



ЭКОНОМИКА

ИРИНА АЛЕКСАНДРОВНА
ЛИМАН —

доцент кафедры международного бизнеса
и делового администрирования
факультета бизнеса ТГУ,
кандидат экономических наук

УДК 553.98.003.12 (47+57)

ПРОБЛЕМЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ

АННОТАЦИЯ. Низкая привлекательность отечественных нефтяных компаний как объектов инвестирования складывается во многом из-за недооценки их активов. В представленной работе автор проводит анализ и расчет активов российских нефтегазовых компаний широко известным в мировой практике оценки бизнеса методом дисконтированного потока наличности.

Low attractiveness of native oil companies as the objects for investment is due to underestimating of their assets. The method of discounted cash flow is well known in world practice of business assets, so the author of this article analyses and calculates assets of some Russian oil and gas companies using this method.

Одним из путей выхода нефтегазовой отрасли из кризиса является путь привлечения иностранных инвестиций. С одной стороны, Россия является привлекательным объектом для вложения средств в силу огромной ресурсной базы недр, не худших, по мировым стандартам, издержкам добычи углеводородов, высокой квалификации рабочей силы при достаточно низкой оплате труда. С другой — инвесторов отталкивает политическая нестабильность, запутанная и чрезмерно жесткая налоговая система, наличие правового вакуума в отношении государства к иностранному инвестору. Одной из самых важных проблем, стоящих на пути привлечения инвестиций в нефтегазовую отрасль, является недооценка активов российских нефтегазовых компаний. Именно этой проблеме посвящена данная работа.

Специфика нефтегазового комплекса заключается в прямой зависимости ценности предприятия от объемов запасов сырья, находящегося на его



балансе, которое это предприятие способно эффективно разрабатывать. Для получения сопоставимых результатов целесообразно воспользоваться применяемыми на Западе принципами и методами оценки имущества и, в частности, запасов полезных ископаемых, адаптировав их к российским условиям.

В рыночной экономике существует достаточно много различных методов оценки бизнеса, основные из которых группируются в рамках трех подходов: сравнительный подход («comparison approach»), подход с точки зрения «потока наличности» («cash flow approach»), подход с точки зрения активов («asset approach»).

Все эти подходы не исключают друг друга — между ними нетрудно установить связи, определяемые в значительной степени исходной информационной базой, целями и стадией проведения оценки (прединвестиционная, инвестиционная, эксплуатационная и др.), требуемой надежностью результатов и т. д.

На наш взгляд, из всех вышеприведенных методов наиболее приемлемым является метод дисконтированного потока наличности, как более всего отвечающий поставленной цели — обоснованному определению стоимости запасов нефти для привлечения средств, в частности, иностранных инвесторов. Помимо этого эффективность данного метода подтверждена в рамках теории проектного анализа и многочисленных конкретных проектных расчетов.

В настоящее время на практике достаточно широко этот метод используется некоторыми российскими нефтяными компаниями, примером может служить такая известная отечественная компания, как «ЛУКОЙЛ». Возможность применения метода «Discounted Cash Flow» определяется тем, что применительно к этой компании имеется вся необходимая информация, известны ее параметры и характеристики. Помимо этого указанный метод является наиболее корректным для решения данной задачи в современных российских условиях, характеризующихся неразвитостью рынка ценных бумаг, инфляцией, быстрым изменением хозяйственного законодательства и другими причинами, делающими малоприменимыми иные методы оценки стоимости запасов, такие как метод аналогий, оценка по балансовой стоимости и оценка по цене замещения активов. В то же время использование данного метода облегчается тем, что по сути процедура расчетов аналогична Методике народнохозяйственной оценки запасов, принятой в бывшем СССР и действующей и в настоящее время в России.

Итак, ценность запасов нефти месторождений определяется как капитализированная стоимость генерируемых ими чистых доходов от разработки месторождений. Показателями, определяющими ценностную характеристику запасов и служащими индикаторами при установлении цен на нефтяные участки, являются в этом случае следующие: дисконтированный поток денежных поступлений (DCF), внутренняя норма прибыли (IRR), срок окупаемости инвестиций (PP), рентабельность инвестиций (BCR).

Расчеты произведем для трех вариантов:

1. Вся нефть реализуется на внутреннем рынке по цене нефти на конец 1996 года и на допущении, что цена нефти будет расти пропорционально затратам на ее добычу. По данным информационного агентства «Кортес», цена западносибирской нефти в конце 1996 в среднем составляла $C_n = 79$ \$/тонну, так как $1 \text{ баррель} = 0,158988 \text{ м}^3$, плотность нефти месторождений в среднем была $0,8375 \text{ т/м}^3 \Rightarrow 1 \text{ тонна нефти} = 7,51 \text{ барреля} \Rightarrow$

$$C_n = 79 \text{ \$/тонну} = 10,5 \text{ \$/баррель}.$$



2. Вторым вариантом рассчитаем для условий реализации нефти по мировым ценам конца 1996, т. е. по экспортным ценам, при этом будем учитывать инфляцию на уровне 4% в год. По данным того же агентства «Кортес», цена российской нефти «Urals» (уральская смесь) на конец 1996 составляла в среднем 120 \$/тонну или 16 \$/баррель.

3. Третий вариант рассчитан так же, как и экспортный, но при условии реализации нефти по прогнозным ценам. Согласно источнику, годовой рост цен на нефть 5,2%, рост цен на оборудование — 3,5% в год. Все три варианта рассчитываем в условиях реализации, определенных на конец 1996 налоговым законодательством.

Исходными параметрами при оценке эффективности проектов являются:

- прогноз добычи нефти,
- оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат,
- условия финансирования,
- прогноз динамики цен на нефть,
- условия налогообложения.

1. Прогноз добычи нефти обычно рассчитывается специалистами на основе отраслевых методик.

2. В общем случае капитальные вложения и эксплуатационные затраты рассчитываются следующим образом:

$$\begin{aligned} Z_k &= Z_{kb} + Z_{kobnc} + Z_{kob} \\ Z_{эр} &= Z_{э} + Z_{э}^n + A + Нал [1], \text{ где} \end{aligned}$$

Z_k — капитальные вложения, $Z_{эр}$ — эксплуатационные затраты, Z_{kb} — капитальные вложения в бурение скважин, Z_{kobnc} — вложения, не входящие в сметы строек и оборудования, Z_{kob} — вложения в объекты нефтепромышленного строительства, $Z_{э}$ — условно-постоянные затраты, $Z_{э}^n$ — условно-переменные затраты, A — амортизация на реновацию, Нал — платежи и отчисления, входящие в расходы на добычу.

В нашем случае при оценке необходимых капиталовложений и эксплуатационных затрат учтем, что все затраты на создание инфраструктуры были сделаны ранее, так как рассматриваемые месторождения эксплуатируются уже в течение 10-22 лет. При этом Z_{kob} учтем как непредвиденные расходы на бурение и промысловые объекты в размере 20% от Z_{kb} плюс расходы на охрану окружающей среды, составляющие примерно 10% всех капитальных затрат. Таким образом, капитальные затраты будем определять по формуле:

$$Z_k = Z_{kb} \times 1,3,$$

Эксплуатационные затраты, как было показано выше, состоят из условно-постоянных затрат $Z_{э}$, условно-переменных $Z_{э}^n$, амортизации на реновацию и платежей и отчислений, входящих в расходы на добычу. В свою очередь, условно-постоянные затраты складываются из затрат на ремонт скважин и прочих основных средств $Z_{кпр}$, платы за установленную мощность $Z_{ум}$, заработной платы $Z_{зп}$, прочих затрат $Z_{пр}$, т. е.

$$Z_{э} = Z_{кпр} + Z_{ум} + Z_{зп} + Z_{пр}$$

Условно-переменные затраты складываются из $Z_{вм}$ — вспомогательные материалы, $Z_{топ}$ — топливо, $Z_{эд}$ — электроэнергия для добычи механизированным способом, $Z_{эг}$ — газ, $Z_{зав}$ — заводнение, $Z_{пг}$ — подготовка и транспортировка нефти и общепромысловые нужды.

Платежи и отчисления, входящие в расходы на добычу, складываются из нормы на воспроизводство сырьевых ресурсов $N_{вср}$, нормы платежей за право пользования ресурсами $N_{пп}$, платы за кредит $N_{кред}$ и других платежей (за воду, землю, пользование дорогами).



При оценке необходимых капиталовложений и эксплуатационных затрат по месторождениям используем данные о нормативах фактических затрат (в ценах конца 1993 года). Анализ плановых показателей по ряду нефтедобывающих объединений на 1996 г., а также публикуемые показатели государственной статистики позволяют заключить, что в результате инфляции цены с конца 1993 года увеличились в 11,8 раза, а по некоторым статьям и более.

При расчете текущих затрат учтем затраты на обслуживание не только вновь вводимых скважин, но всего фонда скважин, эксплуатируемых на каждом из месторождений. Для этого указанные выше нормативы затрат на обслуживание добывающих и нагнетательных скважин были увеличены в число раз, соответствующее превышению всего количества скважин над количеством вновь вводимых.

3. Условия финансирования.

Все варианты рассчитываем с учетом достаточности у компании собственных средств на реализацию проектов добычи. Поэтому нет необходимости рассматривать вопросы, связанные с определением величин заемных средств, способами и условиями получения и отдачи кредитных ресурсов. Ввиду этого выполняемые расчеты стоимости запасов можно считать оценкой "сверху", т. е. максимальными.

4. Прогноз динамики цен на нефть.

Экономические расчеты по первому и второму вариантам произведем в постоянных и текущих ценах. Под постоянными принимаем цены на конец 1996 г., принятые равными средней цене продажи нефти на внутреннем рынке России 420 т. р. /т (тысяч рублей за тонну) и мировой (экспортной) цене 120 \$/т. Под текущими ценами понимаются номинальные цены на товары и услуги в течение периода разработки. Текущие цены рассчитываются как постоянные, умноженные на индекс инфляции. В связи с тем, что одним из важнейших показателей анализа эффективности является суммарный чистый денежный поток, величина которого зависит от уровня инфляции, показатели эффективности рассчитаем с учетом инфляции в размере 4 % в год (при этом принимаем один уровень инфляции как для цены нефти, так и для стоимости материалов, услуг и оборудования, относимых на затраты по освоению месторождений). Такой уровень инфляции основан на величине индекса экспортных цен ООН и соответствует международному стандарту при выполнении проектных расчетов на длительную перспективу. Ставка дисконта — 10 %.

Третий вариант рассчитан исходя из текущих (прогнозных) цен на нефть по данным World Bank. Предполагается, что к 2000 г. цена составит 160 \$ / т, а к 2005 г. — 174 \$, т. е. возрастет по сравнению с 1996 г. в 1,45 раза. Рост цен на оборудование и металлопродукцию тем же источником предполагается примерно в 3-4 % в год. Индекс инфляции — до 3,5 % в год за тот же период. Дисконтирование результирующих показателей произведем по ставке 14,5% в третьем варианте. Ставка дисконтирования отражает уровень риска инвестора. В третьем варианте он выше, так как расчет производится по прогнозным ценам. Пересчет рублевых затрат в доллары и обратно будем производить по курсу доллара к рублю, сложившемуся на период проведения расчетов в декабре 1996 г. — 1 : 5580.

5. Условия налогообложения.

К условиям налогообложения предприятий, осуществляющих разработку нефтяных месторождений, отнесены следующие налоги, платежи и по-



шлины (их величины и методика расчета приняты на основании действующего законодательства):

1. Начальный (стартовый) платеж за право на добычу нефти, определяемый органами, выдающими лицензию по согласованию с Министерством экономики РФ. Минимальную величину этого платежа, составляющую 10 % от среднегодовой суммы регулярных платежей за право на добычу, учтем в исходных данных к расчетам затрат.

2. Платежи, учитываемые в себестоимости:

платежи за право пользования недрами — в расчетах примем среднюю ставку, равную 10% от стоимости реализованной товарной продукции, отчисления на восстановление материально-сырьевой базы — 10 % от реализации товарной продукции;

плата за землю (принимаем отчисления за аренду земли), составляющая 15 тыс. руб./т добытой нефти (средний показатель); плата за воду — 0,05% от цены реализации; налог на пользователей автомобильных дорог — 1,54% от реализации товарной продукции; налог с владельцев транспортных средств — тариф с лошадиной силы; налог на приобретение транспортных средств в % от стоимости автомашины; налог на реализацию ГСМ — в % от реализации ГСМ; транспортный налог — 1% от фонда оплаты труда (ФОТ); сбор на нужды образовательных учреждений — 4,5 % от цены реализации; отчисления на воспроизводство, охрану и защиту лесов — 0,02 % от цены реализации; подоходный налог — 2,2 % от цены реализации; отчисления в фонд занятости населения — 2 % от ФОТ; отчисления на социальное страхование — 5,4 % от ФОТ; отчисления на обязательное медицинское страхование — 3,6 % от ФОТ; фонд поддержки АПК — 3% от себестоимости.

3. Выплачиваемые прибыли:

налог на прибыль — 35% налогооблагаемой прибыли; налог на имущество — 2% от среднегодовой стоимости основных фондов предприятия; плата за загрязнение окружающей среды — 2000 руб/т добытой нефти.

4. Взимание сверх цены предприятия:

акцизный сбор — примем среднеотраслевой размер акциза 70 000 тыс. руб. за тонну; налог на добавленную стоимость (при реализации нефти на внешнем рынке этот налог не платится). Для первого варианта — 20 % от цены.

В итоге получаем следующую структуру цены на нефть при ее реализации на внутреннем рынке:

издержки — 44%; налоги и отчисления, учитываемые в себестоимости, — 30,2%; налоги, отнесенные на финансовые результаты, — 78%; налоги, уплачиваемые от реализации продукции, — 17,5%.

Основные зависимости, а также порядок расчета следующие:

1. Расчет ежегодной выручки для каждого из месторождений по каждому из вариантов при условии, что добытая за год нефть полностью реализуется в этом же году. Выручка за год определяется как:

$$R_t = V_{нt} \times P_t \text{ где}$$

t — рассматриваемый год; $V_{нt}$ — объем добытой за год нефти; P_t — цена ее реализации в t -м году.

2. Расчет чистой ежегодной выручки, т. е. выручки от реализации за вычетом всех платежей в бюджет и внебюджетные фонды: согласно приведенным выше данным, в распоряжении предприятия после уплаты всех налогов останется 44,5% от выручки. Таким образом, чистая выручка $NR_t = 0,445 \times R_t$.

3. Расчет ежегодных капитальных вложений и эксплуатируемых затрат:

$$Z_t = Z_{кt} + Z_{эp_t} \text{ где}$$

$Z_k = 1,33 \text{ кб}_t$ — капитальные вложения в t -м году, $Z_{\text{э}t} = Z_{\text{э}_t} + Z_{\text{э}_t}$ — эксплуатационные затраты, где $Z_{\text{э}_t}$ — условно-постоянные эксплуатационные затраты, $Z_{\text{э}_t}$ — условно-переменные эксплуатационные затраты. A^n и Нал не учитываем, т. к. амортизация на реновацию и налоговые платежи учтены при расчете чистой выручки.

4. Расчет чистого дисконтированного дохода (NPV):

В общем случае NPV рассчитывается так:

$$NPV = \sum CF_t / (1+k)^t - \sum I_t / (1+k)^t \quad [2]$$

Для нашего случая $CF_t = NR_t = 0,445R_t$,

$$I_t = Z_t = 1,33 \text{ кб}_t + Z_{\text{э}_t} + Z_{\text{э}_t}$$

k — норма дисконта, для 1-го и 2-го варианта $k = 0,1$, для 3-го $k = 0,145$;

n — срок разработки месторождения:

для 1-го месторождения $n = 23$, для 2-го месторождения $n = 19$, для 3-го месторождения $n = 20$, для 4-го месторождения $n = 14$.

При этом для первого года затраты не дисконтируем, чистую же выручку дисконтируем в связи с разницей во времени "вноса" затрат и получения выручки. Окончательно формула примет вид:

$$NPV = \sum 0,445R_t / (1+k)^t - Z_t - \sum Z_t / (1+k)^t \quad [2]$$

Проведя все необходимые расчеты, видим, что основными экономическими факторами, влияющими на эффективность рассмотренных проектов добычи нефти, являются: величина затрат, налоговые ставки, цена нефти, ставка дисконтирования, уровень инфляции. Следует отметить, что из перечисленных факторов только один регулируется непосредственно разработчиком проекта — это величина затрат. Налоговые ставки зависят от государственной политики в отношении нефтедобытчиков; цена нефти определяется соотношением спроса и предложения на мировом рынке; ставка дисконтирования и уровень инфляции зависят от экономико-правовой атмосферы внутреннего рынка.

Выводы по полученным результатам:

1. Проведенные методом "Discounted Cash Flow" расчеты реальной стоимости запасов нефти российских нефтяных компаний показали, что их реальная стоимость многократно выше, чем принимаемая иностранными инвесторами.

2. Достаточно значительный разброс значений стоимости запасов нефти по месторождениям свидетельствует о необходимости проведения надежных расчетов по каждому конкретному месторождению.

3. Полученные значения стоимости запасов российской нефти показывают, что величины ее того же порядка, что и для западных компаний, хотя и отличаются от расчетов по соответствующему регрессионному уравнению.

4. Представляется целесообразным осуществить оценку стоимости запасов нефти с помощью компьютерных программ, реализующих метод "Discounted Cash Flow" как удовлетворяющий требованиям точности, необходимой на прединвестиционной и последующих стадиях.

5. Выполненная с помощью "Discounted Cash Flow" оценка стоимости запасов может существенно повлиять на повышение курса акций российских нефтяных компаний.

6. Проектируемая добыча нефти на 1 и 3 месторождениях достаточно эффективна даже при продаже нефти на внутреннем рынке при заниженных ценах. Добыча нефти на 2 и 4 месторождениях, ввиду ее относительно высокой капиталоемкости, в этих условиях неприбыльна.

Стоимость запасов составит от 0,33 до 0,94 долл. /бар. При продаже всей добываемой нефти по мировым ценам 1996 г. добыча рентабельна на всех

рассмотренных месторождениях. Стоимость запасов при этом составляет от 2,53 до 9,25 долл. /бар.

ЛИТЕРАТУРА

1. Валдайцев С. В. Оценка бизнеса и инноваций. М.: Информ.-издат. дом «Филинь», 1997. 336 с.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. М.: Теринвест, 1994. 65 с.
3. Липсиц И. В., Косов В. В. Инвестиционный проект. М.: Изд-во «Бек», 1996. 304 с.

**СОФИЯ СУРЕНОВНА
ЖУКОВА —**

*проректор по финансовым
и социальным вопросам ТГУ,
доцент кафедры финансов,
денежного обращения и кредита
финансового факультета ТГУ,
кандидат экономических наук*

**ТАТЬЯНА НИКОЛАЕВНА
ЯКОВЛЕВА —**

*аспирант кафедры финансов,
денежного обращения и кредита
финансового факультета ТГУ*

УДК:330.322.16

КОНЦЕПЦИЯ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ИНВЕСТИРОВАНИЯ В РЕГИОНЕ С УЧАСТИЕМ БАНКОВСКИХ СРЕДСТВ

АННОТАЦИЯ. Целью организации системы инвестирования в регионе является объединение интересов и финансовых ресурсов банков, предприятий, частных инвесторов. Координация региональной инвестиционной деятельности при соответствующей поддержке органов власти и управления позволит решить проблему подготовки инвестиционных проектов и их реализации. Для активного включения банков в региональные инвестиционные процессы необходимо совершенствование действующей налогово-законодательных базы в регионе.

Investment system organizing in the region is aimed at the integration of interests and financial resources of banks, enterprises, private investors. Coordination of regional investment activity under corresponding support of administrative authorities and management will ensure both solution and implementation of investment projects. For active participation of the banks in regional investment processes it is necessary to improve actual tax and legislative grounds in the region.

В числе множества проблем — социально-экономических, финансовых, в совокупности составляющих сущность кризиса в экономике России, ключ-