговоренных в лицензии.

Мировой и отечественный опыт налогообложения недропользователей показывает, что к числу подобных событий при освоении месторождений нефти и газа могут относиться получение лицензии, подписание соглашения о разделе продукции, коммерческое открытие месторождения, начало добычи, достижение определенных уровней добычи.

В настоящее время законодательно регламентируется только минимальная (стартовая) величина разового платежа; она должна составлять не менее 10% величины суммы налога на добычу полезных ископаемых в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающей организации. При этом окончательные размеры разовых платежей за пользование недрами устанавливаются по результатам конкурса или аукциона. В связи с последним положением для инвестора первоочередное значение приобретают вопросы обоснования предельно допустимых по экономическим соображениям величин разовых платежей, т.е. тех уровней бонусов, до которых допустимо доходить в ходе торгов за право приобретения лицензии.

После отмены дифференцированных платежей за право добычи и введения единого налога на добычу при действующей налоговой системе бонус остается практически единственным рентным платежом, т.е. платежом, источником которого служит сверхнормативный доход, получаемый в результате освоения объектов. Исходя из этого, максимально допустимая для инвестора суммарная величина бонусов ограничивается тем дополнительным доходом, который инвестор может получить при освоении месторождения сверх запланированного уровня эффективности инвестиций. С учетом фактора времени этот дополнительный доход практически соответствует чистому дисконтированному доходу, рассчитанному до выплаты бонусов при приемлемом для инвестора уровне норматива дисконтирования. На основании вышеизложенного формула для расчетов предельно допустимой величины бонусов может быть представлена в следующем виде:

$$\sum_{t=1}^{r} \frac{B_t}{(1+E)^{t-1}} = \sum_{t=1}^{r} \frac{(\ddot{A}_t * \ddot{O} - Snn_t - Knn_t - Kuu_t - Kcck_t - Km_t - O_t - N_t)}{(1+E)^{t-1}},$$

где
B_t — величина бонуса, выплачиваемого в t-ый год освоения месторождения;
E — норматив дисконтирования;
t — период оценки бонусов;
$Д_t$ — годовой уровень добычи;
Ц — цена продукции;
Snn_t — затраты на геологоразведочные работы в t-ом году;
Knn_t — капитальные вложения на строительство платформ t-ом году;
Kuu_t — капитальные вложения на создание инфраструктуры в t-ом году;
$Kcck_t$ — капитальные вложения на бурение скважин в t-ом году;
Km_t — капитальные вложения на создание транспортной системы в t-ом году;
O_t — эксплуатационные расходы в t-ом году.
N_t — величина налогов и платежей в t-ом году.

Для условий СРП вторым инструментом для извлечения рентного дохода служит доля прибыльной продукции государства, значения которой дополнительно вычитаются в приведенной выше формуле.

Величина предельно допустимых бонусов зависит от совокупного влияния целого ряда факторов. К основным из них относятся величина ресурсов, нефтегазогеологические и природно-климатические условия освоения месторождений, их местоположение относительно потребителей продукции, наличие транспортной и производственной инфраструктуры, экономические условия освоения ресурсов и конъюнктура рынка продукции. Небольшой предварительный анализ отечественного опыта выплат бонуса показывает, что в зависимости от перечисленных факторов величина бонуса может составлять от сотен тысяч до десятков миллионов долларов.

По поручению ООО «Газфлот» были определены предельные значения бонусов для двух перспективных для поисков газа объектов Тазовской губы. При этом, поскольку данная информация носит коммерческий характер, в статье рассматриваемые структуры условно называются «первая» и «вторая».

Для расчета значений максимального уровня бонуса была проведена многовариантная экономическая оценка ресурсов газа данных структур. При этой оценке предусматривалась разработка ресурсов Сеноманского, Альбского и Аптского комплексов. В соответствии с Программой поэтапного увеличения цен на природный газ, представленной «Газпромом» в ФЭК 27 июля 2001 г., уровень цен на газ (без НДС и затрат на магистральный транспорт до потребителей) для 2005 г. и последующей перспективы был принят в среднем равным 20,5 долл./1000 м^3. В качестве минимального уровня экономической эффективности инвестиций была принята норма дисконта, равная15%. При оценке рассмотрены варианты освоения по действующей налоговой системе (ДНС) и на условиях соглашений о разделе продукции (СРП).

В результате проведенных оценок было установлено, что при ориентации на ДНС разработка объектов не обеспечивает заданного уровня эффективности, поэтому приемлемый уровень бонуса не должен превышать стартового. Для первой — более крупной структуры он составляет порядка 8 млн долл., для второй — порядка 5 млн долл.

При ориентации на СРП величина бонуса во многом зависит от условий СРП. В случае если инвестору будут предоставлены благоприятные условия разработки ресурсов первой структуры и ему будет выделено 90% прибыльной продукции, приемлемый бонус оценивается в сумму свыше 300 млн долл. Однако, поскольку в этом случае доля дохода инвестора превышает долю дохода государства, более реальным представляется вариант выделения инвестору не более 50% прибыльной продукции, при котором доля инвестора в совокупном доходе не превысит $^1/_3$, а максимальная величина бонуса составит порядка 60 млн долл.

Вторая структура может эффективно для инвестора осваиваться только при условии, что инвестору будут предоставлены благоприятные условия разработки ресурсов и ему будет выделено 90% прибыльной продукции. В этом случае максимальная величина бонуса составит порядка 20 млн долл.

Таким образом, в результате предварительных расчетов было установлено, что в случае освоения рассматриваемых структур на условиях ДНС величина бонуса не должна превышать его стартовой величины. В случае применения СРП суммарная величина бонуса для первой структуры может быть повышена до 60 млн долл., для второй — до 20 млн долл.

Большое значение при разработке морских месторождений нефти и газа приобретают вопросы выплаты налога на добычу. Еще сравнительно недавно существовала дифференцированная ставка платежа за право добычи для углеводородов; она варьировалась в диапазоне от 6 до 16% в зависимости от условий освоения месторождений. Естественно, что для морских месторождений, расположенных в экстремальных природно-климатических условиях, обоснованно применялось минимальное значение ставки. В настоящее время всех уравняли введением единой ставки налога на добычу. При этом некоторое послабление было дано для соглашений о разделе продукции. Для них предусматривалось применение половинной ставки налога. Поэтому казалось, что поскольку морские месторождения, как правило, эффективны только при применении СРП, то для них сохраняются некоторые льготы. Однако уже в Законе РФ от 6 июня 2003 г. действие этой льготы было урезано периодом до достижения уровня коммерческой добычи.

Много вопросов вызывает применение положений о налоге на прибыль при освоении месторождений нефти и газа российского континентального шельфа. В соответствии с Законом РФ «О недрах» недра континентального шельфа полностью находятся в компетенции органов власти РФ, тем более что никаких морских границ между субъектами РФ в настоящее время не существует, и поэтому невозможно объективно определить, к какому из субъектов Федерации относится то или иное месторождение континентального шельфа. В этом случае представляется правомерным согласиться с предложениями А.И. Перчика, который считает, что в условиях российского континентального шельфа должна действовать только ставка федеральной части налога на прибыль [4]. В настоящее время эта ставка составляет 7,5%.

В исследованиях ВНИИГАЗа, посвященных экономическим проблемам освоения ресурсов газа и нефти континентального шельфа, постоянно большое внимание уделяется вопросам экономического окружения инвестиционных проектов разработки морских месторождений, среди которых приоритетную роль играют цены на продукцию, платежи и налоги. В данной статье рассмотрены лишь некоторые наиболее актуальные вопросы формирования фискальной системы при поисках, разведке и разработке морских месторождений, предложен ряд способов и путей для их решения.

Примечания

1. *Захаров Е.В., Никитин П.Б.* О методике геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа российского шельфа в современных условиях недропользования // Нефть, газ и бизнес. 2002. № 5. С.45–53.

2. *Ампилов Ю.П.* Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. М.: Геоинформмарк, 2002.

3. *Захаров Е.В., Никитин П.Б., Ампилов Ю.П.* Методология расчета предельных значений разовых платежей за право пользования недрами в условиях ограниченной информации. В сб. Тезисы докладов 3-й Международной конференции. Теория и практика геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов, оценка инвестиционной привлекательности объектов лицензирования. Спб., 2002. С. 29–31.

4. *Богданчиков С.М., Перчик А.И.* Соглашения о разделе продукции. М.: Нефть и газ,1999.