

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Выгон Г.В., к.э.н.

Центральный экономико-математический институт РАН

ВВЕДЕНИЕ

В условиях рыночной экономики с теоретической и практической точек зрения важно иметь научно обоснованные методы оценки компаний. Многие традиционные подходы к оцениванию фундаментальной стоимости и инвестиционной привлекательности предприятий нефтяной отрасли становятся неприменимыми в силу их специфических особенностей.

Во-первых, основным активом нефтедобывающих компаний являются запасы нефти. Эти запасы подразделяются на категории по степени разведанности и освоенности. Кроме того, по мере эксплуатации на месторождениях наблюдается экспоненциальное падение уровня добычи.

Во-вторых, для цен на нефть характерна крайне высокая волатильность. Это приводит к тому, что менеджерам нефтяной компании становится труднее принимать инвестиционные решения, максимизирующие ее стоимость. Разработка методов оценки стоимости нефтяных компаний при наличии возможностей оптимального управления, а также с учетом структуры и естественного истощения запасов является крайне важной в практическом плане задачей.

При оценке сравнительной инвестиционной привлекательности нефтяных компаний важное значение имеет такой показатель как отношение рыночной капитализации к фундаментальной стоимости компании.

Расчет фундаментальной стоимости для каждой компании из достаточно большой группы становится довольно трудоемкой задачей, на практике не всегда осуществимой из-за неполноты информации.

Поэтому часто используют более простые отношения, в которых фундаментальная стоимость заменяется каким-то одним показателем, например чистой прибылью, объемом продаж и т.д. Поскольку реально стоимость компании определяется целым рядом таких показателей, каждое отношение в отдельности дает одностороннюю и неадекватную оценку инвестиционной привлекательности компании. В этой связи актуальной является задача построения интегрированного показателя, учитывающего несколько фундаментальных факторов одновременно.

В России в настоящее время не завершен процесс приватизации, происходит глобализация отрасли, активизация слияний и поглощений. В связи с этим возникают вопросы относительно реальной стоимости приобретаемых активов, адекватности рыночных обменных коэффициентов и оценки синергического эффекта от слияний. Если учитывать ту огромную роль, которую играют предприятия ТЭК, и в частности нефтяные компании, в экономике страны, задача оценки стоимости нефтяных компаний приобретает особую практическую значимость.

Целью настоящей работы является разработка научно обоснованных методов оценки фундаментальной стоимости и сравнительной инвестиционной привлекательности нефтедобывающих предприятий, учитывающих специфику их активов и высокую волатильность цен на нефть.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

- проанализировать текущее состояние и тенденции развития мирового рынка нефти, исследовать основные факторы, влияющие на ценообразование; выявить основные факторы, влияющие на стоимость нефтяных компаний;
- провести сравнительный анализ современных методов оценки фундаментальной стоимости и инвестиционной привлекательности нефтяных компаний, учитывающий их специфику;

- разработать модель, позволяющую оценивать стоимость нефтяных месторождений различных категорий с учетом высокой волатильности цен на нефть; написать программу, позволяющую численно находить стоимость месторождений;
- в рамках предложенной модели провести численные расчеты; исследовать зависимость вычисленных значений от экзогенных параметров;
- провести анализ возможности использования метода Data Envelopment Analysis (DEA) для оценки инвестиционной привлекательности компаний; в рамках DEA предложить стратегию для нахождения недооцененных на фондовом рынке компаний;
- собрать производственную и финансовую информацию по группе российских и западных вертикально интегрированных компаний; написать интерактивную программу, позволяющую рассчитывать коэффициенты эффективности компаний в рамках DEA;
- провести расчеты коэффициентов эффективности для российских и западных компаний; на основе проделанных расчетов сделать вывод о связи метода DEA с гипотезой эффективности фондового рынка, а также о возможности практического использования предложенной стратегии для нахождения недооцененных компаний.

В работе рассматриваются два подхода к оценке нефтяных компаний. Для вычисления фундаментальной стоимости нефтедобывающих компаний применяется подход реальных опционов, являющийся обобщением классического метода дисконтирования денежных потоков и представляющий собой сегодня одно из самых популярных направлений в теории корпоративных финансов. Широко известны монографии Диксита и Пиндайка, а также Тригеориса. Оценка инвестиционной привлекательности проектов в условиях неопределенности процентных ставок и цен на товары изучается в статье Ингерсолла и Росса. Применение теории реальных опционов к сырьевым товарам, в частности к нефти, нашло отражение в работах Бреннана и Шварца, Паддока, Сейгела и Смита и др. Для применения метода реальных опционов необходимо моделировать цены на нефть. Различные подходы к решению этой проблемы можно встретить в работах Гибсона и Шварца, Бреннана, Шварца, Диаса и Рош и др.

Для оценки инвестиционной привлекательности нефтяных компаний в работе предлагается использовать метод DEA. Удобство данного подхода заключается в получении единственного обобщенного показателя (так называемого коэффициента эффективности), характеризующего степень недооцененности каждой компании относительно других по целому ряду показателей. Метод DEA был разработан Чарнсом, Купером и Родсом для оценки эффективности технологий фирм в многомерном пространстве затрат-выпуска. В настоящий момент данный подход также используется для анализа эффективности банков (см., например, Миллер и Ноулас).

На основе изучения специальной научной и прикладной литературы, проведенного анализа:

- разработана и научно обоснована обобщающая модель, которая позволяет учесть их одновременно, которая отличается от предыдущих исследований, ограничивавшихся анализом влияния отдельных групп факторов на фундаментальную стоимость нефтяных компаний;
- выведены параболические уравнения, описывающие в рамках рассматриваемой модели фундаментальную стоимость нефтяных месторождений при различных видах стохастических процессов, моделирующих динамику цены на нефть;
- научно обоснована возможность использования метода Data Envelopment Analysis (DEA) для анализа эффективности фондового рынка; предложен алгоритм для определения потенциальной рыночной стоимости компании перед первичным размещением ее акций на фондовом рынке; разработана стратегия, позволяющая с достаточно высокой вероятностью выявлять недооцененные акции нефтяных компаний.

Оба рассматриваемых в работе метода оценки нефтяных компаний имеют большую практическую ценность, далеко выходящую за рамки одной только нефтяной отрасли.

Учет структуры запасов существенно приближает модели для оценки фундаментальной стоимости нефтяных компаний к прак-

Таблица 1.1

**РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИРОВЫХ ЗАПАСОВ
И ДОБЫЧИ СЫРОЙ НЕФТИ²**

Страны	Доказанные запасы, млрд баррелей	Доля в мировых запасах, %	Добыча сырой нефти, млн барр/сут	Доля в мировой добычи, %
Саудовская Аравия	261.5	25.3	8.02	12.0
Ирак	112.5	10.9	2.55	3.8
ОАЭ	97.8	9.5	2.31	3.4
Кувейт	96.5	9.3	2.06	3.1
Иран	89.7	8.7	3.63	5.4
Венесуэлла	71.7	6.9	2.87	4.3
Другие из ОПЕК	70.8	6.9	6.87	10.2
ОПЕК, всего	800.5	77.5	28.31	42.2
Россия	48.6	4.7	6.32	9.4
Мексика	47.8	4.6	3.01	4.5
Китай	24.0	2.3	3.28	4.9
США	21.0	2.0	5.84	8.7
Норвегия	10.9	1.1	3.17	4.7
Другие не члены ОПЕК	80.4	7.8	17.11	25.5
Всего	1033.2	100.0	67.04	100.0

Ценообразование на нефтяном рынке

Для цен на нефть характерна высокая волатильность как на коротких, так и на длинных временных интервалах. В связи с этим для адекватного оценивания нефтяных компаний важно четко представлять себе механизм ценообразования на нефтяном рынке.

Характерной особенностью нефтяного рынка является фактическое отсутствие спот цен. Все контракты по физической поставке нефти по своей сути являются срочными. Так, цены, определяемые специализированными агентствами (вроде Platt's и Petroleum Argus), вычисляются на основе опросов трейдеров по сделкам с 5-15-дневными форвардами. Экспертные оценки различных агентств могут существенно различаться, однако они более объективно отражают текущий баланс спроса и предложения, чем биржевые фьючерсные котировки. В целом, однако, биржевые котировки ближайших к исполнению фьючерсов сильно коррелируют с ценами реальных сделок (в дальнейшем называем их текущими ценами), а поскольку информация по ним общедоступна, их часто используют в научных исследованиях (см. Кокс, Ингерсолл и Росс [1]).

Нефтяные биржи играют весьма важную роль в ценообразовании на нефтяном рынке, поскольку они через механизм арбитража оказывают определяющее влияние на рынок реальных сделок. В первую очередь это связано с большими объемами биржевых торгов. Так, на Лондонской нефтяной бирже (LIPE) за один день заключается в среднем около 50 тыс. фьючерсных контрактов по смеси «Брент», что соответствует 75% всего мирового производства нефти, а на Нью-Йоркской - 90 тыс. фьючерсных контрактов по смеси WTI (135% всей добычи). При этом реальная поставка нефти по биржевым контрактам происходит редко и составляет около 4% от всего объема торгов.

Согласно исследованию, проведенному Дэвидом Хошалтером [2] по 100 нефтегазовым компаниям, в период 1992-94 гг. они хеджировали в среднем от 14% до

тической реальности. Существование реальных опционов имеет особенно важное значение для оценки стоимости нефтяных компаний из-за высокой волатильности цен на нефть. Это подтверждается тем, что вычисление стоимости компаний и проектов с учетом реальных опционов уже используется на практике рядом крупных транснациональных корпораций.

Применение метода DEA к фондовому рынку является перспективным с точки зрения институциональных инвесторов, имеющих диверсифицированные портфели акций, а также стратегических инвесторов, желающих приобрести крупные пакеты акций предприятий. Кроме того, этот подход может использоваться для определения потенциальной рыночной капитализации компании при первичном размещении акций.

1. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ И ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

1.1. Мировой рынок нефти

Баланс спроса и предложения нефти

Мировые доказанные запасы нефти на начало 1999 года, по оценкам Oil&Gas Journal, составляли около 1033 млрд. баррелей. Значительная часть этих запасов (77.5%) приходится на 11 стран - членов ОПЕК¹. Из производителей, не входящих в нефтяной картель, крупнейшими запасами обладают Россия и Мексика, на долю которых приходится соответственно 4.7% и 4.6% всех запасов. Распределение запасов сырой нефти во многом определяет распределение ее добычи. На долю членов ОПЕК приходится около 42% мировой добычи, Россия добывает около 9.4% всей нефти, уступая лишь Саудовской Аравии (по данным за середину 2000 г. (см. табл. 1.1)).

Большая часть мирового потребления нефтепродуктов - порядка 55% - приходится на страны, входящие в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). При этом более четверти всего спроса приходится на США, 20% на государства Западной Европы, 7,5% - на Японию и 5-6% - на страны бывшего СССР.

Мировой спрос на нефть неуклонно растет, хотя в США и Западной Европе уровень потребления нефти за последние 20 лет практически не изменился. Так, продолжающийся почти 10 лет экономический рост в странах ОЭСР сопровождался приростом спроса в среднем на 1% в год (за исключением Мексики - 2,3% в год). Прирост мирового потребления обусловлен высокими темпами роста в странах Азии, Африки, Южной Америки и Ближнего Востока. Спрос на нефть на Ближнем Востоке, в Африке, Центральной и Южной Америке увеличивался примерно на 2% ежегодно. Наиболее быстро растет потребление нефти в развивающихся странах Азии - не членах ОЭСР - более 4% в год. Спад темпов роста спроса в этом регионе наблюдался в 1998 году из-за последствий экономического кризиса. В странах Восточной Европы и бывшего СССР за десятилетний период спрос на нефть упал почти в два раза. В среднем ежегодный прирост добычи и потребления нефти за последние 20 лет составлял около 1.9%.

¹ В организацию стран экспортеров нефти входят Алжир, Индонезия, Иран, Ирак, Кувейт, Ливия, Нигерия, Катар, Саудовская Аравия, ОАЭ и Венесуэла.

² Источник: Energy Information Administration.

17% своего производства. При этом половина компаний не хеджировалась вовсе, а остальные хеджировали около 30% добычи. Из хеджеров лишь 37% использовали фьючерсы и форварды. Известно также, что объемы торгов резко падают при относительно стабильных ценах. Вышесказанное означает, что на нефтяных биржах доминируют спекулянты, продающие «виртуальные» баррели. Следствием этого является то, что на биржевые цены влияют не только фундаментальные факторы, но и различного рода информационные шумы.

Фундаментальным фактором, определяющим текущие цены на нефть, является соотношение спроса и предложения. На практике краткосрочный текущий баланс спроса и предложения оценивается рынком по изменению уровня промышленных запасов нефти, публикуемых в еженедельных бюллетенях American Petroleum Institute и Energy Information Administration. Так, сокращение запасов обычно приводит к росту цен, а увеличение – к их падению. Любая информация, которая может повлиять на текущий и будущий баланс нефти, воспринимается биржевыми трейдерами крайне нервно. Сигналы со стороны ОПЕК, экономические шоки, а также изменение запасов, временное закрытие нефтетерминалов или резкие изменения погоды зачастую приводят к ежедневным колебаниям цен на уровне до 5%.

Сильные краткосрочные (дневные и недельные) колебания приводят к тому, что при рассмотрении более длинных интервалов - квартальных и годовых - связь между ценой на нефть и балансом спроса и предложения размывается (см. рис. 1.1).

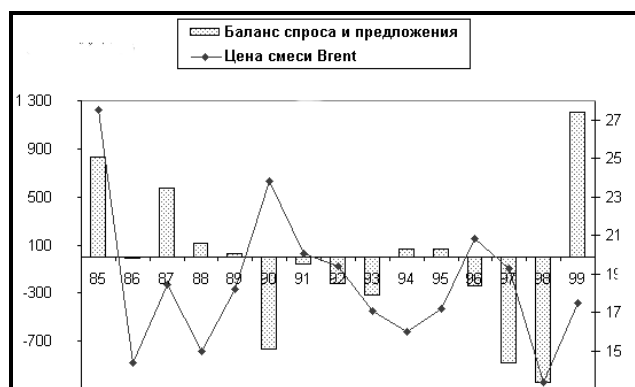


Рис. 1.1. Связь баланса спроса и предложения с ценой на нефть

На месячных и квартальных временных интервалах цены на нефть имеют ярко выраженную сезонную компоненту, что связано с колебаниями спроса. Разница между максимальным потреблением нефтепродуктов странами ОЭСР (декабрь, февраль) и минимальным (май) составляет около 4 млн барр./сут. В долгосрочной перспективе цены на сырую нефть стремятся к некоторой среднемировой себестоимости добычи. Ее динамику, с одной стороны, определяют инфляция и истощение ресурсной базы (приводит к росту издержек), а с другой – различные технологические усовершенствования (уменьшают издержки). Это, в частности, приводит к тому, что приведение номинальных цен к «реальным» путем простого дефлирования является не вполне корректной операцией.

Если рассмотреть период с 1970 года, то видно, что цены на нефть периодически (примерно раз в 6-7 лет) испытывают резкие шоки (см. рис. 1.2).

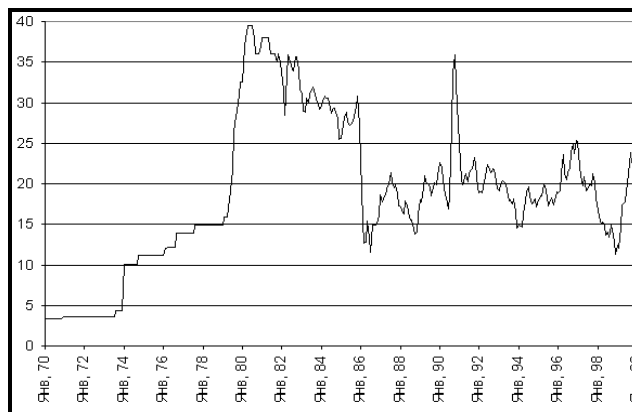


Рис. 1.2. Номинальная цена смеси WTI³, долл./баррель

Большинство нефтяных кризисов так или иначе связаны со странами Персидского залива - нефтяное эмбарго 1973-74 годов, революция в Иране и Ирано-Иракская война 1979-80 годов, ценовая война, спровоцированная Саудовской Аравией в 1986 году, захват Кувейта Ираком в 1990-м и поражением Ирака в войне 1991 года. Последствиями экономического кризиса в странах Юго-Восточной Азии и решение об увеличении экспорта нефти со стороны ОПЕК в 1997 году стал обвал цен на нефть в 1998 году. Наоборот, существенное сокращение добычи нефти ОПЕК в 1999 году привело к более чем трехкратному росту цен.

ОПЕК, контролирующая около 78% мировых запасов и 42% добычи сырой нефти, является важнейшим игроком на мировом рынке нефти. Потенциал ОПЕК определяется уникальными характеристиками запасов. Так, себестоимость добычи одного барреля нефти в странах Персидского залива составляет всего 0.5-2 долл. Это, а также высокий дебет скважин позволяют нефтяному картелю достаточно быстро и с небольшими затратами менять уровень производства. На сегодняшний день неиспользуемые мощности ОПЕК по добыче составляют около 2.84 млн барр./сут., из которых 1.95 млн барр./сут. приходится на Саудовскую Аравию, 260 тыс. барр./сут. – на Кувейт и 120 тыс. барр./сут. – на ОАЭ. Между тем, даже небольшие относительные изменения добычи – всего на 1-2% от мирового уровня – существенно нарушают баланс спроса и предложения. Так, увеличение экспортных квот на 500 тыс. барр./сут. при неизменном уровне потребления приводит к накоплению 183 млн баррелей промышленных запасов нефти всего за один год. В то же время, средний спрос на нефть гораздо более инерционен. В частности, как показывают многочисленные исследования (см., например, Аткесон и Кехоз [3]), потребление нефти крайне неэластично по отношению к цене на временных интервалах менее одного года.

Слияния и поглощения в нефтяной отрасли

В 1972 году, незадолго до первого нефтяного кризиса, на долю государственных нефтяных компаний приходилось всего 6% мирового производства, тогда как доля американских компаний составляла около 49%. В том

³ По данным Ecomngic.

числе на долю Exxon приходилось 11% мировой добычи нефти, Mobil – 5%, а Amoco добывала около 2%. Сегодня ситуация в корне изменилась. Доля Agamco, Pemex, Petroleos de Venezuela и других государственных компаний выросла до 52%, а американских упала до 11%. Соответственно доля Exxon теперь составляет лишь 2%, а Mobil и Amoco – по 1%.

Крупнейшие частные корпорации стремительно уступают свои позиции также в сфере нефтепереработки и сбыта нефтепродуктов. Глобализация мировой экономики привела к экспансии государственных нефтегазовых компаний на самые перспективные рынки. К примеру, корпорация Citgo, целиком принадлежащая национальной компании Венесуэлы PdVSA, владеет сегодня самой широкой сетью заправочных станций в США. Вдобавок к увеличению влияния государственных компаний значительно усилилась конкуренция в области нефтепереработки и сбыта нефтепродуктов со стороны появившихся в больших количествах мелких, но зато очень эффективных производителей в Европе и США.

В 1998 году цены на нефть упали более чем на 30%, достигнув минимальной, с учетом инфляции, отметки за последние 25 лет. Падение цен на нефть в первую очередь сказывается на объеме капитальных вложений в разведку и разработку новых месторождений. Между тем, основные активы крупнейших нефтяных компаний являются уже в значительной степени выработанными, что приводит к сильному ежегодному падению уровня производства. Так, на Аляске, самом богатом запасами нефти штате США, добыча нефти упала с 2.1 млн. барр./сут. в 1988 году до 1.2 млн. барр./сут. в 1998-м. Кроме того, добыча нефти на большинстве месторождений вне Персидского залива становится нерентабельной при уровне цен 10 долларов за баррель. В то же время государственные компании существенно превосходят частные корпорации по объему запасов и имеют преимущество чрезвычайно низкой себестоимости добычи углеводородов. Например, себестоимость добычи одного барреля нефти Саудовской национальной компании Agamco, крупнейшего производителя в мире и обладающей четвертью мировых доказанных запасов, составляет менее 2 долларов. Компания PdVSA обладает доказанными запасами 72.6 млрд. баррелей нефти и 143 трлн. кубических футов газа. Для сравнения: запасы группы RD/Shell оцениваются в 9.7 млрд. баррелей нефти и 56 трлн. кубических футов газа.

Одним из наиболее дешевых способов замещения запасов и усиления конкурентоспособности является слияние компаний. Как правило, массовые слияния происходят в периоды экономического подъема. Однако в данном случае именно неблагоприятная конъюнктура на мировом рынке нефти вызвала волну мега-слияний. При низких ценах объединение компаний является чуть ли не необходимым условием выживания. Слияния позволяет компаниям выдерживать конкуренцию не только со стороны более крупных государственных, но и более мелких производителей. Несмотря на противодействие антимонопольных комитетов, крупным компаниям легче будет контролировать важнейшие нефтяные месторождения и рынки сбыта нефтепродуктов путем тайного сговора или открыто, с помощью создания альянсов. Так, все три гиганта сотрудничают между собой в США и Европе через различные совместные предприятия.

В августе 1998 года, когда цена на смесь Brent опустилась до 11 долларов за баррель, BP и Amoco объявили о

создании компании, образующей вместе с Exxon и RD/Shell «суперлигу», значительно оторвавшуюся по большинству производственных и финансовых показателей от всех остальных негосударственных компаний. (см. табл. 1.2). Крупнейшее за всю историю нефтегазовой отрасли слияние состоялось всего за 140 дней.

Таблица 1.2
КРУПНЕЙШИЕ СЛИЯНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ в 1999-2000 году

Поглощающая компания	Поглощаемая компания	Пакет, %	Объем сделки, млрд USD	Условия сделки	Состояние сделки
Exxon	Mobil	100	86	Обмен акциями	завершена
Total Fina	Elf Aquitaine	100	51	Обмен акциями	завершена
Repsol	YFG	85.01	13.4	За наличность	завершена
Norsk Hydro	Saga Petroleum	100	4.85	Акции, наличность, облигации	завершена
LUKoil	KomITEK	100	0.4	Обмен акциями	завершена
BP Amoco	Arco	100	26.6	Обмен акциями	завершена
Tyumen Oil	ONAKO	85	1.08	За наличность	завершена
Chevron	Texaco	100	43	Обмен акциями	не состоялась

При удачном стечении обстоятельств слияние компаний может привести к синергическому эффекту, то есть когда две компании вместе стоят больше, чем их сумма по отдельности. Источниками синергии могут быть увеличение объема продаж, сокращение издержек, уменьшение налогового бремени, удешевление цены заимствования и стоимости капитала. Однако многочисленные исследования (см., например, работу Йенсена [4]) показывают, что последствия слияний далеко не однозначны. Как правило, заметную выгоду при объединении компаний получают лишь акционеры поглощаемой компании, поскольку по условиям сделки они получают премию. При дружественном слиянии премия может составлять около 25% к рыночной стоимости меньшей компании, а при враждебном поглощении еще больше. С другой стороны, не обнаружено достоверных доказательств того, что акционеры поглощающей компании выигрывают от объединения. На практике слияния, в первую очередь, сопровождаются сокращением издержек за счет избавления от неэффективных структур и сокращения численности персонала.

Интересно, что при обсуждении условий слияний во всех вышеприведенных примерах в качестве главной оценки стоимости компаний учитывалась их рыночная капитализация. При этом размер премии акционерам поглощаемой компании, составляющей, как правило, 20-30%, основывается не на точном расчете, а на общепринятом понятии компенсации. Вообще говоря, вычисление синергического эффекта может быть осуществлено только на основе фундаментальной оценки стоимости компаний до и после объединения. Поэтому неудивительно, что определить реальный эффект от слияний бывает чрезвычайно трудно, а подчас и вовсе невозможно.

В условиях неразвитого фондового рынка, как это имеет место в России, определение обменных коэффициентов при слияниях компаний только на основе котировок

акций необъективно, а для компаний, не являющихся публичными, и вовсе невозможно. Поэтому проблема оценивания фундаментальной стоимости и ее связи с рыночной капитализацией нефтяных компаний имеет очень важное значение.

1.2. Российская нефтяная отрасль

Минерально-сырьевая база⁴

Россия имеет около 49 млрд. баррелей доказанных запасов нефти (4,8% мировых запасов), занимая по этому показателю шестое место в мире. К настоящему времени в стране открыто около 2,000 нефтяных и нефтегазовых месторождений на территориях 36 из 89 субъектов Российской Федерации, в 30 из них ведется добыча углеводородного сырья.

Нефть в России добывают уже свыше 135 лет, а историю нефтепоисковых работ принято делить на четыре периода. Первый период (вторая половина XIX века - первая четверть XX века) был самым большим по продолжительности и самым неэффективным. Основным нефтедобывающим регионом России тогда был Северный Кавказ, а добыча достигала 2.5 млн. тонн в год.

Второй период, начавшийся в конце 20-х годов, ознаменовался заметным расширением объема геологоразведочных работ (ГРП), целенаправленным изучением новых территорий. В 1929-1932 годах были открыты месторождения в Урало-Поволжье (позднее этот регион стали называть "вторым Баку") и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. К началу Великой Отечественной войны в России было открыто 49 нефтяных месторождений, к 1950 году их число увеличилось на 57 месторождений, а за последующее десятилетие - еще на 179. Параллельно происходил рост объемов добычи нефти. В 30-е годы извлекалось по 5-7 млн. тонн в год, в 1950-м году - 18 млн. тонн, в 1960-м - 118 млн. тонн. Основными нефтяными "донорами" в то время являлись месторождения Урало-Поволжья.

Третий период начался в 60-е годы и закончился в середине 80-х. Это было время, когда закладывалась база для дальнейшего развития нефтяной отрасли страны. Завершающим для третьего периода стал 1988 год, который был рекордным по важнейшим показателям развития геологоразведочных работ и воспроизводству минерально-сырьевой базы. Объем добываемой нефти за период с 1960-го по 1988 год возрос со 118 млн. тонн до 557.

Четвертый период ведет свой отсчет с 1989 года и называется "современным периодом развития". За последние десять лет объемы добычи в России неуклонно снижались, стабилизировавшись лишь в 1999 году, когда было добыто всего 305 млн. тонн нефти и газоконденсата.

Отечественная нефтяная промышленность в своем развитии характеризовалась наличием так называемых доминирующих нефтегазоносных провинций. При этом каждая из вновь вводимых доминирующих провинций была крупнее предыдущей по запасам и включалась в эксплуатацию в тот период, когда предшествующая доминирующая провинция находилась в зрелой фазе своего развития. Это обеспечивало неуклонный рост добычи нефти, характерный для ранней фазы. Такое замещение истощающихся провинций новыми и связанные с этим

изменения уровней и экономических показателей добычи можно назвать «естественной динамикой», являющейся природной основой реальной динамики и экономики добычи нефти.

Россия по основным критериям сейчас переходит из зрелой стадии естественной динамики в позднюю. Так, средняя стадия освоения характерна для месторождений Западной Сибири, которая является сегодня главной сырьевой базой страны, а также частично для Европейского Севера (Тимано-Печорский регион). На поздней стадии освоения находятся добывающие районы Урало-Поволжья, Северного Кавказа и острова Сахалин. Лишь месторождения Восточной Сибири, Дальнего Востока (за исключением острова Сахалин), а также шельфы российских морей находятся на начальной стадии освоения.

Ухудшение состояния сырьевой базы комплекса на сегодняшний день является важнейшей проблемой нефтяной отрасли. Так, доля трудноизвлекаемых запасов (характеризуются изначально более низкими дебитами скважин и сравнительно невысокими темпами отбора нефти) достигла 55 - 60% и продолжает расти. Для выработки остаточных запасов нефти на разрабатываемых месторождениях и вводимых в эксплуатацию новых залежах необходимы другие технологии, со значительно большими затратами финансовых и материально-технических ресурсов, нежели при использовании традиционных систем разработки. Более 70% запасов нефтяных компаний находится в диапазоне низких дебитов скважин на грани рентабельности. Если 10 лет назад доля вовлеченных в разработку запасов с дебитами скважин менее 25 т/сут. составляла около 55%, то сегодня такую же долю составляют запасы с дебитами до 10 т/сут. Свыше трети разрабатываемых нефтяными компаниями запасов имеют обводненность более 70%.

Ухудшилось использование фонда скважин, сократилось их общее количество. Значительно вырос фонд бездействующих скважин, превысив четверть эксплуатационного фонда. Такой высокий процент неработающего фонда скважин не предусмотрен ни одним проектным документом и привел к разбалачиванию систем разработки месторождений, выборочной отработке запасов нефти. В конечном счете все это ведет к безвозвратным потерям части извлекаемых запасов и является грубейшим нарушением Закона «О недрах» в части рационального использования недр.

На сегодняшний день в России высока доля нерентабельных запасов. Обеспеченность рентабельными в разработке запасами (аналог доказанных извлекаемых запасов по западной классификации) в целом по России не превышает 20 - 25 лет, а по некоторым компаниям - 15 - 20 лет, что соответствует средней продолжительности разработки одного небольшого месторождения. Средний период от открытия новых месторождений до ввода их в разработку составляет обычно не менее 10 лет. Это означает, что обеспеченность рентабельными запасами в целом по России составляет порядка 2-х инвестиционных (разведка плюс освоение) циклов, при крайне неблагоприятном инвестиционном климате в стране.

Увеличение добычи нефти сегодня может быть достигнуто либо за счет продления «молодости» провинций - открытие новых структурных этажей нефтегазоносности, либо за счет открытия новой богатой провинции. Однако достаточно высокая степень геологической изученности свидетельствует о том, что имеющиеся или потенциаль-

⁴ По материалам нефтяного агентства «Скважина, журнала «Нефтегазовая Вертикаль».

ные этажи нефтегазоносности не идут ни в какое сравнение по продуктивности с основным - юрско-меловым, а освоение имеющихся перспективных нефтегазоносных провинций не сможет повлиять на уровень добычи нефти столь же значительно, как это произошло при вводе в разработку месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Тимано-Печорская, Восточно-Сибирская и Прикаспийская (подсолевая часть) провинции ни по объему предполагаемых запасов, ни по условиям освоения не смогут переломить ситуацию в старении сырьевой базы нефтяного комплекса России в силу фундаментальных геологических и природно-климатических причин. В аналогичной ситуации находятся нефтегазоносные провинции арктического шельфа, где главную сдерживающую роль будут играть условия и стоимость освоения. Самое большое, что можно ожидать от этих провинций в случае их успешного освоения - это замедление процесса перехода российской нефтедобычи из зрелой стадии к поздней.

Переход на более поздние стадии развития нефтегазодобычи является неизбежным для каждой страны и означает необходимость изменения модели нефтегазообеспечения. В частности, при снижении объемов добычи должны снижаться налоги. В качестве примера можно взять опыт США, чья нефтяная промышленность имеет более длительную историю, чем российская. Американские месторождения характеризуется более высокой степенью изученности, разбуренность перспективных территорий превышает российскую по различным видам скважин в 5 - 10 и более раз. Тем не менее, при существенно меньших запасах, чем в России (примерно на треть по сопоставимым категориям), и более высокой выработанностью ресурсов недр, благодаря проводимой налоговой политике нефтяной промышленности США в последние годы удалось стабилизировать добычу нефти.

Большая часть мировой нефтяной промышленности готова сегодня рентабельно функционировать и развиваться при относительно низком уровне цен. В течение 80-90-х годов, с началом снижения мировых цен на нефть, в большинстве стран происходит последовательное снижение всех элементов цены (издержки, налоги, прибыль).

Происходит последовательное снижение издержек (в среднем в мире примерно на 1 долл./баррель в год), в первую очередь, в результате интенсивного применения революционных достижений НТП, особенно в районах добычи наиболее дорогостоящей нефти: глубоководные морские акватории, арктические районы, методы повышения нефтеотдачи и пр.

Основное снижение издержек произошло в районах добычи наиболее дорогих углеводородов за счет мультипликативного эффекта от применения таких революционных технологий, как трехмерная сейсмика, бурение горизонтальных скважин, отказ от использования стационарных морских платформ на больших глубинах моря (полупогружные платформы и платформы на натяжных тросах, подводное заканчивание скважин), развитие компьютерных технологий.

Мировая экономика смогла эффективно замедлить, а потом и переломить начавшуюся на мировом рынке на рубеже 60 - 70-х годов тенденцию роста издержек производства углеводородов вследствие повсеместного ухудшения условий их добычи. После первых нефтяных ценовых кризисов мировой экономике потребовалось около

10 лет, чтобы цены на нефть начали снижаться, и примерно 15 лет - чтобы цены вернулись к уровню, с которого начался их взлет в начале 70-х годов. НТП обеспечил примерно 1/3 снижения мировых цен на нефть за прошедшие 20 лет (с уровня их исторического максимума в начале 80-х годов). Остальные 2/3 снижения цен были обеспечены иными, в основном институциональными, факторами, в том числе либерализацией инвестиционных режимов принимающих государств. Следовательно, по мере выравнивания уровня издержек в разных странах налоговый элемент цены становится все более значимым фактором ценовой конкуренции.

После августовского кризиса 1998 года четырехкратная девальвация рубля позволила снизить среднюю себестоимость добычи одного барреля нефти в России с 7-9 долларов до 3-х. Однако этот эффект постепенно сходит на нет, тем более что правительство сознательно проводит политику «твердого рубля», то есть когда его обеспечение по отношению к доллару происходит медленнее роста уровня потребительских цен. В дальнейшем рост издержек неизбежен, поскольку большинство наиболее перспективных месторождений находится на территории Крайнего Севера с тяжелыми условиями добычи.

Подведем итоги этого раздела, посвященного текущему состоянию минерально-сырьевой базы и перспективам нефтедобычи в России. Самый оптимистический прогноз не предполагает роста до уровня выше 400 млн. тонн в год. Во многом это обусловлено естественным ухудшением ресурсной базы. Однако выход на этот уровень будет возможен лишь при устойчивом выходе страны из экономического кризиса и более разумной налоговой политике. Кроме того, должно стимулироваться развитие средних и малых нефтяных компаний. Небольшие совместные предприятия уже сейчас оказываются гораздо эффективней вертикально интегрированных компаний. В России имеется множество небольших месторождений с извлекаемыми запасами порядка 10 – 50 млн. тонн, разрабатывать которые большим компаниям неинтересно. Между тем небольшие предприятия способны за 4 – 6 лет выйти на уровень добычи свыше одного миллиона тонн нефти в год. Доля СП с иностранными инвестициями в общей добыче выросла с 2.77% в 1994 году до 6.89% в 1999 (около 21 млн. тонн).

Текущее внутреннее потребление нефтепродуктов в России составляет около 120 млн. тонн в год при добыче нефти порядка 305 млн. тонн. Пессимисты утверждают, что сокращение добычи может повлечь за собой потерю энергетической независимости страны. Однако самообеспечение нефтью не является необходимым условием существования страны. Яркие примеры тому - США и Япония – наиболее развитые страны, являющиеся нетто импортерами нефти. Однако было бы неправильно не пользоваться имеющимися в России природными богатствами. Для оптимальной эксплуатации месторождений важно избегать скачков в производстве. Так, нужно стремиться не допускать резких спадов добычи. В то же время рост производства должен поддерживаться внутренним спросом. В целом будущее нефтедобывающей отрасли России не выглядит безоблачным, однако в настоящее время мы скорее наблюдаем ее возрождение, чем закат. В этой связи проблема оценивания стоимости отечественных нефтяных месторождений остается весьма актуальной и важной.

Приватизация Российской нефтяной промышленности

Наиболее перспективные предприятия российской нефтяной отрасли были фактически приватизированы через так называемые залоговые аукционы, которые представляли собой передачу части госпакетов компаний в залог банкам или самим предприятиям под кредит. К участию в залоговых аукционах не допускались иностранные физические и юридические лица, а также лица, доля иностранного капитала в уставном капитале которых составляла 25 или более процентов.

Первоначально предполагалось, что будет создан банковский консорциум, который возьмет на себя управление значительной частью госпакета акций приватизированных предприятий и предоставит правительству кредит в несколько триллионов рублей. В консорциум вошли «ОНЭКСИМ Банк», «МЕНАТЕП», АКБ «МФК», «Столичный банк сбережений», «Альфа-банк», «Российский кредит» и «АвтоВАЗбанк». Однако параллельно создавался и второй консорциум во главе с «Инкомбанком», а в конечном итоге банки участвовали в залоговых аукционах в совершенно различных конфигурациях.

31 августа 1995 года президент РФ подписал Указ № 889 "О порядке передачи в 1995 году в залог акций, находящихся в федеральной собственности", а позже правительство определило перечень предприятий, по которым должны были состояться залоговые аукционы. Первой ласточкой стала продажа 3 ноября 1995 года пакета акций компании "Сургутнефтегаз". Вслед за ней последовали "ЛУКОЙл", «Сиданко», "ЮКОС" и «Сибнефть». Практически все залоговые аукционы сопровождались многочисленными скандалами. Как правило, неудобные конкуренты отстранялись от конкурса по формальным причинам, а цена победителя практически не отличалась от стартовой.

При подготовке схемы залоговых аукционов, по видимому, изначально предполагалось, что полученные государством кредиты будут выгоднее не возвращать, несмотря на невысокую процентную ставку (около LIBOR + 0.5%). Вместо этого по истечении установленного срока залогодержателям было разрешено продать пакеты акций, причем около 70% должно было пойти в бюджет. Кредиты под залог акций принесли в бюджет свыше 4.5 трлн. рублей - более половины всей суммы, полученной от приватизации в 1995 году (5.7 трлн. рублей).

Залоговые аукционы конца 1995 года были проведены поспешно и вызвали много вопросов. Проверкой работы ведомств, производивших приватизацию, занялись Контрольное управление при аппарате президента РФ и Счетная палата. В результате были выявлены многочисленные нарушения. Так, к моменту проведения залоговых аукционов на счетах избранных коммерческих банков было размещено 603.7 млн. долл. "временно свободных средств федерального бюджета". Более половины этих средств (337.1 млн. долларов) было депонировано в трех коммерческих банках, ставших победителями в пяти залоговых аукционах (см. табл. 1.3). Таким образом, получалось, что аукционы частично профинансировало само государство. Отсюда делался вывод, что сделки могут быть признаны ничтожными.

Кроме того, компании, чьи пакеты акций заложены, получили "хозяина", но не инвестиции, потому что требуемых средств у залогодержателей нет. Выход из этой ситуации Счетная палата видела в переоформлении договоров залога в соглашения о доверительном управлении.

Наконец, залогодержатели впоследствии выкупили акции по цене, соответствовавшей размеру выданных кредитов

Помимо чисто экономических причин, активизация процессов слияния не в последнюю очередь связана с политическими.

Таким образом, государство не получило дополнительных доходов и фактически продало свои лучшие предприятия на порядок дешевле их реальной стоимости. Тем не менее, залоговые аукционы были единственным способом быстро привлечь деньги отечественных инвесторов.

Кроме того, залоговые аукционы выполнили свою главную функцию - разрушили монополию государства на собственность и создали предпосылки для становления фондового рынка. Известные ошибки были допущены потому, что все происходило впервые и никто толком не знал, как это делать. Ясно, что в стратегическом плане проведение залоговых аукционов было, скорее всего, не оправдано.

Первый этап активной фазы передела сфер влияния нефтяной промышленности завершился к середине 1997 года. В этот момент в России насчитывалось 13 крупных вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), состоящих из добывающих, перерабатывающих и сбытовых предприятий. Последовавшее с конца 1997 года падение цен на нефть затормозило процессы слияния в Российской нефтяной промышленности. Были сорваны аукционы по продаже крупных пакетов «Роснефти» и «Славнефти». В 1999 году рост цен на нефть оживил процесс передела сфер влияния в нефтяном секторе.

В преддверии парламентских выборов правительство РФ пошло на некоторые уступки нефтяным генералам. Так, исчез с повестки дня вопрос о создании Национальной государственной компании на базе «Роснефти», «Славнефти» и «ОНАКО». На сомнительных условиях реализованы крупные госпакеты акций «ЛУКОЙла» и «ТНК», проведены аукционы по продаже дочерних предприятий «Сиданко» – «Кондпетролеума» и «Черногорнефти».

Вполне возможно, что в ближайшем будущем консолидация российской нефтяной отрасли практически завершится. По всей видимости, останется 4-5 крупных ВИНК с годовой добычей 60 – 80 млн. тонн. Вряд ли все слияния будут дружественными, поэтому продолжатся агрессивные информационные войны. С учетом негативного опыта прошлого важно использовать адекватные методы оценки стоимости предприятий. В следующем разделе будут рассмотрены подходы к оцениванию фундаментальной стоимости нефтяной компании и ее инвестиционной привлекательности по сравнению с другими предприятиями отрасли.

1.3. Методы оценки стоимости компаний

Сравнение метода DCF и реальных опционов

В теории корпоративных финансов значительное место занимает оценка инвестиционной привлекательности проектов и стоимости компаний, осуществляющих эти проекты. Еще в 1907 году Фишер [5] предложил дисконтировать денежные потоки, генерируемые проектом (компанией) по ставке, отражающей соответствующие риски. Метод дисконтированных денежных потоков (DCF) с тех пор принципиально не изменился. Основные нововведения касались, прежде всего, определения ставки дисконтирования (см. Смоляк, Виленский [6], Грачева [7])

и оценки ожидаемых денежных потоков в условиях неопределенности. В частности, отношение к риску определяется на основе вида функции полезности.

Одной из самых популярных до сих пор является оценка на основе капитальной теории ценообразования активов (CAPM). Развитие теории позволило учесть структуру капитала компании и ввести понятие так называемой взвешенной средней стоимости капитала.

Недостатки DCF общепризнанны и хорошо известны. Одним из главных является то, что подход DCF не учитывает возможность оптимального управления. Так, значительным колебаниям могут подвергаться процентные ставки, стоимость реализуемой продукции, издержки и т.д.

Если цена выпускаемой продукции выросла, менеджеры могут принять решение об увеличении производства, тогда как в случае ухудшения конъюнктуры его, наоборот, можно свернуть. Если стоимость кредита уменьшается, то привлечение заемных средств может быть предпочтительней дополнительной эмиссии акций. Чем выше неопределенность относительно внешних факторов, тем больше стоит сама возможность влияния менеджмента на производство.

В настоящее время в академической среде и на практике все больший интерес вызывает использование метода реальных опционов для оценки инвестиционной привлекательности проектов и стоимости компаний. Под *реальным опционом* понимают потенциальную возможность осуществления гибкого управления компанией (при осуществлении проекта), которое приводит к увеличению ее стоимости (отдачи). Реальный опцион по своей сути сходен с американскими финансовыми опционами, но на практике он гораздо сложнее из-за большого числа неопределенных факторов.

Метод реальных опционов позволяет преодолеть многие недостатки DCF. Для его применения нужно знать лишь текущие значения определяющих параметров и их распределения. Решением соответствующих оптимизационных задач в методе реальных опционов будут пороговые значения этих параметров. То, что для нахождения пороговых значений необходимо знать распределение параметров, является одним из основных недостатков метода реальных опционов. Ошибка в выборе вида распределения может привести к совершенно абсурдным результатам. Кроме того, аналитические выражения для стоимости реальных опционов можно получить лишь в нескольких простейших случаях. В результате приходится численно решать уравнения в частных производных, что затрудняет экономическую интерпретацию результатов. Усложнения моделей путем увеличения источников неопределенности приводят к росту объема вычислений. При всех перечисленных недостатках метод реальных опционов имеет хорошие перспективы для оценки стоимости проектов, поскольку позволяет учесть возможность оптимального управления при неопределенности.

Применение реальных опционов к нефтяным компаниям

Специфической особенностью нефтяных компаний является то, что месторождения – основной актив нефтедобывающих предприятий – качественно различаются по степени освоенности. Обычно на нефтяных месторождениях различают возможные, вероятные, а также доказанные запасы. Последние подразделяются на неразработанные, разработанные неэксплуатируемые и разработанные эксплуатируемые. Осуществляя капитальные затраты и неся соответствующие расходы, компания переводит запасы из одной категории в другую.

Таблица 1.3

ПРИВАТИЗАЦИЯ ВИНК

Компания	Дата аукциона	Тип аукциона	Размер пакета, %	Стартовая цена, млн. долл	Инвестиционные обязательства, млн. долл	Цена победителя, млн. долл	Победитель
Сургутнефтегаз	1993	Закрытый	8				
Сургутнефтегаз	1993	Ваучер	7				Сургутнефтегаз
Сургутнефтегаз	Июнь 94		40				Сургутнефтегаз
Сургутнефтегаз	03.11.95		40.16	70		100	ПФ Сургутнефтегаз
ЛУКОЙл	07.12.95		5	35		35.01	ЛУКОЙл / Империял
ЛУКОЙл	Декабрь 95	Инвестиционный	16.07				Никойл
ЛУКОЙл	Октябрь 99	Инвестиционный	9	200	240.42	200.005	Reforma Investment
ЛУКОЙл	21.03.00	Спецденежный	0.91	50		76	
ЛУКОЙл	27.06.00	Спецденежный	0.52	53		53	
Сиданко	07.12.95	Залоговый	51	125		130	АКБ МФК
Сиданко	15.12.95	Спецденежный	11.25	27		28.1	
Сиданко	12.09.96	Инвестиционный	34	21	51		ЗАО Интеррос ойл
Сиданко	Январь 97	Инвестиционный	51	129	100	129.8	ЗАО Интеррос ойл
ЮКОС	Декабрь 95	Инвестиционный	33	150	350	150.125	АОЗТ Лагуна (МЕНАТЕП)
ЮКОС	Декабрь 95	Залоговый	45	150		159	АОЗТ Лагуна (МЕНАТЕП)
ЮКОС	Декабрь 95	Инвестиционный	33	160	200	160.1	ЗАО Монблан
Сибнефть	28.12.95	Залоговый	51	100		100.3	НФК
Сибнефть	02.02.96	Спецденежный	14.28				
Сибнефть	20.09.96	Спецденежный	19			45	Синс
Сибнефть	29.10.96	Инвестиционный	15		35.3		Рифайн Ойл

Компания	Дата аукциона	Тип аукциона	Размер пакета, %	Стартовая цена, млн. долл	Инвестиционные обязательства, млн. долл	Цена победителя, млн. долл	Победитель
Сибнефть		Инвестиционный	51	101		110	Финансовая нефтяная корпорация
ТНК	Июль 97	Инвестиционный	40			835	ЗАО Новый Холдинг
ВНК	Ноябрь 95	Спецденежный	15				CS First Boston, КМ
ВНК	08.12.97	Спецденежный	45			809	ЮКОС
КомитЭК	26.01.96	Денежный	1.12				
КомитЭК	25.04.97	Денежный	3.01				
КомитЭК	16.02.96	Спецденежный	2.99				
КомитЭК	19.09.97	Спецденежный	23.63				
КомитЭК	25.03.96	Инвестиционный	38				
КомитЭК	21.04.97	Инвестиционный	29.3		19.03		
ОНАКО	Ноябрь 95	Спецденежный	14.77	24.2 долл. за акцию	10.94	33.99 долл. за акц	
ОНАКО	Сентябрь 00	Спецденежный	85	425		1080	ЕвроТЭК (ТНК)

С этой особенностью нефтяных месторождений связано существование вложенных реальных опционов. Так, в работе Паддока, Сейгела и Смита [8] процесс освоения запасов разбит на три стадии: разведку, подготовку к эксплуатации и собственно эксплуатацию. Покупка лицензии на разведку месторождения есть опцион на возможную разработку, если месторождение окажется достаточно привлекательным с точки зрения объема и качества запасов. В этом случае запасы из категории возможных или вероятных переводятся в категорию доказанных. Далее, лицензия на разработку также будет опционом, поскольку она включает в себя несколько стадий. Сперва осуществляются инвестиции в его обустройство, развитие инфраструктуры, т.е. запасы переводятся в категорию разработанных. После обустройства возникает опцион на начало эксплуатации, то есть собственно добычи полезных ископаемых. Таким образом, покупка лицензии на разведку месторождения есть опцион на возможное осуществление дальнейших инвестиций, или опцион на опцион.

Авторы также предположили, что уровень добычи нефти на эксплуатируемом месторождении экспоненциально убывает по времени, а перевод запасов из одной категории в другую осуществляется за счет одномоментного инвестирования. Источниками неопределенности в их модели были объем запасов неразведанного месторождения и стоимость запасов эксплуатируемого месторождения. К недостаткам данной модели можно отнести то, что все запасы вводятся в эксплуатацию мгновенно, тогда как на практике для этого требуется несколько лет. Это упрощение лишает менеджеров нефтяных компаний возможности влиять на ее стоимость в процессе эксплуатации.

На выбор момента инвестирования при различных стадиях разработки месторождений особенно влияют процентные ставки и цены на нефть. Ингерсолл и Росс [9] исследовали опционы на выбор срока инвестирования в проект, когда единственным источником неопределенности является реальная процентная ставка. В их модели предполагалось, что процентная ставка случайна, а ее динамика описывается уравнением $dr = \sigma_r \sqrt{r} d\omega$, где ω - стандартный винеровский процесс. В их работе было показано, что наличие неопределенности одной лишь процентной ставки приводит к тому, что условие неотрицательности чистой приведенной стоимости проекта не является достаточным для начала его осуществления.

Работа Ингерсолла и Росса имеет большое значение, поскольку наглядно демонстрирует, как существование реальных опционов влияет на инвестиционную политику и стоимость предприятия. Однако для нефтяной компании основным источником неопределенности и главным фактором, определяющим ее стоимость при заданной структуре запасов, является цена на нефть. Пиндайк [10] рассмотрел модель, в которой динамика цены выпускаемой продукции P подчиняется геометрическому броуновскому движению, то есть

$$dP = \alpha P dt + \sigma P d\omega.$$

Кроме того, он считал, что предельное удобство владения товаром δ (margining convenience yield), то есть прибыль, которую можно получить при немедленной реализации единицы товара за вычетом издержек хранения, постоянна (см. раздел «Проблема моделирования цен на нефть»). Также постоянны предельные операционные затраты c на выпуск единицы продукции. Проект может быть приостановлен без всяких издержек, если цена товара становится меньше операционных затрат c , а затем также легко возобновлен, когда $P \geq c$. Пиндайк показал, что решение об инвестировании в проект принимается при некотором пороговом уровне цен P^* таком, что $P^* > c$ и приведенная стоимость денежных потоков от реализации проекта строго больше начальных инвестиций. Таким образом, неопределенность цен, как и неопределенность процентной ставки, приводит к тому, что реализация проекта начинается при значении $NPV > 0$.

К недостаткам модели Пиндайка в применении к нефтяным компаниям можно отнести предположение о том, что динамика цен моделируется геометрическим броуновским процессом. Кроме того, нереалистично предположение, связанное с мгновенной остановкой производства. На практике в процессе эксплуатации месторождения действительно появляются дополнительные опционы, связанные с возможностью изменения уровня добычи. Консервируя скважины, компания переводит запасы из категории разрабатываемых эксплуатируемых в категорию неэксплуатируемых. Наоборот, при расконсервации нефтяных скважин, а также при бурении новых, нефтяная компания увеличивает объем запасов в эксплуатации. При этом изменяется уровень текущей добычи, поскольку он прямо пропорционален величине эксплуатируемых запасов, и, следовательно, изменяется

стоимость компании. Бреннан и Шварц [11] рассмотрели задачу оценки месторождения, на котором уровень добычи может изменяться в зависимости от текущих цен на ресурс (нефть, газ, медь, золото и т.д.). В их упрощенной модели делались следующие предположения. Запасы на месторождении достаточно велики, в пределе бесконечны. Как и у Пиндайка, возможны только два уровня добычи в единицу времени: y и 0 , затраты на добычу одного барреля нефти составляют $a(t)$, однако существуют затраты на остановку и возобновление производства - $k_1(t)$ и $k_2(t)$ - и на поддержание месторождения при остановке добычи - $m(t)$. В их работе показано, что введение $k_1(t)$ и $k_2(t)$ приводит к появлению двух пороговых цен p_1^* и p_2^* : $p_1^* < p_2^*$, а зависимость стоимости проекта от цены имеет вид гистерезиса (см. рис. 1.3).

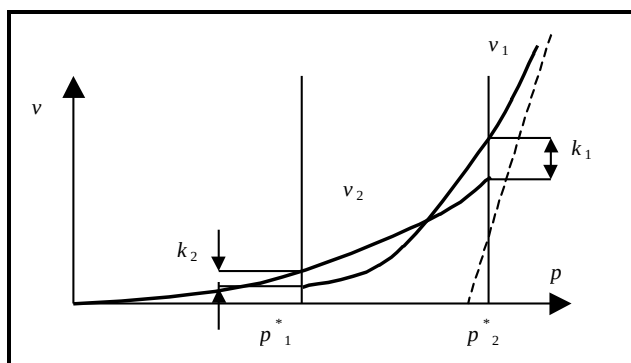


Рис. 1.3. Зависимость стоимости проекта от цены реализуемой продукции

На практике это означает, что при падении цен ниже p_1^* производство консервируется при затратах k_1 , а в случае роста цен производство возобновляется при $p_2^* > p_1^*$ за счет затрат k_2 , а стоимость проекта уже описывается $v_1(p)$. Авторы показали, что если ввести ненулевые издержки на поддержание законсервированных скважин $m \neq 0$, то добавится еще одна пороговая цена $p_0^* < p_1^*$, при которой стоимость месторождения обращается в ноль, а производство окончательно сворачивается.

Проведя численные расчеты для месторождений меди и золота, Бреннан и Шварц показали, что стоимость этих месторождений с опционами на изменение объема выпуска выше, чем чистая приведенная стоимость денежных потоков при постоянном уровне производства. При этом относительная стоимость опционов увеличивается с падением текущих цен. Работе Бреннана и Шварца также присущ тот недостаток, что они допускают мгновенное изменение уровня производства. Кроме того, авторы фактически сильно упрощают структуру запасов.

В процессе эксплуатации месторождения появляются опционы, связанные с выбором момента реализации уже добытой нефти. В принципе нефтедобывающие компании всегда имеют некоторые запасы свободной нефти. В случае падения цен на нефть компании могут увеличивать уровень запасов, а в случае роста – сокращать. Кортасар и Шварц [12] рассмотрели модель, в которой реализация проекта состоит из двух этапов: сначала продукция производится, а затем выбирается оптимальный момент для ее реализации. Авторы показали, что стои-

мость компании линейна по максимальному объему промежуточных запасов. Кроме того, увеличение волатильности цен приводит к росту стоимости компании, увеличению производства на первом этапе и сокращению объема реализации продукции (т.е. росту запасов). К недостаткам данной работы можно отнести то, что авторы отвлекаются от опционов, связанных с производством.

Перечисленные выше работы чрезвычайно важны как для теории реальных опционов, так и для практики ее применения в нефтяной промышленности. Однако каждая из этих работ уделяла основное внимание какому-то одному виду реальных опционов, возникающих в производственном процессе. Далее, во втором разделе предложена модель, обобщающая работы Паддока, Сейгела и Смита, а также Бреннана и Шварца.

Проблема моделирования цен на нефть

Цены на сырьевые товары, в частности на нефть, чрезвычайно волатильны. Для нефтедобывающих компаний цена на нефть, как правило, - основной источник неопределенности, поэтому ее прогнозирование или адекватное описание динамики при различных сценариях является чрезвычайно важной задачей.

В общем виде цена на нефть является случайной величиной, динамика которой определяется балансом спроса и предложения. Как уже было отмечено, из-за определяющего влияния биржевых спекулянтов при моделировании динамики цен на нефть нет смысла использовать фундаментальные факторы вроде текущего баланса спроса и предложения, измеряемого на практике динамикой промышленных запасов. Фактически при моделировании цен на нефть в непрерывном времени используются произвольные экзогенные стохастические процессы общего вида

$$dP = \alpha(P, t)dt + \sigma(P, t)d\omega,$$

где $d\omega$ - стандартный винеровский процесс. В частности, среди достаточно популярных процессов можно выделить геометрическое броуновское движение. Эта популярность, однако, связана прежде всего с возможностью получить аналитические решения для дифференциальных уравнений второго порядка, характерных для условных требований. В действительности предположение о логнормальности распределения может быть приближенно справедливо для акций или инвестиционных товаров типа золота, но неверно для нефти, алюминия, меди и т.д.

Отличительным свойством этих сырьевых товаров является так называемое удобство владения $\delta(P, t)$ (см. работу Бреннана [13]). Оно определяется возможностью немедленно продать товар или подождать более высоких цен, неся при этом издержки на хранение товара. Удобство владения является величиной, которую можно рассчитать, используя котировки фьючерсных контрактов с разными сроками исполнения. Цена фьючерса на нефть $F(P, t, T)$ определяется из общего выражения

$$\frac{1}{2} F_{PP} \sigma^2(P) + F_P(rP - \delta(P)) + F_t = 0,$$

где r - безрисковая процентная ставка, T - время исполнения контракта. Если удобство от владения одним баррелем нефти пропорционально текущей цене, $\delta(P) = \delta_0 P$, то для логнормального распределения цены получим известную зависимость между фьючерсными и текущими ценами:

$$F(p, t) = Pe^{(r - \delta_0)(T - t)}$$

Обвал цен в 1998 году привел к тому, что, когда цена смеси Brent упала ниже 15 долл. за баррель, дальние фьючерсы стали стоить дороже ближних (контанго). С 1999 года, когда цены превысили уровень 17 долл. за баррель, наблюдается обратная картина (бэквардация). Фактически такие явления наблюдались с момента начала свободного ценообразования на нефтяном рынке, т.е. примерно с середины 1979 года. Это позволяет предположить существование некоей «средней» номинальной цены за нефть где-то на уровне 15 - 17 долл. за баррель. То, что дальние фьючерсы стремятся к этой цене, свидетельствует о том, что у рынка «подсознательно» присутствует стремление вернуться к своему среднему значению $\bar{P}$. Эти аргументы послужили основанием моделировать цены на нефть с помощью процессов «возвращения к среднему» (mean reverting). Простейшим примером такого процесса является арифметический процесс Орнштейна-Уленбека:

$$dP = \lambda(\bar{P} - P)dt + \sigma d\omega.$$

Условия стационарности и ограниченности определяют диапазон $0 < \lambda < 1$. Можно показать (см. статью Гордона Сика [14]), что для этого стохастического процесса систематический риск приводит к тому, что дальние фьючерсы должны стоять ниже средней цены. Это отчасти подтверждается историческими данными. Так, за период с 1986 года по 2000 цена смеси Brent колебалась около $\bar{P} = 17.87$ долл., а $F_{t,T}$ находились, по крайней мере в течение двух последних лет, в диапазоне 15-17 долларов за баррель. Кроме того, большую часть рассматриваемого периода на рынке наблюдалась бэквардация (см. также работу Литценбергера и Рабиновича [15]).

Существуют модели, предполагающие, что текущие цены и удобство владения являются случайными процессами, имеющими совместное распределение (см. например работу Гиббсона и Шварца [16], а также Шварца [17]). Эти модели позволяют более точно описывать динамику фьючерсов с различными сроками исполнения, однако не добавляют ничего нового в моделирование динамики текущих цен.

Если рассмотреть период с 1970 года, то видно, что цены на нефть периодически (примерно раз в 6-7 лет) испытывают резкие шоки (см. рис. 1.2). В связи с этим получили определенное распространение модели (например, работа Диаса и Рош [18]), в которых цены на нефть, помимо случайных броуновских возмущений, могут испытывать пуассоновские шоки, то есть

$$dP/P = [\lambda(\bar{P} - P) - \eta k]dt + \sigma_0 d\omega + dq$$

где $dq = 0$ с вероятностью $1 - \eta dt$ и $dq = \phi - 1$ с вероятностью ηdt и $k\eta dt = E[dq]$. Из исторических данных следует, что можно взять $\eta = 0.15$ (один скачок происходил в 6-7 лет). Величина скачка ϕ носит случайный характер, ее плотность распределения может быть представлена в виде комбинации двух обрезанных нормальных распределений (см. рис. 1.4).

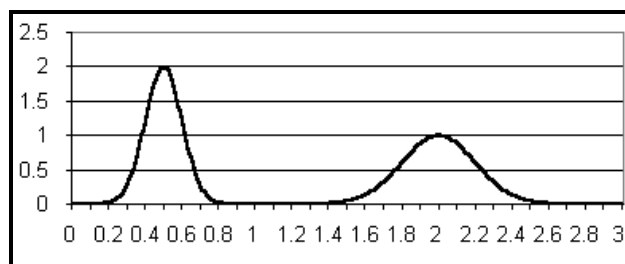


Рис. 1.4. Плотность распределения скачка

Необходимость добавления пуассоновских шоков обусловлена переходом от дискретных к непрерывным моделям. При уменьшении временного интервала величина броуновских возмущений стремится к нулю. В то же время величина пуассоновских шоков неизменна, хотя уменьшается вероятность их появления. В действительности цена на нефть может измениться на 5-7% в течение нескольких минут одного торгового дня, как это бывало при появлении неожиданной информации, касающейся ОПЕК. Нам представляется, что из всех рассмотренных процессов именно последний позволяет наиболее адекватно моделировать динамику цен на нефть.

Методы оценки сравнительной инвестиционной привлекательности компаний

Задача оценки инвестиционной привлекательности компаний возникает при формировании, пересмотре и оценке эффективности портфеля акций. Основное предположение портфельной теории заключается в том, что не склонный к риску инвестор выбирает портфель с минимальным риском при заданной ожидаемой доходности. Рискovanность портфеля можно определять различным образом. Фундаментальной в портфельной теории является работа Марковица [19]. На ее основе Шарп [20] и Линтнер [21] создали теорию ценообразования капитальных активов (САРМ), в которой в качестве меры риска используется дисперсия (стандартное отклонение) доходности акций. САРМ оказала и продолжает оказывать огромное влияние на развитие теории финансов. С точки зрения инвестора, одним из основных результатов САРМ является то, что для множества оптимальных портфелей большей доходности можно добиться лишь за счет операций с более рискованными акциями.

На практике параметры распределения доходности акций и корреляция с рыночным портфелем (или коэффициент «бета») рассчитываются по историческим данным. Получающиеся значения зависят от выбранного временного ряда, и поэтому сами сильно зависят от времени. Ясно, что в однородной группе компаний из одной отрасли ошибка в оценке дисперсии может быть велика, а сама оценка – весьма волатильна. Кроме того, описывать принятие решений только двумя первыми моментами распределения доходности можно лишь при выполнении специфических условий (например, при квадратической функции полезности инвестора или эллиптическом распределении доходности). В результате использование САРМ для нахождения недооцененных акций компаний из одной отрасли не приносит желаемых результатов.

Многофакторным обобщением САРМ является арбитражная теория ценообразования (АРТ). Эта теория исходит из меньшего числа начальных предположений, чем САРМ, однако ей присущи фактически те же недостатки.

Кроме того, остается открытым вопрос определения ценообразующих факторов, что существенно затрудняет применение АРТ на практике.

При оценке сравнительной инвестиционной привлекательности компаний важное значение имеет такой показатель, как отношение рыночной капитализации к фундаментальной стоимости компании. Расчет фундаментальной стоимости для каждой компании из достаточно большой группы становится довольно трудоемкой задачей, на практике не всегда осуществимой из-за неполноты информации. Поэтому часто используют более простые отношения, в которых фундаментальная стоимость заменяется каким-то одним показателем, например чистой прибылью, объемом продаж и т.д. Поскольку реально стоимость компании определяется целым рядом таких показателей, каждое отношение в отдельности дает одностороннюю и неадекватную оценку инвестиционной привлекательности компании. В этой связи актуальной является задача построения интегрированного показателя, учитывающего несколько фундаментальных факторов одновременно. В третьем разделе описано применение метода DEA для нахождения недооцененных акций нефтяных компаний, а также для определения потенциальной рыночной капитализации перед первичным размещением акций.

2. ОЦЕНКА ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ СТОИМОСТИ КОМПАНИЙ

2.1. Постановка задачи оценивания стоимости компании в непрерывном времени

Рассмотрим репрезентативную нефтедобывающую компанию, имеющую лицензии на разработку нефтяных месторождений с доказанными запасами двух категорий: разработанные эксплуатируемые Q^p и неразработанные Q^u :

$$Q = Q^p + Q^u.$$

В этой модели мы не рассматриваем возможные, вероятные, а также доказанные разработанные, но не эксплуатируемые запасы нефти. Последнее означает, что после подготовки запасы сразу же вводятся в эксплуатацию.

Для простоты будем считать, что нефтяные месторождения являются не только основным активом компании, но и единственным, т.е. отвлечемся от стоимости строений, оборудования, межпромысловых трубопроводов и т.д. Оценка этих активов не представляет собой проблемы и вполне может учитываться по соответствующим показателям бухгалтерского баланса. Не будем также рассматривать другие этапы технологической цепочки – нефтепереработку и сбыт продукции.

В каждый момент времени t руководство предприятия принимает решение о необходимом объеме инвестиций за период $[t, t + dt)$ для подготовки части неразработанных запасов dQ^u к эксплуатации. Изменение объема эксплуатируемых запасов в течение малого интервала dt происходит за счет добычи (естественное истощение) и разработки новых месторождений (прирост):

$$dQ^p = -Y_t dt - dQ^u, \quad (2.1)$$

где Y_t – текущий уровень добычи нефти в единицу времени. Ясно, что $-\int_0^T \frac{dQ^u}{dt} dt = Q_0$, где Q_0 – первоначальные доказанные извлекаемые запасы, $T' < T$ – время разбурирования (подготовки к эксплуатации), а T – полное время эксплуатации месторождения. С другой стороны, справедливо также $\int_0^T Y_t dt = Q_0$. В любой момент времени t имеет место

$$Q_t^p + \int_0^t Y_t dt + Q_t^u = Q_0.$$

Объем эксплуатируемых запасов определяет текущий уровень и будущую динамику добычи нефти. Предположим, что уровень добычи нефти в единицу времени прямо пропорционален объему эксплуатируемых запасов:

$$Y_t = \gamma Q_t^p. \quad (2.2)$$

Коэффициент пропорциональности γ для российских месторождений находится в диапазоне 0.07-0.2.

Подготовка месторождения к эксплуатации осуществляется с некоторой скоростью v_t : $0 \leq v_t \leq v_{max}$, причем v_{max} в общем случае зависит от технологических особенностей месторождения и от финансовых возможностей компании. Таким образом, объем подготовленных к эксплуатации месторождений за интервал dt записывается в виде

$$-dQ^u = v_t dt. \quad (2.3)$$

Подставив (2.2) и (2.3) в (2.1), получим:

$$dQ_t^p = (-\gamma Q_t^p + v_t) dt. \quad (2.4)$$

Капитальные затраты на разработку месторождений dK_t^u с учетом амортизации (по бухгалтерским стандартам) определяются как:

$$dK_t = (kv_t - \delta K_t) dt, \quad (2.5)$$

где k – капитальные затраты на подготовку к эксплуатации одного барреля неразработанных запасов, которые предполагаются постоянными, δ – норма амортизационных отчислений. Для Российской системы бухучета характерна достаточно низкая ставка $\delta \approx 0.1$, тогда как по западным стандартам предусматривается более быстрая амортизация $\delta \approx 0.15 - 0.2$.

Уравнения (2.4) и (2.5) очень похожи друг на друга и в случае, если $v_t = v = const$, они легко интегрируются:

$$Q_t^p = \frac{v}{\gamma} (1 - \exp\{-\gamma t\}); \quad (2.6)$$

$$K_t = k \frac{v}{\delta} (1 - \exp\{-\delta t\}).$$

Из (2.6) видно, что при $t \ll 1$ и $t > \max[1/\gamma, 1/\delta] \approx 10$ выполняется соотношение $K_t = k Q_t^p \frac{\gamma}{\delta}$. Кроме того,

справедливы неравенства $Q_{max}^p \leq \frac{v_{max}}{\gamma}$ и $K_{max} \leq k \frac{v_{max}}{\delta}$.

Вообще говоря, при любой зависимости от времени $v = v(t)$ можно представить уровень текущих амортизируемых капитальных вложений в виде

$$K_t = k Q_t^p \frac{\gamma}{\delta} \theta, \quad (2.7)$$

где $\theta = \theta(t, \gamma, \delta) \approx 1$ для реальных значений γ и δ .

Будем считать, что решения об объеме инвестиций (или об уровне скорости подготовки месторождений к эксплуатации) определяются в основном текущими ценами на нефть, и пренебрежем неопределенностью процентной ставки, запасов, политических рисков и др. Инфляцию и валютный курс также считаем детерминированными и сбалансированными так, чтобы удельные инвестиции и операционные расходы не изменялись во времени.

В рассматриваемой модели фундаментальная стоимость нефтедобывающего предприятия эквивалентна стоимости ее месторождений

$$\Psi = \Psi(P, Q^p, Q^u; v)$$

и является функцией трех фазовых переменных – цены на нефть P , запасов двух категорий, а также управляющей переменной v .

Согласно общему подходу, Ψ рассчитывается как приведенная стоимость ожидаемых денежных потоков, полученных за все время эксплуатации месторождений. Максимальная стоимость достигается при оптимальном управлении

$$\Psi = \max_{\{v\}} \{E[\int_0^{\infty} e^{-\rho t} CF dt | \tau]\}, \quad (2.8)$$

где CF – денежные потоки в единицу времени, а ρ – соответствующая уровню риска ставка дисконтирования.

Ставка дисконтирования оказывает большое влияние на стоимость компании, поэтому ее выбор сам по себе очень важен. Определение ставки дисконтирования при наличии даже одного риска изменения цены на нефть объективно невозможно. Это связано, прежде всего, с тем, что у различных инвесторов разное отношение к риску. Кроме того, у каждого проекта свои особенные риски. На практике в качестве ставки дисконтирования часто выбирают взвешенную среднюю стоимость капитала компании (см. также Росс, Вестерфилд и Джаффе [22])

$$\rho = r_{WACC} = \frac{S}{B+S} r_s + \frac{B}{B+S} r_b,$$

где S – стоимость компании для акционеров (для публичных компаний это рыночная капитализация), B – для кредиторов, а r_s и r_b – соответствующие процентные ставки. В нашем случае долгов нет и $\rho = r_s$. Стоимость акционерного капитала обычно находится путем прибавления к безрисковой ставке r некоторой премии за риск. Эта премия может вычисляться по корреляции доходности акций компании с рыночным портфелем (как в CAPM) либо на основе экспертных оценок.

Для того, чтобы избавиться от проблем, связанных с определением субъективной ставки дисконтирования ρ , часто используют переход от «истинных» вероятностей к «нейтральной по риску» мартингальной мере. В этом случае дисконтирование осуществляется по безрисковой ставке r , но в уравнении, определяющем стоимость компании, возникает член, связанный с премией за риск, а детерминированный сдвиг $\alpha(P)$ в (2.12) преобразуется в $\alpha - \phi$ (см. ниже и [23]). В дальнейшем будем считать, что ρ каким-то образом определено, например, на основе сравнения со ставками по аналогичным проектам или по усредненным оценкам независимых экспертов.

Прибыль компании до уплаты налога на прибыль равна выручке от продажи нефти за вычетом налогов с оборота, себестоимости и амортизационных отчислений:

$$\pi = \gamma Q^p (P(1 - T') - c - \theta(\delta, \gamma)k), \quad (2.9)$$

где c – себестоимость барреля добытой в единицу времени нефти, учитывающая реальные затраты (по западной системе бухучета, например GAAP); T' – обобщенный дисконт, учитывающий налоги с оборота (НДС, акцизы, роялти и др.), а также особенности сбыта (разделение внешнего и внутреннего рынков, учет качества нефти и т.д.).

Реальные денежные потоки в единицу времени после выплат налога на прибыль T^c и осуществления капитальных вложений получают вычетом из бухгалтерской прибыли (2.9) налогов и инвестиций и прибавлением амортизационных отчислений на капитал:

$$CF = \pi - T^c \max[\pi, 0] + \gamma \theta Q^p k - kv. \quad (2.10)$$

Поскольку график ввода в эксплуатацию месторождений зависит от принятия инвестиционных решений, то время подготовки месторождения к эксплуатации T' и, следовательно, полное время его разработки T , являются случайными величинами. Это означает, в частности, что (2.8) нельзя решить методом обратного расчета, поэтому используют альтернативный подход (см. [24], или [25]), записывая для (2.8) уравнение Беллмана:

$$\Psi(P, Q^p, Q^u; v^*) = \max_{\{v\}} \{CF(P, Q^p, Q^u; v)dt + \quad (2.11)$$

$$E[e^{-\rho dt} \Psi(P + dP, Q^p + dQ^p, Q^u + dQ^u; v)]\}.$$

Далее необходимо выписать стохастический процесс, моделирующий динамику цен на нефть. Будем рассматривать общий процесс вида

$$dP = \alpha(P)dt + \sigma(P)d\omega, \quad (2.12)$$

где $d\omega$ – стандартный винеровский процесс: $E[d\omega] = 0$, $var[d\omega] = dt$. На основе проведенного анализа ценообразования на мировом рынке нефти (см. раздел 1), предлагается использовать арифметический и геометрический процессы возвращения к среднему, т.е. представить параметр сдвига в (2.12) в виде $\alpha(P) = \lambda(\bar{P} - P)$ и $\alpha(P) = \lambda P(\bar{P} - P)$, а стандартное отклонение в виде $\sigma = P\sigma_0$:

$$dP = \lambda(\bar{P} - P)dt + \sigma_0 P d\omega; \quad (2.12')$$

$$dP = \lambda P(\bar{P} - P)dt + \sigma_0 P d\omega. \quad (2.12'')$$

Тогда уравнение (2.11) можно преобразовать к удобному виду. Для этого разложим выражение в его правой части по малому временному интервалу dt с использованием леммы Ито:

$$E[e^{-\rho dt} \Psi(P + dP, Q^p + dQ^p, Q^u + dQ^u; v)] \approx$$

$$E[(1 - \rho dt)(\Psi(P, Q^p, Q^u; v) + \Psi_P dP + \frac{1}{2} \Psi_{PP} dP^2 +$$

$$\Psi_{Q^p} dQ^p + \Psi_{Q^u} dQ^u)] \approx (1 - \rho dt)(\Psi(P, Q^p, Q^u; v) +$$

$$\Psi_{Q^p} dQ^p + \Psi_{Q^u} dQ^u + (\frac{1}{2} \Psi_{PP} \sigma^2 + \alpha(P) \Psi_P)dt.$$

$$(2.13)$$

Подставив (2.3), (2.4), (2.7), (2.9), (2.10) и (2.13) в (2.11), получим уравнение в частных производных параболического типа

$$\frac{1}{2} \Psi_{pp} \sigma^2 + \Psi_p \alpha(P) - \gamma Q^p \Psi_{Q^p} + v^* [\Psi_{Q^p} - k - \Psi_{Q^u}] - \Psi_r + \pi - T^c \max[\pi, 0] + \gamma Q^p k = 0 \quad (2.14)$$

где v^* - оптимальное значение v , максимизирующее правую часть уравнения (2.11). Переход к нейтральной по риску мартингальной мере осуществляется при помощи теоремы Гирсанова (подробно см. Нефчи [26]) и преобразует (2.14) в

$$\frac{1}{2} \Psi_{pp} \sigma^2 + \Psi_p (\alpha(P) - \phi) - \gamma Q^p \Psi_{Q^p} + v^* [\Psi_{Q^p} - k - \Psi_{Q^u}] - \Psi_r + \pi - T^c \max[\pi, 0] + \gamma Q^p k = 0,$$

где ϕ - премия за риск, а r - безрисковая ставка.

Определение ϕ является достаточно сложной эконометрической задачей и существенно зависит от вида стохастического процесса для цены на нефть (см. Шварц [17], а также Ходжес и Селби [27]). Поэтому с точки зрения простоты расчетов и ненакопления лишних погрешностей целесообразней выглядит использование (2.14) с выбором p на основе усредненных экспертных оценок.

Скорость подготовки месторождений к эксплуатации входит линейно в выражение для денежных потоков (2.10) и в уравнение для стоимости компании (2.14). Член $v(\Psi_{Q^p} - k - \Psi_{Q^u})$ в (2.14) играет роль дополнительных к чистой прибыли денежных потоков и означает прирост стоимости компании за счет перевода ее запасов из одной категории в другую за вычетом соответствующих инвестиций. Следовательно, необходимым условием введения в эксплуатацию новых запасов нефти при условии максимизации стоимости компании является выполнение неравенства $\Psi_{Q^p} - k - \Psi_{Q^u} > 0$. При выполнении этого условия стоимость месторождения тем больше, чем больше v . Таким образом, отсутствие издержек, связанных с изменением уровня добычи, приводит к тому, что в рамках рассматриваемой модели оптимально либо разрабатывать запасы с максимально возможной скоростью ($v = v_{max}$), либо не разрабатывать вовсе ($v = 0$). Решение о подготовке неразработанного месторождения к эксплуатации принимается в том случае, когда $P > P^*$, где $P^* = P^*(Q^u)$ - некоторая пороговая цена для данной структуры месторождений.

В уравнении (2.14) можно разделить переменные, представив стоимость компании в виде суммы стоимости ее неразработанных и эксплуатируемых месторождений:

$$\Psi = \Phi^p(P)Q^p + \Psi^u(P, Q^u). \quad (2.15)$$

В этом случае $\Phi^p(P)$ является решением линейного дифференциального уравнения второго порядка:

$$\frac{1}{2} \Phi'' \sigma^2 + \Phi' \alpha(P) - (\gamma + \rho) \Phi = -\gamma(P(1 - T^c) - c - \max[P(1 - T^c) - c - k, 0]T^c). \quad (2.16)$$

Краевые условия для уравнения (2.16) определяются из условий $\Phi'' = 0$ при больших и малых ценах на нефть. Фактически это означает отсутствие неопределенности. Основанием для этого предположения явилось то, что цена на нефть входит в формулу для денежных потоков (2.10) линейно. Нетрудно показать, что для (2.12') при

$P \ll 1$ и $P \geq 50$ $\Phi^p(P)$ имеет асимптотически вид линейной функции цены, а для (2.12'') - логарифма от линейной функции.

Для нахождения $\Psi^u(P, Q^u)$ сначала решалась задача без учета реальных опционов, т.е. полагая $v = v_{max}$ независимо от текущих цен на нефть:

$$\frac{1}{2} (\Psi_2^u)_{pp} \sigma^2 + (\Psi_2^u)_p \alpha(P) + v [\Phi^p - k - (\Psi_2^u)_{Q^u}] - \Psi_2^u \rho = 0. \quad (2.17)$$

Краевые условия для задачи (2.17) определялись из очевидных экономических соображений:

$$\Psi_2^u \propto Q^u, \quad Q^u / v \ll 1; \quad (\Psi_2^u)_{Q^u} = 0, \quad Q^u / v \gg 1. \quad (2.18)$$

Действительно, малые запасы Q^u : $Q^u \leq vdt$ за период времени dt целиком переводятся в категорию эксплуатируемых, стоимость которых пропорциональна объему запасов, т.е. $\Psi_2^u \approx (\Phi^p - k)Q^u$, $Q^u / v \ll 1$. С другой стороны, для достаточно больших запасов их прирост не должен играть роли для стоимости неразработанных месторождений, поскольку они будут введены в эксплуатацию через большой промежуток времени $T \approx Q^u / v$, и денежные потоки будут дисконтироваться по $(1 + \rho)^T \gg 1$. Таким образом, $\Psi_2^u \approx v\Phi^u$, $Q^u / v \gg 1$, где Φ^u является решением уравнения

$$\frac{1}{2} (\Phi_2^u)_{pp} \sigma^2 + (\Phi_2^u)_p \alpha(P) + v [\Phi^p - k] - \Phi_2^u \rho = 0. \quad (2.19)$$

Из (2.15) и (2.18) следует, что $\text{sign}(\Psi_{Q^p} - k - \Psi_{Q^u}) \equiv \text{sign}(\Phi^p(P) - k)$, поэтому пороговая цена на нефть P^* должна, во всяком случае, удовлетворять неравенству $\Phi^p(P^*) \geq k$.

При $P < P^*$ месторождение не разрабатывается ($v = 0$), а его стоимость находится из уравнения

$$\frac{1}{2} (\Psi_1^u)_{pp} \sigma^2 + (\Psi_1^u)_p \alpha(P) - \Psi_1^u \rho = 0. \quad (2.20)$$

Его общее решение (то из двух, которое имеет экономический смысл, т.е. такое, что $\Psi_1^u(P, 0) = 0$) представляется в виде $\Psi_1^u(P, Q^u) = \Phi^u(P)f(Q^u)$. В точке $P = P^*$ для всех Q^u происходила гладкая сшивка решений Ψ_1^u и Ψ_2^u :

$$\Psi_1^u(P^*, Q^u) = \Psi_2^u(P^*, Q^u), \quad [\Psi_1^u(P, Q^u)]_{P=P^*} = [\Psi_2^u(P, Q^u)]_{P=P^*}. \quad (2.21)$$

Окончательно стоимость компании, имеющей на балансе неразработанные и эксплуатируемые месторождения, записывается в виде:

$$\Psi(P, Q^p, Q^u) = \Phi^p(P)Q^p + \begin{cases} \Psi_1^u(P, Q^u), & P < P^*; \\ \Psi_2^u(P, Q^u), & P \geq P^*. \end{cases} \quad (2.22)$$

В случае отсутствия реальных опционов стоимость нефтедобывающей компании можно рассчитать без приведения (2.8) к уравнениям параболического типа. Для этого используют симуляции процесса разработки ме-

сторождений по методу Монте-Карло. Уравнения (2.12') и (2.12'') записываются в дискретном виде:

$$\tilde{P}_{i+1} = \lambda (\bar{P} - P_i) \Delta t + \sigma_0 P_i \tilde{\varepsilon}_{i+1} \sqrt{\Delta t}, \quad (2.23')$$

$$\tilde{P}_{i+1} = \lambda P_i (\bar{P} - P_i) \Delta t + \sigma_0 P_i \tilde{\varepsilon}_{i+1} \sqrt{\Delta t}, \quad (2.23'')$$

где $\tilde{\varepsilon}_i$ - белый шум. При малых значениях Δt решение, вычисленное при помощи симуляций, должно практически совпасть с Φ^P и Ψ_2^u для эксплуатируемых и неразработанных запасов. Этот метод также использовался для расчета стоимости компании, в том числе для проверки правильности численных решений параболических месторождений (см. раздел «Результаты и анализ расчетов»).

Таким образом, сформулированная выше модель, как и в работе Паддока, Сейгела и Смита [8], учитывает наличие запасов различных категорий, а также нелинейную динамику добычи нефти. Обобщением их работы является введение непрерывного инвестирования, тогда как исходная модель рассматривала возможность перевода запасов из одной категории в другую за счет осуществления единовременных капитальных вложений. Кроме того, вместо задания динамики стоимости барреля нефти эксплуатируемого месторождения, ненаблюдаемого на практике, в явном виде моделируется динамика цен на нефть.

Введение непрерывного инвестирования позволяет более реалистично описать процесс подготовки месторождений к эксплуатации. В то же время, наряду с определением явной зависимости уровня добычи от объема эксплуатируемого месторождения, это дает возможность принять во внимание влияние принимаемых решений на объем добычи нефти. Следовательно, как и в работе Бреннана и Шварца [11], учитываются опционы на изменение уровня добычи нефти. Обобщением их модели является более адекватное описание динамики добычи нефти.

2.2. Алгоритм расчета стоимости нефтедобывающей компании

Даже обыкновенные дифференциальные уравнения второго порядка (2.16), (2.19) и (2.20) не решаются аналитически для выбранных процессов, моделирующих динамику цены на нефть. Тем более это относится к параболическим уравнениям (2.17) и (2.20). Поэтому для их численного решения была написана соответствующая интерактивная программа на Visual C++, позволяющая менять основные параметры модели. Эта же программа производит симуляцию процесса разработки месторождения, что позволяет сравнивать полученные разными способами оценки стоимости нефтедобывающей компании.

При реализации численных методов соответствующие непрерывные функции Φ и Ψ были заменены сеточными с равноотстоящими узлами (см. Бреннан и Шварц [28], и Смит [29]):

$$\Phi^P(P) = \Phi^P(I \Delta P) = \Phi_i^P,$$

$$\Psi_2^u(P, Q^u) = \Psi(I \Delta P, n \Delta Q^u) = \Psi_{i,n},$$

где $0 \leq i \leq L$, $0 \leq n \leq N$. При этом максимальные значения цены на нефть выбиралось равными $P_{\max} = L \Delta P = 50$ долл. за баррель, а объем неразработанных месторождений $Q_{\max}^u = N \Delta Q^u = 1$ млрд. баррелей.

Сначала решалось уравнение (2.16), поскольку Φ^P входит во все остальные уравнения. Как показала практика, обычный метод сеток, даже с использованием разностных схем 4-го и более высоких порядков (формулы Рунге-Кутты), оказался неустойчивым. Поэтому использовался метод прогонки (см., например, Березин и Жидков [30]). Согласно общему подходу, частные производные записываются в разностном виде, причем достаточно взять схемы второго порядка аппроксимации:

$$\Phi_{PP} \approx (\Phi_{i+1} - 2\Phi_i + \Phi_{i-1}) / (\Delta P)^2,$$

$$\Phi_P \approx (\Phi_{i+1} - \Phi_{i-1}) / (2\Delta P),$$

которые подставляются в (2.16):

$$\begin{aligned} & \frac{1}{2} \sigma_0^2 I^2 (\Phi_{i+1} - 2\Phi_i + \Phi_{i-1}) + \\ & + \alpha(\Delta P) (\Phi_{i+1} - \Phi_{i-1}) / (2\Delta P) - \Phi_i (\gamma + \rho) + \\ & + \gamma(I \Delta P (1 - T^r) - c) - \max\{\gamma(I \Delta P (1 - T^r) - \\ & - c - k), 0\} J T^c = 0. \end{aligned} \quad (2.34)$$

Это уравнение переписывается в виде

$$a_i \Phi_{i-1} - b_i \Phi_i + c_i \Phi_{i+1} = d_i, \quad (2.35)$$

где

$$\begin{aligned} a_i &= \sigma_0^2 I^2 - \frac{\alpha(I \Delta P)}{2 \Delta P}, \\ b_i &= \gamma + \rho + \sigma_0^2 I^2, \\ c_i &= \sigma_0^2 I^2 + \frac{\alpha(I \Delta P)}{2 \Delta P}, \\ d_i &= -\gamma\{I \Delta P (1 - T^r) - c - \\ & - \max\{I \Delta P (1 - T^r) - c - k, 0\} J T^c\}. \end{aligned} \quad (2.36)$$

Далее решение ищется в виде:

$$\Phi_i = Q_i \Phi_{i+1} + R_i, \quad (2.37)$$

где Q_i и R_i - так называемые прогоночные коэффициенты. Подставив (2.37) в (2.35) получим для них рекуррентные соотношения:

$$\begin{aligned} Q_{i+1} &= \frac{c_i}{b_i - a_i Q_i}, \\ R_{i+1} &= \frac{a_i R_i - d_i}{b_i - a_i Q_i}. \end{aligned} \quad (2.38)$$

Используя первое краевое условие $\Phi''|_{P=0} = 0$ находим Q_0 и R_0 из (2.34) и (2.37):

$$\begin{aligned} Q_0 &= \frac{\alpha(0)}{\alpha(0) + (\gamma + \rho) \Delta P}; \\ R_0 &= \frac{-d_0 \Delta P}{\alpha(0) + (\gamma + \rho) \Delta P}. \end{aligned}$$

Затем осуществляется прямая прогонка для $i = 1, \dots, L$, в результате чего находятся все прогоночные коэффициенты Q_i и R_i . Второе краевое условие $\Phi''|_{P=50} = 0$ позволяет найти

$$\Phi_L = \frac{\alpha(L) R_L - d_L \Delta P}{\alpha(L) (1 - Q_L) - (\rho + \gamma) \Delta P}.$$

Далее, с помощью обратной прогонки по формуле (2.37) находятся все остальные Φ_i , $i = L - 1, \dots, 0$.

После решения задачи (2.16) совершенно аналогичным образом решается уравнение (2.19). Это позволяет найти краевые условия $\Psi_2^u(P, 0) = 0$ и $\Psi_2^u(P, \infty) = v \Phi^u(P)$ для решения задачи (2.17), которая в разностном виде представляется как

$$\begin{aligned} & \frac{1}{2} \sigma_0^2 I^2 (\Psi_{i+1,n} - 2\Psi_{i,n} + \Psi_{i-1,n}) + \\ & + \alpha (\Delta P) (\Psi_{i+1,n} - \Psi_{i-1,n}) / 2 + \\ & + v_{\max} (\Phi_i^p - k - \frac{\Psi_{i,n} - \Psi_{i,n-1}}{\Delta Q^u}) - \Psi_{i,n} p = 0. \end{aligned} \quad (2.39)$$

Третье краевое условие $\Psi_2^u(0, Q^u)$ находится из предположения о том, что при малых ценах имеет место приближенное равенство $\Psi_{i,n}^u \approx A_n \Delta P + B_n$. Это следует из того, что стоимость эксплуатируемого месторождения при малых ценах есть линейная функция, $\Phi^p(P) \approx A^p P + B^p$, также как и параметр $\alpha(P) \approx A^a P + B^a$ в формулах (2.12') и (2.12''). Подставив эти выражения в (2.39), получим рекуррентные соотношения для A_n и B_n :

$$A_{n+1} = A_n (1 - \frac{\Delta Q^u}{v} (p + A^a)) + A^p \Delta Q^u; \quad (2.40)$$

$$B_{n+1} = B_n (1 - \frac{\Delta Q^u}{v} p) + (B^p - k) \Delta Q^u + \frac{\Delta Q^u}{v} B^a.$$

Легко показать, что $\lim_{n \rightarrow \infty} (A_n P + B_n) = v \Phi_\infty^u(P)$, т.е. при малых ценах линейное приближение по P для $\Psi_2^u(P, Q^u)$ вполне оправдано.

Четвертое краевое условие для $P = L \Delta P = 50$, также как и для эксплуатируемых запасов, определяется из условия $(\Psi_2^u)_{pp} = 0$. Оно также обосновывается тем, что при больших ценах ($P > P^*$) реальных опционов нет, а стоимость неразработанного месторождения не может расти с ценой быстрее, чем стоимость эксплуатируемого. В рассматриваемой модели при больших ценах $\Phi^p(P) \approx A^p P + B^p$ для (2.12') или $\Phi^p(P) \approx \ln(A^p P + B^p)$ для (2.12''). Таким образом, в любом случае имеет место, по крайней мере, асимптотическая сходимость $(\Psi_2^u)_{pp} \rightarrow 0$, $P \rightarrow \infty$.

После определения всех краевых условий задача (2.17) решается путем последовательно расчета $\Psi_{i,n}^u$ по слоям $n = 1, \dots, N$. На каждом следующем слое разностное уравнение решается методом прогонки с учетом значений $\Psi_{i,n-1}^u$ на предыдущем слое, а (2.36) записывается на этот раз в виде

$$\begin{aligned} a_i &= \sigma_0^2 I^2 - \frac{\alpha(I \Delta P)}{2 \Delta P}; \\ b_i &= p + \sigma_0^2 I^2 + v_{\max} / \Delta Q^u; \\ c_i &= \sigma_0^2 I^2 + \frac{\alpha(I \Delta P)}{2 \Delta P}; \\ d_i &= v_{\max} (-\Phi_i^p + k - \Psi_{i,n-1}^u / \Delta Q^u). \end{aligned} \quad (2.40')$$

Последним этапом при оценке стоимости нефтедобывающей компании методом численных решений уравнений является учет реальных опционов на выбор момента инвестирования, т.е. решение (2.20) и сшивка полученной функции Ψ_1^u с Ψ_2^u согласно (2.21). При сшивке для сеточных узлов определяются пороговые цены P_n^* .

Симуляция процесса разработки месторождения является технически более простым способом оценивания стоимости нефтедобывающей компании. Генератор слу-

чайных чисел выдает последовательность цен $\{P_i\}_0^T$, по которым вычисляются денежные потоки $CF_{i, \Delta t}$ (дискретный аналог (2.10) и которые дисконтируются по $(1 + p \Delta t)^{i/\Delta t}$. Процесс разработки заканчивается, когда из месторождений извлечена вся нефть. Для получения ожидаемой приведенной стоимости, процесс симуляций повторяется не менее 10,000 раз, пока среднее значение Ψ практически перестает меняться.

2.3. Результаты и анализ расчетов

Из исторических данных было взято $\bar{P}_1 = 17.5$ долл. за баррель смеси «Брент» для (2.12') и $\bar{P}_2 = 18.65$ долл. за баррель для (2.12''). Далее, поскольку для цен на нефть характерны относительные колебания на уровне 25% в год, то для σ_0 будет достаточно реалистичным значение 0.25.

Параметр λ можно определить с помощью эконометрических методов по историческим данным, перейдя от уравнений (2.12')-(2.12'') к дискретной форме (2.23')-(2.23''). Однако определение точного значения этого параметра не является самоцелью, поскольку вид процесса, моделирующего динамику цен на нефть, достоверно неизвестен. Поэтому на практике часто используется (см. Диас и Рош [18]) качественный подход, основанный на понятии времени полу-возврата цены к своему среднему значению. По определению, период полувозврата есть среднее время, за которое цена изменится от P_1 до P_2 ,

причем $\frac{\bar{P} - P_2}{P - P_1} = \frac{1}{2}$. Усреднив уравнения (2.12')-(2.12'')

по реализациям винеровского процесса, а затем проинтегрировав, получим, что период полувозврата цены к своему среднему значению равен $\Delta t_1 = \ln 2 / \lambda_1$ для (2.12') и $\Delta t_2 = \ln 2 / (\lambda_2 \bar{P}_2)$ для (2.12''). На практике он составляет от одного до двух лет, поэтому, взяв $\Delta t = 2$, получим $\lambda_1 = 0.35$ и $\lambda_2 = 0.019$.

Таблица 2.1

ЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БАЗОВЫХ РАСЧЕТАХ

$\bar{P}_1 = \$17.5$; $\bar{P}_2 = \$18.65$	$p = 0.2$; $\Delta t = 0.05$
$\lambda_1 = 0.35$; $\lambda_2 = 0.019$	$\gamma = 0.15$
$\sigma_0 = 0.25$	$T^r = 0.4$
$c = \$5$	$T^c = 0.3$
$k = \$0.3$	$v = 10$ млн барр. в год

Несмотря на простоту исходной модели, соответствующий выбор этих параметров позволяет учесть множество важных факторов, влияющих на стоимость месторождений. Так, нефтяное месторождение может быть отнесено к категории трудноизвлекаемых, т.е. требовать дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат в связи с геологическими особенностями залегания. Это определяется выбором себестоимости c и удельных капвложений k .

Кроме того, важное значение имеют такие показатели, как обводненность нефти, содержание серы и т.д. Поскольку качество собственно нефти отражается ее це-

ной, то эти особенности можно учесть с помощью параметра τ' .

Результаты численного решения задачи (2.16) изображены на рисунке 2.1. Хорошо видно, что для процесса (2.12') (график AG) стоимость барреля эксплуатируемых запасов является медленно меняющейся линейной функцией текущей цены, тогда как для процесса (2.12'') (график GG) эта зависимость является логарифмической. Это подтверждается также совпадением полученных сеточных значений с величинами, вычисленными при помощи симуляций.

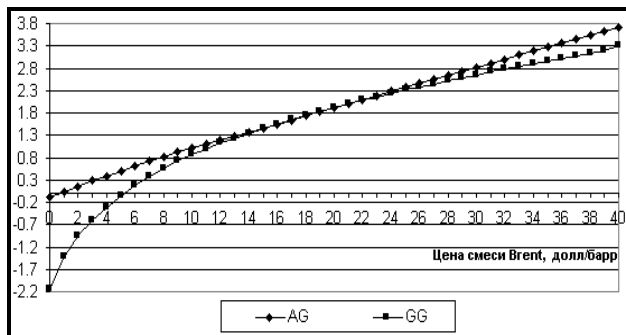


Рис. 2.1. Зависимость стоимости барреля нефти эксплуатируемых запасов от текущих цен на нефть, долл. США

В работе была исследована зависимость рассчитываемой стоимости месторождений от экзогенных параметров. Так, в диапазоне цен 14-24 долл. различие процессов, моделирующих динамику цен на нефть, практически не сказывается на стоимости эксплуатируемых запасов.

Тем не менее, это различие становится заметной при низких ценах. Так, стоимость барреля нефти эксплуатируемого месторождения для процесса (2.12') обращается в ноль при цене нефти $P_1 = \$0.62$, а для процесса (2.12'') – при $P_2 = \$5.2$. Порог рентабельности в обоих случаях составляет $\$8.83$. Таким образом, свойство возвращения к среднему цены на нефть приводит к тому, что приведенная стоимость эксплуатируемого месторождения может быть положительной при ценах, значительно ниже цены безубыточного производства.

Результаты численного решения задач (2.19)-(2.20) представлены в табл. 2.2 – 2.3.

Из этих таблиц видно, что, как и для эксплуатируемых месторождений, в диапазоне цен 14-24 долл. стоимость неразработанных запасов почти не зависит от разновидностей процессов возвращения к среднему (2.12). Однако выбор процесса оказывает заметное влияние на стоимость опционов и пороговые цены. В этом и заключается основная проблема использования подхода реальных опционов к оценке стоимости месторождений. Тем не менее, эта же проблема в еще большей мере присуща обычному методу дисконтирования ожидаемых денежных потоков, поскольку в любом случае она связана с выбором вида стохастического процесса, моделирующего динамику цены на нефть. Как показали расчеты, стоимость месторождения с учетом реальных опционов меньше зависит от выбора процесса для цены на нефть, чем оценка, полученная без их учета.

Расчеты показали также, что увеличение волатильности цен на нефть (параметра σ_0) приводит с одной стороны к незначительному уменьшению стоимости нефтедобывающей компании, а с другой – к росту пороговой цены и увеличению стоимости реальных опционов. Малое влияние этого параметра на оценку стоимости месторождений объясняется неизменностью ставки дисконтирования ρ .

Ни аналитически, ни с помощью эконометрических расчетов или на основе экспертных оценок невозможно определить, как ρ зависит от σ_0 . Это значительно уменьшает значимость результатов о влиянии волатильности на стоимость компании.

На основе проделанных расчетов была исследована зависимость стоимости опционов на выбор момента инвестирования от объема неразработанных запасов и от текущей цены на нефть. Было показано, что опционы играют более существенную роль при малых запасах на неразработанных месторождениях. При увеличении объемов месторождения пороговые цены монотонно убывают, поскольку появляется больше возможностей изменять уровень вложений в их разработку.

Как было показано выше, при $Q''/v \gg 1$ справедливо $\Psi(P, Q^P, Q''; v) = \Phi^P(P)Q^P + v\Phi''(P)$. Этот результат, в частности, объясняет существование одного потенциального источника синергии. Так, когда крупная компания приобретает мелкую с большими неразработанными запасами, стоимость обоих предприятий в результате объединения увеличивается хотя бы из-за того, что имеется возможность вводить в эксплуатацию месторождения с большей скоростью $v_2 > v_1$.

Из табл. 2.2 и 2.3 хорошо видно, что без учета реальных опционов решение параболического уравнения и симуляция процессов, моделирующих динамику цен на нефть, дают практически идентичные значения для стоимости обоих видов месторождений. Однако учет реальных опционов с помощью симуляций принципиально невозможен, поскольку пороговая цена P^* является неизвестной функцией неразработанных запасов. Численное решение параболического уравнения предпочтительней симуляций также из соображений экономии времени. Так, однократный расчет позволяет заполнить всю сетку выбранной области трехмерного пространства, тогда как при симуляции мы получаем каждый раз лишь значение $\Psi(P, Q^P, Q''; v)$ в одной точке. Однако симуляции могут и должны использоваться для проверки правильности расчетов, поскольку при решении уравнений в частных производных нередко возникают сложности, связанные с неустойчивостью и появлением паразитных решений.

2.4. Возможные дальнейшие обобщения модели

1. Учет других категорий запасов

Для еще большего приближения предложенной модели нефтедобывающей компании к реальности ее необходимо дополнить введением вероятных, возможных и доказанных подготовленных неэксплуатируемых категорий запасов. Первые две категории добавляются за счет введения распределения вероятности запасов, подтвержденных в процессе выполнения

геологоразведочных работ (ГРП). Это можно сделать аналогично тому, как было описано в работе Паддока, Сейгела и Смита [8], и не представляет особенных сложностей. По большому счету стоимость возможных или вероятных запасов представляет собой математическое ожидание стоимости неразработанных запасов за вычетом затрат на ГРП.

Учет возможности консервации части действующих и расконсервации простаивающих скважин, напротив, существенно усложняет задачу, поскольку приводит к появлению четвертой фазовой переменной. В этом случае доказанные запасы месторождения складыва-

ются из неразработанных, подготовленных неэксплуатируемых и эксплуатируемых:

$$Q_t = Q_t^p + Q_t^c + Q_t^u,$$

а изменение эксплуатируемых запасов определяется теперь выражением

$$dQ_t^p = -\gamma Q_t^p dt - dQ_t^c - dQ_t^u.$$

Увеличение добычи теперь может быть осуществлено как за счет разработки новых месторождений, так и при расконсервации скважин. Сокращение производства может происходить как за счет естественного падения уровня добычи, так и за счет консервации скважин

Таблица 2.2

СТОИМОСТЬ НЕРАЗРАБОТАННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОБЪЕМА ЗАПАСОВ И ТЕКУЩИХ ЦЕН НА НЕФТЬ для (2.12')

Стоимость неразработанного месторождения, млн долл. США																
Объем неразработанного месторождения млн. барр	6.75		18.21		36.85		66.29		111.8		181.03		284.96		439.42	
Пороговая цена Р*, долл. за баррель	12.63		11.08		8.92		6.57		4.6		3.5		3.3		3.2	
Цена на нефть, долл. за баррель	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV
0	-0.96	3.25	1.77	8.44	9.87	16.01	21.54	25.40	31.85	33.86	37.36	38.59	38.99	40.03	39.21	40.23
1	-0.31	3.36	3.04	8.73	11.54	16.57	23.39	26.28	33.74	35.03	39.25	39.93	40.88	41.41	41.11	41.62
2	0.33	3.40	4.29	9.05	13.19	17.17	25.22	27.24	35.61	36.31	41.13	41.39	42.76	42.93	42.98	43.15
3	0.96	3.62	5.51	9.40	14.82	17.85	27.02	28.31	37.45	37.73	42.97	43.01	44.60	44.61	44.82	44.83
4	1.58	3.77	6.71	9.79	16.41	18.59	28.79	29.49	39.27	39.31	46.42		46.42		46.64	
5	2.19	3.94	7.88	10.23	17.97	19.42	30.53	30.81	41.05		48.20		48.02		48.43	
6	2.77	4.13	9.02	10.72	19.51	20.35	32.25	32.29	42.80		49.96		49.96		50.18	
7	3.33	4.34	10.13	11.27	21.01	21.40	33.93		44.53		51.69		51.69		51.91	
8	3.88	4.59	11.22	11.90	22.50	22.80	35.59		46.23		53.39		53.39		53.62	
9	4.41	4.86	12.29	12.62	23.96		37.23		47.91		55.08		55.08		55.30	
10	4.93	5.18	13.34	13.44	25.40		38.85		49.57		56.74		56.74		56.97	
15	7.48		18.56		32.59		46.92		57.85		65.04		65.04		65.28	
20	10.02		23.77		39.75		54.98		66.11		73.32		73.32		73.54	
25	12.57		28.98		46.92		63.03		74.37		81.60		81.60		81.82	
30	15.11		34.19		54.09		71.09		82.63		89.87		89.87		90.10	
35	17.66		39.40		61.26		79.15		90.89		98.15		98.15		98.38	
40	20.28		45.62		67.78		87.39		99.06		106.44		106.44		106.66	

Таблица 2.3

СТОИМОСТЬ НЕРАЗРАБОТАННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОБЪЕМА ЗАПАСОВ И ТЕКУЩИХ ЦЕН НА НЕФТЬ для (2.12'').

Стоимость неразработанного месторождения, млн долл. США																
Объем неразработанного месторождения млн. барр	6.75		18.21		36.85		66.29		111.8		181.03		284.96		439.42	
Пороговая цена Р*, долл. за баррель	13.23		12.18		10.9		9.47		8.3		7.7		7.5		7.5	
Цена на нефть, долл. за баррель	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV	DCF	ROV
0	-15.40	0.00	-37.24	0.00	-63.64	0.00	-89.66	0.00	-109	0.00	-119	0.00	-122	0.00	-122	0.00
1	-10.44	0.80	-23.73	2.04	-36.31	3.77	-42.53	5.86	-40.68	7.78	-36.90	8.91	-35.44	9.27	-35.23	9.31
2	-7.46	1.25	-16.03	3.19	-22.20	5.89	-22.09	9.15	-16.85	12.15	-12.41	13.92	-10.92	14.47	-10.71	14.55
3	-5.14	1.65	-10.25	4.20	-12.19	7.76	-8.56	12.05	-1.76	16.00	2.94	18.32	4.44	19.05	4.65	19.15
4	-3.23	2.02	-5.60	5.16	-4.50	9.54	1.43	14.80	9.15	19.66	13.99	22.52	15.49	23.41	15.70	23.54
5	-1.60	2.40	-1.75	6.11	1.68	11.30	9.25	17.53	17.57	23.28	22.50	26.67	24.00	27.73	24.21	27.88
6	-0.19	2.77	1.50	7.08	6.79	13.08	15.59	20.30	24.34	26.96	29.33	30.88	30.84	32.11	31.04	32.28
7	1.04	3.16	4.29	8.07	11.09	14.92	20.87	23.16	29.94	30.76	34.98	35.23	36.49	36.63	36.69	36.83
8	2.12	3.57	6.71	9.12	14.08	16.85	25.36	26.16	34.68	34.73	39.75		41.26		41.47	

9	3.07	4.01	8.84	10.22	18.03	18.90	29.24	29.33	38.77	43.86	45.37	45.58
10	3.93	4.47	10.75	11.41	20.89	21.09	32.65		42.34	47.45	48.97	49.17
15	7.38		18.23		31.76		45.34		55.56	60.73	62.24	62.45
20	10.02		23.68		39.33		53.95		64.44	69.64	71.16	71.36
25	12.17		27.94		45.06		60.34		71.01	76.23	77.75	77.95
30	13.98		31.41		49.61		65.36		76.14	81.38	82.90	83.10
35	15.54		34.31		53.34		69.44		80.31	85.55	87.07	87.28
40	17.00		37.60		55.93		73.01		83.69	89.06	90.55	90.76

2. Введение пуассоновских шоков в стохастическое уравнение для цены на нефть

Это может быть сделано аналогично [18]:

$$dP / P = [\alpha(P) - \eta k] dt + \sigma_p d\omega + dq,$$

где $dq = 0$ с вероятностью $1 - \eta dt$ и $dq = \phi - 1$ с вероятностью ηdt , а также $k\eta dt = E[dq]$. Необходимость добавления пуассоновских шоков обусловлена переходом от дискретных к непрерывным моделям.

3. Учет инфляции и обесценивания национальной валюты

Для Российских компаний характерно разделение внутреннего и внешнего рынка нефти и нефтепродуктов. Эффективность реализации продукции на различных рынках зависит не только от уровня цен, но и от соотношения темпов инфляции и обесценивания рубля по отношению к доллару США. Так, после девальвации 1998 года экспорт стал очень выгодным, несмотря на низкие мировые цены, тогда как «твердый» рубль может сделать его нерентабельным, даже при достаточно высоких ценах.

4. Использование внешних заимствований для обеспечения требуемого объема инвестиций

5. Учет возможности изменения процентных ставок

Колебания процентных ставок могут не приниматься во расчет только из-за сильной волатильности цен на нефть.

6. Наличие НПЗ, обобщение на ВИНКи

Этот фактор играет особенно существенную роль при низких ценах на нефть, когда ее добыча осуществляется на грани рентабельности.

7. Существование промышленных запасов нефти и нефтепродуктов

Наличие возможности хранить запасы позволяет извлекать дополнительную выгоду из резких колебаний цен на нефть.

В принципе этот список можно продолжить дальше, однако абсолютно полного описания реальной действительности добиться все равно не удастся. В какой-то момент либо расчет окажется слишком сложным, либо его результат – абсурдным. Последнее может случиться при накоплении ошибок, вызванных неправильными исходными предположениями относительно вида случайных процессов, экзогенных параметров и т.д. Тем не менее, исходная модель, безусловно, может и должна быть обобщена, по крайней мере, в плане учета всех категорий запасов. В целом оценивание стоимости компаний с учетом реальных опционов выглядит достаточно перспективным и оставляет место для дальнейшего творчества.

3. МОДЕЛИ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

3.1. Связь проблемы нахождения недооцененных компаний с гипотезой об эффективности фондового рынка

Задача сравнительной оценки стоимости предприятий имеет большое практическое значение. Инвестиционные компании и взаимные фонды, управляющие портфелями акций стоимостью сотни миллиардов долларов, ежедневно сталкиваются с проблемой получения максимальной доходности при минимальном риске. Для эффективного управления высоко диверсифицированными портфелями эти компании используют брокеров, являющихся, как правило, узкими специалистами в какой-нибудь одной сфере. Так, трейдер может быть специалистом по нефтяной отрасли, и тогда его действия сводятся к перекалыванию денег из акций одних нефтяных компаний в другие, в надежде найти недооцененные акции. При этом практически невозможно определить, является ли доходность портфеля следствием его квалификации или слепой фортуны. Единственным критерием для оценки деятельности брокера может служить сравнение доходности инвестиционного портфеля с портфелем акций со сходными показателями риска или, попросту говоря, с неким индексом.

Если компания не является публичной, то ее потенциальную стоимость (например, при приватизации) также можно определять на основе сравнения с аналогичными компаниями. Фактически в этих примерах речь идет не о фундаментальной, а о рыночной или сравнительной стоимости компании.

Как показывает опыт, редко кому в течение достаточно продолжительного времени удается переигрывать рынок, в качестве которого, как правило, рассматривают некий индекс. Для достижения этой цели люди применяют множество самых разнообразных методик – строят графики, рассчитывают коэффициенты, собирают инсайдерскую информацию и т.д.

Практическая задача «побить» рыночный индекс тесно связана с концепцией эффективности рынка (ЕМН), состоящей из двух принципиальных положений (см. [22]) – как информация проявляется в ценах и насколько точно котировки отражают фундаментальную стоимость компании. В 1967 году Робертс [31] определил слабую, среднюю и сильную формы эффективности рынка, утверждая соответственно, что текущие цены определяются прошлыми котировками, доступной информацией и вообще всей информацией.

Если рынок эффективен в строгой форме, то никто никогда не сможет постоянно получать сверхприбыли независимо от используемого метода, квалификации и информированности. Большинство ученых и биржевых игроков сходятся во мнении, что такая форма эффективности нереальна. В случае если фондовый рынок эффективен в средней форме, инвесторы могут обыграть его за счет владения инсайдерской информацией, если она не отражается в ценах мгновенно. Однако здесь не помогут технический анализ и различные коэффициенты. Самая слабая форма эффективности позволяет обыграть рынок используя публичную информацию, но не одни лишь прошлые цены.

Что касается информационной части ЕМН, то мы придерживаемся гипотезы об эффективности рынка в сред-

ней форме. Это означает, что капитализация компании определяется доступной информацией о ее деятельности и текущей конъюнктурой. Что же касается второго, то мы сомневаемся в правильной оценке рынком фундаментальной цены компаний, определяемой приведенной стоимостью ожидаемых денежных потоков акционерам. Это связано с тем, что рынок слишком сильно подвержен влиянию неэкономических факторов, не связанных напрямую с доходами корпораций. Так, вследствие стадного поведения на рынках периодически происходят обвалы котировок или, наоборот, необоснованный рост (bubble), хотя экономическая ситуация при этом может и не изменяться. Мы полагаем, что рынок является, в среднем, эффективным не в абсолютной форме, а в относительной. Это означает, что он может неверно оценивать фундаментальную стоимость компании, но должен правильно оценивать компании относительно друг друга, особенно внутри однородной группы (например, в одной отрасли).

То, что в какой-то момент на рынке оказываются недооцененные компании, является следствием краткосрочной неэффективности рынка из-за того, что информация не распространяется мгновенно. Это может происходить также при сильных колебаниях рынка или непрозрачности деятельности компаний. Выявление таких компаний позволяет в принципе переиграть рынок, даже если он эффективен в среднем.

Инвесторы (за исключением фанатичных приверженцев технического анализа) при выборе той или иной акции обычно руководствуются весьма простыми правилами. Среди наиболее популярных индикаторов привлекательности компаний оказываются различные коэффициенты. В любом аналитическом обзоре, предлагающем купить или продать ту или иную акцию, можно встретить отношения *капитализация / чистая прибыль* (P/E), *капитализация / объем продаж* (P/S) и т.д. Каждый из этих коэффициентов выявляет привлекательные компании лишь по одному показателю. Ясно, что, если попытаться взглянуть одновременно на два и более коэффициента, возникнут определенные трудности.

Попытаться одновременно учесть несколько факторов можно с помощью известной Арбитражной теории ценообразования (APT). Однако рассчитываемые по выборкам исторических данных коэффициенты линейной регрессии сами меняются изо дня в день. Кроме того, сам выбор факторов становится настоящей проблемой. Одним из самых существенных недостатков APT при формировании портфеля является то, что она дает на выходе *ожидаемые будущие котировки* (или ожидаемые доходности). Как известно, практическая точность подобных предсказаний минимальна. К достоинствам теории можно отнести то, что она, как и CAPM, ранжирует акции по доходности и риску, если под последним понимать волатильность цены.

Для нахождения единственного параметра, учитывающего одновременно множество факторов и позволяющего выявлять недооцененные компании, мы предлагаем использовать технологию Data Envelopment Analysis (DEA). Она была разработана в 1978 году Чарнсом, Купером и Родсом (см. [32], [33]) для анализа технологий фирм, затрачивающих несколько видов ресурсов на выпуск нескольких видов продуктов. Суть этого непараметрического подхода состоит в построении кусочно-линейной границы эффективности по эмпирическим данным группы компаний (подробнее см. раздел «Формаль-

ное описание DEA»). Каждой фирме соответствует точка в многомерном пространстве затрат-выпуска. При решении соответствующих оптимизационных задач рассчитываются коэффициенты эффективности. Они определяют эффективность каждого предприятия относительно других компаний в рассматриваемой группе. Границу задают компании, для которых коэффициент эффективности равен единице, - они обладают эффективными технологиями и оптимальны по масштабу производства. Разумеется, нет оснований утверждать, что эти компании на самом деле производят максимально возможный объем продуктов при данном объеме затрачиваемых ресурсов, - они эффективны лишь по сравнению с другими предприятиями. А мера удаления других компаний от границы как раз и определяет неэффективность их деятельности относительно "лучших представителей".

Данный подход широко используется при анализе эффективности банковского сектора (см. работу Миллера и Ноулса [34]). Новизна данного исследования заключается в применении DEA к фондовому рынку. В этом случае в качестве выпуска можно взять капитализацию, а в качестве ресурсов - всю доступную информацию о деятельности компании. Рассчитанные таким образом коэффициенты эффективности будут определять компании, недооцененные внутри заданной группы. Результаты расчетов для российских и западных нефтяных компаний и их анализ приведены в разделах «Сравнительная оценка российских ВИНК» и «Расчет коэффициентов эффективности для крупнейших западных компаний». В последнем разделе «Фундаментальная и сравнительная оценки НК «Роснефть» продемонстрирована возможность использования DEA для оценки потенциальной рыночной стоимости предприятия, то есть когда акции компании еще не торгуются на открытом рынке.

3.2. Формальное описание DEA

Рассмотрим сначала простейший случай, когда фирма производит один вид продукции, используя для этого всего один ресурс. В процессе производства компания решает оптимизационную задачу - максимизирует выпуск при ограничении на ресурсы или минимизирует затраты при заданном объеме производства. Соответствующие оптимизационные задачи называются ориентированными на выпуск или затратно-ориентированными. В дальнейшем для удобства будем рассматривать только затратно-ориентированный подход, поскольку для линейных задач оба подхода эквивалентны. Для группы из n предприятий задача линейного программирования запишется в виде:

$$\begin{aligned} \max_{a,b} z &= by_i; \\ by_i &\leq ax_j, \quad \forall j = 1, \dots, N; \\ ax_i &= 1; \\ a &> 0, \quad b > 0, \end{aligned} \quad (3.1)$$

где y_i и x_i - соответственно выпуск и затраты i -го предприятия. При таких ограничениях задача эквивалентна

$$\begin{aligned} \max_{a,b} k_i &= by_i / ax_i; \\ by_i / ax_j &\leq 1, \quad \forall j = 1, \dots, N; \\ a &> 0, \quad b > 0, \end{aligned} \quad (3.2)$$

где коэффициент $k_i = \frac{by_i}{ax_i}$ определяет эффектив-

ность каждого предприятия относительно остальных. Ограничения выбраны таким образом, чтобы выполнялось неравенство $k_i \leq 1$.

Совершенно очевидно, что при таком определении эффективности неявно предполагается ее независимость от масштаба производства (или постоянная отдача от масштаба). Между тем, неэффективность производства может быть обусловлена в том числе неоптимальным масштабом. Для учета влияния фактора масштаба предлагается рассматривать задачу

$$\begin{aligned} \max_{a,b,t} z &= by_i + t; \\ t + by_j &\leq ax_j, \quad \forall j = 1, \dots, N; \\ ax_i &= 1; \\ a > 0, \quad b > 0. \end{aligned} \quad (3.3)$$

При этом в зависимости от ограничений на параметр t возможны различные зависимости отдачи от масштаба. Так, при $t = 0$ мы возвращаемся к задаче (3.1), то есть к постоянной отдаче от масштаба (CRS).

Рассмотрим случай произвольного t . Пусть a, b, t - решение задачи (3) для i -го предприятия, являющегося эффективным. Рассмотрим предприятие j такое, что $x_j = \alpha x_i$, $\alpha \neq 1$. Из ограничений задачи (3.3) следует, что оно также будет эффективно, если $t + by_j = ax_j = \alpha$. С другой стороны, $t + by_j = ax_j = 1$. Отсюда следует, что $y_j = \alpha y_i - t(1 - \alpha)$. Таким образом, если $t \geq 0$, то $y_j \leq \alpha y_i$ при $\alpha < 1$ и $y_j \geq \alpha y_i$ при $\alpha > 1$, то есть для эффективных предприятий наблюдается неумножение отдачи от масштаба (NDRS). Аналогично, если для эффективного предприятия получилось $t \leq 0$, то увеличение масштаба сопровождается неувеличением отдачи (NIRS). Если на t не накладывается никаких ограничений, то отдача от масштаба для эффективных предприятий может быть произвольной (VRS).

В многомерном случае по аналогии также можно ввести коэффициент продуктивности i -го предприятия как нормированное отношение некоторого «обобщенного» выпуска к «обобщенным» затратам. При этом в качестве «обобщенного» выпуска (затрат) можно взять взвешенную сумму по всем выпускам (затратам).

Рассмотрим далее N предприятий, производящих m различных выпусков и затрачивающих n ресурсов. Технология производства описывается парой векторов $y \in R_0^m$ (выпуск) и $x \in R_0^n$ (затраты) и отображается точкой (x, y) в неотрицательном ортанте $n+m$ мерного евклидова пространства. Коэффициент эффективности в этом многомерном пространстве затрат-выпуска можно записать в виде (Сейфورد и Фролл [35]):

$$k_i = \frac{b}{a} = \frac{by_i}{ax_i} < 1, \quad \forall i = 1, \dots, N, \quad k_i \leq 1, \quad (3.4)$$

где $a \in R_+^n$ и $b \in R_+^m$ - векторы весов, по которым максимизируется k_i . Аналогично (3.1), максимизация коэффициента эффективности (3.4) эквивалентна максимизации обобщенного выпуска с соответствующими ограничениями:

$$\begin{aligned} \max_{a,b} z &= \langle b, y_i \rangle \\ \langle b, y_j \rangle &\leq \langle a, x_j \rangle, \quad \forall j = 1, \dots, N; \\ \langle a, x_i \rangle &= 1; \\ a &\in R_+^n, \quad b \in R_+^m. \end{aligned} \quad (3.5)$$

Учет эффекта масштаба, как и в одномерном случае, производится добавлением новой переменной

$$\begin{aligned} \max_{a,b,t} z &= \langle b, y_i \rangle + t; \\ t + \langle b, y_j \rangle &\leq \langle a, x_j \rangle, \quad \forall j = 1, \dots, N; \\ \langle a, x_i \rangle &= 1; \\ a &\in R_+^n, \quad b \in R_+^m. \end{aligned} \quad (3.6)$$

С задачей (3.6) связана двойственная, решать которую с технической точки зрения более предпочтительно в силу различий размерности векторов ресурсов и выпуска:

$$\begin{aligned} \min_{v,u} u &= u_i; \\ -\langle v, x^j \rangle + \langle u, y^j \rangle &\geq 0, \quad \forall j = 1, \dots, n; \\ \langle v, y^k \rangle &\geq y_i^k; \\ v &\in R_+^n, \quad -\infty < u < +\infty, \end{aligned} \quad (3.7)$$

где $x^j = (x_1^j, \dots, x_n^j)^T$ - вектор затрат по j -му ресурсу для всех предприятий выборки. Решением задачи (7) как раз является искомый показатель эффективности, называемый общей технической эффективностью (OTE) технологии $u_i = OTE_i$. Он позволяет оценить общую отдачу от затрат ресурсов, не объясняя причин возникновения неэффективности. В зависимости от ограничений, накладываемых на вектор v , получаются различные зависимости отдачи от масштаба (см. табл. 3.1).

Если в результате решения задачи (3.6) для i -го предприятия без ограничений на v получилось $u_i = 1$, то это лишь означает, что его представление в пространстве затрат-выпуска лежит на границе эффективности. Для того, чтобы оно действительно было эффективным, достаточно, чтобы хотя бы один элемент вектора v был отличен от 0, то есть $v \geq 0$. Далее, если на v не накладывалось никаких ограничений, то получившаяся неэффективность предприятия $u_i < 1$ может быть следствием неоптимальности масштаба. Решение (3.6) с ограничением $\langle v, 1 \rangle = 1$ дает так называемый коэффициент чистой технической эффективности (PTE), который учитывает наличие (пусть даже и чисто теоретическое) зависимости издержек фирмы от масштаба ее деятельности и таким образом позволяет корректно сравнивать эффективность деятельности компаний разной величины. Иными словами, значение коэффициента иллюстрирует эффективность той или иной компании, если принимается гипотеза о том, что крупные компании затрачивают на выпуск дополнительной единицы продукции больше ресурсов, нежели средние и мелкие (растут издержки на управление, инфраструктуру и т.п.).

Таблица 3.1

КОЭФФИЦИЕНТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ОГРАНИЧЕНИЯХ

Тип грани- цы эффе- ктивности	Прямая задача ЛП $z_i = \max_{a,b} \{ \langle b, y_i \rangle + t \}$ $\langle b, y_j \rangle + t \leq \langle a, x_j \rangle$ $\langle a, x_i \rangle = 1$ $a \in R_+^n, \quad b \in R_+^m, \quad j = 1, \dots, N$	Двойственная задача ЛП $u_i = \min_{v,u} u$ $\langle u, y^j \rangle \geq \langle v, x^j \rangle, \quad j = 1, \dots, n$ $\langle v, y^k \rangle \geq y_i^k, \quad k = 1, \dots, m$ $v \in R_+^n, \quad -\infty < u < +\infty$
-------------------------------------	--	--

CRS	$t = 0$	-
NIRS	$t \leq 0$	$< v, 1 \geq 1$
NDRS	$t \geq 0$	$< v, 1 \geq 1$
VRS	-	$< v, 1 \geq 1$

Вообще говоря, коэффициент **OTE** может быть разделен на чистую техническую эффективность и эффективность от масштаба деятельности (**SE**): $OTE = PTE \times SE$. Здесь коэффициент эффективности масштаба **SE** отражает как раз ту часть общей технической неэффективности, которая объясняется именно зависимостью издержек производства от его масштаба и не может быть преодолена одним лишь снижением затрат ресурсов. Причина такой неэффективности кроется в отклонении от оптимального масштаба производства.

Таким образом, каждой i -й технологии из выборки приписывается 4 числа, являющихся решением задачи ЛП с соответствующими предположениями относительно свойств границы эффективности (см. табл. 3.1). Эти показатели связаны соотношением $CRS_i \leq NIRS_i, NDRS_i \leq VRS_i \leq 1$, причем

$$CRS_i = OTE_i, VRS_i = PTE_i, a SE_i = CRS_i / VRS_i.$$

Если в результате расчета окажется, что $CRS_i < NIRS_i = VRS_i$, то неэффективность масштаба вызвана превышением оптимального масштаба, а если $CRS_i = NDRS_i < VRS_i$, то слишком низким объемом. В том случае, когда $CRS_i = NDRS_i = VRS_i = 1$, технология эффективна и оптимальна по масштабу.

Для иллюстрации этих понятий рассмотрим двумерный случай $m=n=1$ (см. рисунок 3.1). Точки $P_1, \dots, P_6$ соответствуют шести предприятиям, которые описываются соответствующими технологиями (x_i, y_i) , $i = 1, \dots, 6$. Единственным эффективным из них является предприятие P_3 , характеризующееся максимальной отдачей y_3/x_3 , а соответствующей границей эффективности является луч $[0, M]$. Все точки, лежащие на этом луче, соответствуют технологиям с максимальной отдачей при постоянной отдаче от масштаба (**CRS**). Показатель общей технической эффективности для произвольного предприятия равен отношению абсциссы проекции ее технологии на луч к абсциссе самой технологии, например для предприятия P_6 -- $OTE_6 = x_c / x_6$.

На практике производственная функция может зависеть от масштаба производства. В качестве эмпирической производственной функции, обладающей таким свойством, используется часть линейной оболочки, натянутой на векторы технологий из выборки.

На рис. 3.1 это предприятия $P_1, \dots, P_5$. Коэффициент чистой эффективности получается проектированием технологии на кривую, соединяющую эти точки. Для предприятий $P_1, \dots, P_5$ $PTE = 1$, а для P_6 -- $PTE_6 = x_v / x_6$.

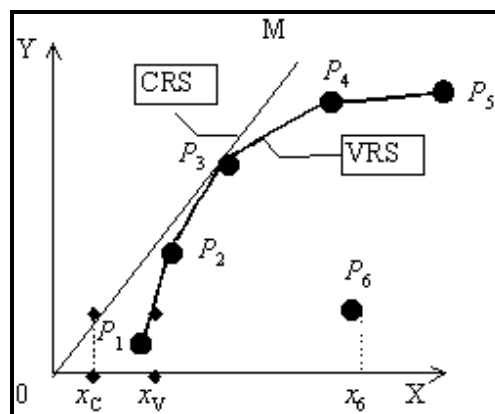


Рис. 3.1. Границы эффективности в одномерном случае

На рис. 3.1 технологией, оптимальной по масштабу, является P_3 : $SE_3=1$, а для других технологий он меньше 1. Так, для P_6 -- $SE_6=x_c/x_v$, а для P_5 -- $SE_5=OTE_5$.

3.3. Обоснование возможности применения DEA к фондовому рынку

С точки зрения фондового рынка, единственным эффективным критерием деятельности любой публично торгуемой корпорации является ее рыночная капитализация. В процессе формирования цены акции компании рынок «переваривает» всю доступную (со временем и инсайдерскую) информацию, касающуюся как непосредственно самого предприятия, так и общую, определяющую конъюнктуру рынка в целом – макроэкономическую, политическую и т.д. Таким образом, в терминах модели DEA в качестве входных параметров (ресурсов) берется информация, выраженная в каких-либо численных показателях. Так, наиболее естественными факторами будут те, которые влияют на денежные потоки, определяющие в конечном итоге капитализацию (выходной параметр – выпуск). Из бухгалтерских финансовых показателей это, в первую очередь, чистая прибыль и объем продаж. При этом важное значение имеет также внешняя задолженность компании (отношение $debt / equity$), поскольку акционеры получают лишь часть денежных потоков, генерируемых в процессе производства.

Из производственных показателей существенными являются физические объемы производства. Например, для производителей алюминия важен объем переработки первичного алюминия за определенный промежуток времени, выпуска проката, фольги и т.д. Если имеет место (как для России) существенное ценовое разделение внутреннего и внешнего рынков сбыта, то большое значение имеет также объем экспорта. Для компаний, производство которых связано с добычей полезных ископаемых, одним из ключевых параметров будут запасы (нефти, газа, угля, бокситов и т.д.). В случае **high-tech** компаний ситуация несколько осложняется в силу «виртуальности» природы выпуска. Однако и здесь можно найти факторы, определяющие капитализацию компаний. Для интернет-провайдеров и операторов мобильной связи это, прежде всего, число абонентов и темпы роста. Для телефонных компаний факторами могут также служить линии (кабели) и т.д.

В одномерном случае, когда коэффициент эффективности вычисляется только по одному параметру, он имеет наглядное экономическое толкование. Пусть, напри-

мер, в качестве этого параметра выбирается чистая прибыль компании. Тогда коэффициент эффективности при постоянной отдаче от масштаба есть не что иное, как нормированное отношение P / E . Действительно, для предприятия 6 на рисунке 3.1 имеем:

$$\beta_6 = OTE_6 = \frac{x_6}{x_6} = \frac{y_6}{y_6} = \frac{1}{y_6} \frac{y_6}{x_6} = \alpha \frac{P_6}{E_6}.$$

Таким образом, традиционное сопоставление компаний по коэффициентам *капитализация / запасы*, P/S и т.д. есть, с точки зрения DEA, просто сравнение коэффициентов эффективности при постоянной отдаче от масштаба. Добавление новых показателей в качестве ресурсов обобщает все подобные коэффициенты, а дополнительные ограничения позволяют более корректно сравнивать сильно различающиеся по масштабу производства предприятия. Представление обобщенных затрат (выпуска) в коэффициенте эффективности в виде линейной комбинации всех затрат (выпусков) является существенным упрощением. Однако тот факт, что при анализе фондового рынка инвесторы, как правило, используют несколько однотипных показателей (типа P/E), говорит в пользу того, что капитализация определяется именно их взвешенной суммой.

Таблица 3.2

СВЯЗЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ПО DEA С ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ФОНДОВОГО РЫНКА (ЕМН)

DEA	ЕМН
Выпуск	Рыночная капитализация
Затраты	Доступная информация
Неэффективная компания	Недооцененная компания

Поскольку на выходе фондовый рынок формирует капитализацию, то его неэффективность проявляется в недооцененности или переоцененности одной компании относительно других. С точки зрения DEA, компания не может быть переоценена. Если ее капитализация «слишком высока» по сравнению с аналогичными компаниями, то она по DEA все равно будет эффективной. Недооцененная же компания будет неэффективной в том смысле, что для своих достаточно высоких показателей она стоит недостаточно дорого. Если справедлива гипотеза эффективности фондового рынка (ЕМН), то это, в частности, означает, что на рынке не должно быть недооцененных или переоцененных компаний. Иными словами, рассчитанные коэффициенты эффективности должны быть равны 1 для всех компаний из выборки. Чем меньше этот коэффициент, тем более недооценена компания. Если таких компаний достаточно много, то это можно рассматривать как свидетельство в пользу неэффективности рынка. Простое наличие недооцененных компаний не является окончательным доводом против ЕМН в средней форме, поскольку в качестве входных параметров не может использоваться вся публичная информация.

3.4. Сравнительная оценка российских ВИНК

Специфика российского фондового рынка и отечественных ВИНК

Главной проблемой при сравнении капитализации российских нефтяных холдингов является выбор той доли ресурсов, которая определяет стоимость непосредственно НК. Отличительной особенностью российских ВИНК

является наличие в обращении акций дочерних компаний. Более того, для многих НК к середине 1997 года характерна ситуация, когда акции дочерних предприятий гораздо более ликвидны, чем акции холдингов, многие из которых тогда вообще не были включены в список РТС (в сентябре 1997 года все рассматриваемые компании уже включены в листинг РТС).

Дело в том, что российские ВИНК были образованы нетрадиционным для мировой практики образом, поскольку дочерние предприятия сформировались как АО раньше материнских. Уставный капитал НК был образован передачей 51% уставных капиталов дочерних предприятий. Изначально акционерные общества создавались таким образом, что их уставный капитал на три четверти состоял из обыкновенных акций и на четверть из привилегированных. В результате холдинги контролировали лишь 38% голосов в дочерних предприятиях, что порождало многочисленные конфликты, поскольку позволяло «дочкам» проводить подчас независимую политику. Невозможность эффективно контролировать деятельность дочерних предприятий часто приводила к ухудшению их финансового положения (огромные задолженности федеральному и местным бюджетам), что не могло долго устраивать руководство НК. Докупая на рынке акции дочерних предприятий до контрольного пакета, материнские компании затем могут осуществлять более эффективное управление.

Естественным этапом в развитии НК является переход на единую акцию холдинга. Первой (и пока единственной) НК, консолидировавшей дочерние предприятия, является «ЛУКОЙЛ». В настоящий момент в процессе перехода на единую акцию находятся «ЮКОС», «Сиданко», «Сибнефть», «ТНК» и «Сургутнефтегаз».

Переход на единую акцию сопряжен со многими трудностями. Во-первых, для принятия решения о консолидации необходимо иметь квалифицированное большинство, то есть 75% голосов. При отсутствии соответствующего пакета материнской компании придется предложить премию при обмене акций дочернего предприятия на акции холдинга. Наличие у компании квалифицированного большинства в российских условиях почти наверняка приводит к ущемлению прав мелких акционеров дочерних компаний.

В табл. 3.3 представлено отношение консолидированной капитализации дочерних предприятий к капитализации холдингов на конец 1997 года. Не учитывалась капитализация нефтеперерабатывающих заводов, а также предприятий с капитализацией меньше 10 млн. долларов. Хорошо видно, что, по крайней мере, у первых четырех НК капитализация дочерних предприятий сравнима (больше 20%) с капитализацией холдингов, а в случае «Сургутнефтегаза» и вовсе ее превышает. Таким образом, правильный расчет части ресурсов, приходящихся собственно на холдинг, имеет первостепенное значение.

Таблица 3.3

ОТНОШЕНИЕ КАПИТАЛИЗАЦИИ ДОЧЕРНИХ КОМПАНИЙ К КАПИТАЛИЗАЦИИ ВИНК⁵

№	Наименование	Отношение конс. кап. дочек к капитал. холдинга, 31.12.97
1	НК СургутНГ	101.7%
2	НК СЛАВНЕФТЬ	31.1%

⁵ Источник: журнал «Коммерсантъ - Деньги», №3 за 1998год.

№	Наименование	Отношение конс. кап. дочек к капитал. холдинга, 31.12.97
3	КомитЭК	25.8%
4	ОНАКО	22.8%
5	ВНК	13.7%
6	НК ЮКОС	13.4%
7	НК СИДАНКО	9.0%
8	НК Сибнефть	8.0%
9	Тюменская НК	4.0%
10	НК Лукойл	0.0%
11	Татнефть	0.0%
12	Башнефть	0.0%

Поскольку в данном случае трудно предложить точный способ расчета «правильного» соотношения *капитализация / ресурс*, в первом приближении предлагается считать российский рынок эффективным в том смысле, что он учитывает степень влияния НК на дочерние структуры и более или менее правильно отражает всю публичную информацию в ценах. Тогда далее можно предположить, что рыночная капитализация НК по ресурсам складывается из консолидированной капитализации самой НК и ее дочерних предприятий за вычетом акций дочерних компаний, уже находящихся в собственности холдинга. Таким образом, мы предполагаем, что рынок не считает дважды одну и ту же тонну добытой нефти для НК и для какой-нибудь ее дочки.

В пользу этого предположения может говорить тот факт, что если переход на единую акцию будет осуществляться путем обмена акций, то реально обмениваться будут только акции, еще не принадлежащие холдингу. Капитализация получившейся НК практически не должна сильно измениться по сравнению с суммарной капитализацией до перехода, поскольку в российских условиях более вероятно ущемление прав мелких акционеров дочерних компаний, чем возможность обмена с премией.

Расчет доли холдинга в общих ресурсах нужно проводить не только для добычи нефти, но и запасов, экспорта, выручки и чистой прибыли, поскольку последняя, например, направляется и в дочерние предприятия. Пусть холдинг владеет долей $0 < \alpha \leq 1$ голосующих акций своих дочерних предприятий. Тогда при расчете доли запасов, приходящихся на НК, можно считать, что

$$\text{Запасы}^{\text{НК}} = \text{Запасы} \times \text{Капитализация}^{\text{НК}} / ((\text{Капитализация}^{\text{НК}} + (1-\alpha) \times \text{Капитализация}^{\text{дочек}})) \quad (3.8)$$

Эквивалентной и более удобной формулировкой этого предположения будет выбор в качестве капитализации суммарной капитализации НК и дочек, а факторов – консолидированных показателей холдинга:

$$\text{Капитализация} = \text{Капитализация}^{\text{НК}} + (1-\alpha) \times \text{Капитализация}^{\text{доче}} \quad (3.9)$$

Результаты расчетов

В табл. 3.4 представлены показатели эффективности по добыче без учета холдинговой структуры (CRS_1 , $NIRS_1$, VRS_1) и с ее учетом (CRS_2 , $NIRS_2$, VRS_2) (по результатам работы: Поманский А.Б., Выгон Г.В. [36]). Компании расположены в порядке увеличения переоцененности по коэффициенту VRS_2 , поскольку очевидно, что отдача зависит от масштаба. На сегодняшний день эффективность российских НК увеличивается с масштабом. Это обуславливает тенденцию к укрупнению компаний посредством слияний и поглощений. Видно, что отношение *капитализация/добыча* и $NIRS$ совпадают с коэффициентом CRS .

В табл. 3.5 представлена эффективность 11 компаний, определенная на базе капитализации на 10 декабря 1997 и 5 производственных и финансовых показателей за 1996 год – запасов, добычи, экспорта нефти, объема продаж и чистой прибыли, а в табл. 3.6 – на базе 6 показателей (с переработкой нефти).

Хорошо видно, что непринятие во внимание переработки нефти могло привести к ошибочному представлению о значительной недооцененности «Татнефти» и «ТНК». В то же время, поправки на холдинговую структуру позволяют правильно оценить НК «Сургутнефтегаз». Близость коэффициентов VRS_2 к единице может свидетельствовать об относительной эффективности российского рынка, несмотря на его высокую рискованность и, следовательно, волатильность (см. Выгон Г.В. [37]). Однако это может быть и следствием малого числа рассматриваемых компаний – все они попадают на границу эффективности.

3.5. Расчет коэффициентов эффективности для крупнейших западных компаний

В другом исследовании (см. Поманский А.Б., Выгон Г.В. [38]) мы рассмотрели 12 крупнейших негосударственных нефтяных корпораций (см. табл. 3.7).

Выбор этих западных компаний связан, прежде всего, с их достаточно высокой информационной открытостью. Так, для американских компаний обязательна публикация ежеквартальных отчетов. Тем не менее, в Европе это пока не принято (крупнейшие компании стараются следовать американским стандартам), поэтому пришлось ограничиться данными за 1998 год и первый квартал 1999-го. Кроме того, американский фондовый рынок является самым крупным и развитым в мире, следовательно, если он неэффективен, то об остальных и говорить нечего.

В качестве выпуска, как и в случае российских компаний, была взята капитализация этих компаний за первый квартал 1999 года. Из факторов, оказывающих наибольшее влияние на котировки нефтяных компаний, были выбраны ключевые производственные и финансовые показатели за 1998 год: запасы и добыча нефти и газа, переработка нефти, объем продаж, чистая прибыль, активы, капитал и резервы (equity).

Таблица 3.4

КОЭФФИЦИЕНТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ, РАССЧИТАННЫЕ БЕЗ УЧЕТА ХОЛДИНГОВОЙ СТРУКТУРЫ

№	Наименование	CRS1	NIRS1	VRS1	Cap./Extraction 1	CRS2	NIRS2	VRS2	Cap./Extraction 2
1	Башнефть	0.11	0.11	0.20	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
2	ТНК	0.32	0.32	0.38	0.32	0.33	0.33	0.36	0.33
3	НК Татнефть	0.39	0.39	0.44	0.39	0.39	0.39	0.41	0.39
4	НК Сибнефть	0.63	0.63	0.69	0.63	0.68	0.68	0.68	0.68
5	НК ЮКОС	0.63	0.63	0.65	0.63	0.71	0.71	0.71	0.71

№	Наименование	CRS1	NIRS1	VRS1	Cap./Extraction 1	CRS2	NIRS2	VRS2	Cap./Extraction 2
6	НК Сургутнефтегаз	0.38	0.38	0.41	0.38	0.77	0.77	0.77	0.77
7	НК СИДАНКО	0.72	0.72	0.77	0.72	0.78	0.78	0.78	0.78
8	ОНАКО	0.58	0.58	0.75	0.58	0.71	0.71	0.80	0.71
9	ВНК	0.72	0.72	0.83	0.72	0.82	0.82	0.85	0.82
10	НК КомиТЭК	0.56	0.56	1.00	0.56	0.71	0.71	1.00	0.71
11	НК СЛАВНЕФТЬ	0.76	0.76	0.85	0.76	1.00	1.00	1.00	1.00
12	НК ЛУКОЙЛ	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Таблица 3.5

КОЭФФИЦИЕНТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ, РАССЧИТАННЫЕ ПО ПЯТИ ФАКТОРАМ

№	Наименование	CRS1	NIRS1	VRS1	CRS2	NIRS2	VRS2
1	НК Татнефть	0.5040	0.5040	0.5600	0.4305	0.4305	0.4627
2	ТНК	0.5959	0.6582	0.6582	0.5270	0.5629	0.5629
3	ВНК	0.7657	0.7657	0.9456	0.8274	0.8274	0.8583
4	НК Сибнефть	0.9086	0.9086	1	0.8654	0.8654	0.9034
5	НК СИДАНКО	0.9543	0.9543	0.9548	0.9624	0.9624	0.9624
6	НК Сургутнефтегаз	0.5203	0.5203	0.5272	0.9414	1	1
7	ОНАКО	0.9587	0.9587	1	1	1	1
8	НК КомиТЭК	1	1	1	1	1	1
9	НК ЛУКОЙЛ	1	1	1	1	1	1
10	НК ЮКОС	1	1	1	1	1	1
11	НК СЛАВНЕФТЬ	1	1	1	1	1	1

Таблица 3.6

КОЭФФИЦИЕНТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ, РАССЧИТАННЫЕ ПО ШЕСТИ ФАКТОРАМ

№	Наименование	CRS1	NIRS1	VRS1	CRS2	NIRS2	VRS2
1	НК Сибнефть	0.504	0.504	0.560	0.4305	0.4305	0.4627
2	НК СИДАНКО	0.5959	0.6582	0.6582	0.5270	0.5629	0.5629
3	ВНК	0.7657	0.7657	0.9456	0.8274	0.8274	0.8583
4	НК Сибнефть	0.9086	0.9086	1	0.8654	0.8654	0.9034
5	НК СИДАНКО	0.9543	0.9543	0.9548	0.9624	0.9624	0.9624
6	НК Сургутнефтегаз	0.5203	0.5203	0.5272	0.9414	1	1
7	ОНАКО	0.9587	0.9587	1	1	1	1
8	НК КомиТЭК	1	1	1	1	1	1
9	НК ЛУКОЙЛ	1	1	1	1	1	1
10	НК ЮКОС	1	1	1	1	1	1
11	НК СЛАВНЕФТЬ	1	1	1	1	1	1

Таблица 3.7

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИЙ ЗА 1998⁶

Компания	Док. запасы, млн барр. нефт. экв.	Добыча, тыс. барр. нефть. экв./сут.	Переработка нефти, тыс. барр./сут.	Объем продаж, млн. долл.	Чистая прибыль, млн. долл.	Активы, млн. долл.	Капитал и резервы, млн. долл.	Капитализация 04.08.99, млн. долл.
RD/Shell	20,108	3,664	4,027	93,692	350	110,068	54,962	208,181
Exxon	13,297	2,621	3,928	100,697	6,370	92,630	43,645	193,919
BP Amoco	12,471	3,017	2,711	68,304	3,260	84,500	41,786	189,626
Mobil	7,357	1,651	2,135	53,531	1,704	42,754	18,370	80,551
Chevron	6,248	1,506	1,344	26,187	1,339	36,540	17,034	61,316
Elf Aquitaine	3,604	996	657	37,865	634	43,169	14,378	48,331
ENI	5,073	1,038	802	34,028	2,725	48,391	18,913	47,801
Texaco	4,659	1,301	1,530	31,707	578	28,570	11,105	33,665
Arco	4,483	1,009	450	10,809	452	25,199	7,580	29,559
Repsol	978	248	769	22,227	1,024	20,078	7,073	18,450
Conoco	2,622	583	823	23,168	450	16,075	4,438	16,244
Philips Petroleum	2,206	464	379	11,845	237	14,216	4,219	12,925

Выбор коэффициента эффективности неоднозначен. Рассматриваемые компании очень сильно различаются по масштабу. Так, корпорации из лидирующей «супер-тройки» имеют рыночную капитализацию порядка 200 млрд. долл., тогда как остальные - от 13 до 80 млрд. долларов. Коэффициент **VRS** позволяет учесть эффект

масштаба, однако небольшое количество рассматриваемых компаний, как и в случае расчета для российских предприятий, привело к тому, что в результате расчетов он оказался близок к единице практически для всех компаний.

⁶ Производственные и финансовые показатели взяты из годовых отчетов компаний, капитализация рассчитана по котировкам их акций и ADR на NYSE.

Для учета существующих различий в структуре компаний в качестве входных параметров можно взять запасы нефти и газа, добычу нефти и газа, а также объем переработки. Хотя доля газа имеет важное значение в полных запасах и добыче каждой компании, нефть и газ были объединены в один показатель, выраженный в нефтяном эквиваленте.

Это связано с тем, что излишнее увеличение факторов приводит к уменьшению относительного влияния каждого фактора по отдельности. В терминах коэффициентов эффективности это приводит к тому, что с ростом числа факторов эффективность увеличивается и стремится к единице. Кроме того, сами компании часто указывают запасы и добычу в нефтяном эквиваленте, а доля газа в полных запасах и добыче у рассматриваемых компаний колеблется в диапазоне 20-50%.

Для каждого из 61 торгового дня на Нью-йоркской фондовой бирже были рассчитаны коэффициенты **CRS** и **VRS**. Эти коэффициенты являются обобщенными аналогами стандартных отношений типа **P/S**, **P/E**, **P/B** и т.д.

Ясно, что эти коэффициенты не учитывают некоторые индивидуальные особенности, в частности структуру капитала. Объем продаж, прибыль, запасы и т.д. в конечном итоге определяют суммарные денежные потоки предприятия, возникающие в процессе производства. Эти потоки распределяются между государством в виде налогов и пошлин (τ), кредиторами (v), акционерами (s) и т.д. Таким образом, производственные и финансовые показатели в общем виде определяют полную стоимость компании (см. [22]):

$$V = B + S + T. \quad (3.10)$$

Поскольку на практике трудно определить рыночную стоимость налогов и долгов, приходится использовать балансовые показатели. Приближенно можно считать, что отношение рыночной капитализации к полной стоимости компании равно отношению капитала (equity) к активам (assets). При таком предположении капитализация формируется на основе исходных факторов с поправкой на долю капитала. Например, для запасов имеем:

$$Reserves_{adj} = Reserves \frac{Equity}{Assets}. \quad (3.11)$$

Для выяснения пригодности применения **DEA** к фондовому рынку были проведены следующие расчеты. Для каждой из компаний, которые имели коэффициент эффективности меньше единицы, для 60 дней были рассчитаны изменения **VRS** и **CRS**. Далее доходность этих компаний за один торговый день попарно сравнивалась с доходностью остальных 11 компаний. В случае, если относительное увеличение коэффициента эффективности сопровождалось доходностью более высокой, чем у каждой из остальных компаний, а относительное уменьшение - соответственно более низкой доходностью, гипотеза связи эффективности рынка с коэффициентами **DEA** подтверждалась (успех).

Число успехов, деленное на полное число дней (60), дает выборочную вероятность того, что можно переиграть рынок с помощью следующей стратегии: следует покупать компанию, у которой сильнее всего упал коэффициент эффективности, и продавать ту, у которой он сильнее всего вырос. Если вероятность успеха больше 1/2, то стратегия, в принципе, позволяет переиграть рынок.

Главное принципиальное отличие этой стратегии от покупки самых подешевевших акций и продажи самых по-

дорожавших заключается в следующем. По своей сути коэффициент эффективности меньше единицы означает то, что компания недооценена. Если рынок в среднем эффективен, то рано или поздно коэффициент эффективности должен стать равным единице. На практике, однако, этого может не происходить, поскольку невозможно включить в ресурсы всю доступную информацию, то есть может иметь место некое постоянное смещение коэффициента эффективности. Однако тогда сам коэффициент все равно будет колебаться вместе с изменениями котировок. В этом случае нужно смотреть на его относительные изменения. В частности, при расчете эффективности при постоянной отдаче от масштаба всегда будут компании, у которых заведомо $CRS < 1$ из-за неоптимальности масштаба.

В случае покупки подешевевших акций нельзя с такой же уверенностью утверждать, что они впоследствии непременно вырастут. Так, на рынке могла появиться некая новая информация, существенно меняющая отношение инвесторов к компании. Метод **DEA** позволяет практически непрерывно учитывать появление такой информации за счет изменения входных параметров.

В приведенных ниже четырех таблицах показаны результаты расчетов для **VRS** и **CRS** без учета и с учетом структуры капитала. Для расчетов без поправок на структуру капитала получилось, что коэффициент **VRS** практически для всех компаний равен или очень близок к единице (см. табл. 3.8). Как и в случае с российскими предприятиями, это связано, главным образом, с малым размером выборки. Кроме того, имеет место гораздо большее различие в масштабах. Как видно из этой таблицы, связь изменения коэффициента эффективности с доходностью достаточно ярко выражена только у Техасо. Это связано с тем, что у Mobil и Chevron **VRS** слишком близок к единице, то есть диапазон его изменения недостаточно велик – менее 5%.

Таблица 3.8

ДОЛЯ ДНЕЙ В ПРОЦЕНТАХ, КОГДА ГИПОТЕЗА ПОДТВЕРЖДАЛАСЬ БЕЗ УЧЕТА СТРУКТУРЫ КАПИТАЛА. КОЭФФИЦИЕНТ VRS

	Mobil	Chevron	Texaco
VRS min-max	0.9576-1	0.9773-1	0.8086-0.8928
dVRS / VRS, %	4.4	2.3	10.4
RD/Shell	5.0	6.7	30.0
Exxon	6.7	5.0	76.7
BP Amoco	6.7	3.3	35.0
Mobil		5.0	30.0
Chevron	5.0		73.3
Elf Aquitaine	6.7	5.0	75.0
ENI	8.3	3.3	76.7
Texaco	80.0	73.3	
Arco	6.7	6.7	71.7
Repsol	5.0	3.3	76.7
Conoco	6.7	5.0	66.7
Philips Petroleum	6.7	5.0	83.3
Среднее	12.6	11.5	76.8

Для Техасо оказалось, что в среднем с вероятностью 0,77 при падении **VRS** капитализация компании падала сильнее, чем у всех остальных, а при росте, наоборот, росла сильнее. Более того, этот результат справедлив для всех парных сравнений Техасо с любой другой компанией. Это означает, что, если купить Техасо в тот момент, когда ее **VRS** упал, и продать в тот момент, когда он вырос, доходность этой операции будет с большой

вероятностью выше доходности индекса, составленного из рассматриваемых компаний.

В табл. 3.9 приведен аналогичный расчет для коэффициентов эффективности при постоянной отдаче от масштаба. Естественно, что в этом случае «неэффективных» компаний оказывается значительно больше. Однако, как видно из таблицы, именно эти расчеты лучше использовать для игры на бирже. Важно лишь учитывать не абсолютное значение CRS , а его изменение. Так, Mobil и ENI не показали удовлетворительных результатов (вероятность обыграть рынок меньше 5) несмотря на то, что у них бывали дни, когда $CRS < 1$. Зато остальные компании с диапазоном изменения коэффициента эффективности более 6,8% явно переигрывают рынок. Вообще характерны следующие зависимости: чем меньше коэффициент эффективности, тем выше доля успехов; чем больше диапазон колебаний коэффициента эффективности, тем выше доля успехов. При этом первый критерий оказывается важнее второго. Этот результат показывает, что для игры на бирже предпочтительней использовать расчет коэффициентов при постоянной отдаче от масштаба.

В табл. 3.10-3.11 приведены результаты аналогичных расчетов, когда на входные параметры (запасы, добыча, переработка нефти, объем продаж и чистая прибыль) делалась поправка по формуле (3.11). Отличие табл. 3.10-3.11 от табл. 3.8-3.9 проявляется в том, что предло-

женный способ учета структуры капитала увеличивает число компаний с $VRS < 1$ и уменьшает с $CRS < 1$. Этот результат не дает однозначного ответа в пользу того, следует ли делать поправку на структуру капитала по формуле (3.11).

К полученным результатам необходимо сделать несколько важных замечаний. Так, количество рассматриваемых компаний слишком мало. Это привело к тому, что метод неприменим для оценки инвестиционной привлекательности супергигантов – RD / Shell, Exxon и BP Amoco. Они настолько крупнее всех остальных конкурентов, что расчет не позволяет увидеть их недооцененность. Например, чтобы получить для BP Amoco $VRS < 1$ на 4 января 1999, нужно уменьшить ее капитализацию на 26%!

При расчете эффективности производства или банковского сектора нормальной считается ситуация, когда эффективную границу образует меньшая часть всех предприятий. В нашем случае из 12 компаний 9 оказались на границе (см. табл. 3.8), а 2 других (кроме Texaco) периодически на нее попадали. Это косвенно свидетельствует в пользу гипотезы эффективности рынка в средней форме, поскольку в качестве ресурсов мы использовали только малую часть публично доступной информации.

Таблица 3.9

**ДОЛЯ ДНЕЙ В ПРОЦЕНТАХ, КОГДА ГИПОТЕЗА ПОДТВЕРЖДАЛАСЬ БЕЗ УЧЕТА СТРУКТУРЫ КАПИТАЛА.
КОЭФФИЦИЕНТ CRS**

	Mobil	Chevron	Elf Aquitaine	ENI	Texaco	Arco	Conoco	Philips Petroleum
CRS min-max	0.9408-1	0.9041-1	0.9052-1	0.9916-1	0.7065-0.8120	0.81-0.9769	0.7244-0.8929	0.7156-0.7651
dCRS / CRS, %	6.3	10.6	10.5	0.8	14.9	20.6	23.3	6.9
RD/Shell	10.0	71.7	73.3	3.3	78.3	75.0	68.3	85.0
Exxon	8.3	61.7	71.7	3.3	76.7	66.7	95.0	76.7
BP Amoco	13.3	88.3	83.3	3.3	86.7	96.7	71.7	78.3
Mobil		65.0	70.0	8.3	85.0	73.3	95.0	83.3
Chevron	65.0		88.3	46.7	76.7	91.7	78.3	78.3
Elf Aquitaine	70.0	88.3		61.7	90.0	95.0	90.0	83.3
ENI	8.3	46.7	61.7		75.0	63.3	75.0	70.0
Texaco	85.0	76.7	90.0	75.0		75.0	90.0	100.0
Arco	73.3	91.7	95.0	63.3	75.0		78.3	83.3
Repsol	8.3	55.0	56.0	3.3	73.3	61.7	83.3	66.7
Conoco	95.0	78.3	90.0	75.0	90.0	78.3		86.7
Philips Petroleum	83.3	78.3	83.3	70.0	100.0	83.3	86.7	
Среднее	47.3	72.9	78.5	37.6	82.4	78.2	82.9	81.1

С другой стороны, наличие компаний с $VRS < 1$ не означает неэффективности американского фондового рынка хотя бы потому, что мы не можем использовать всю доступную информацию. К примеру, с конца 1998 года мировую нефтегазовую отрасль захлестнула волна слияний и поглощений. Все рассматриваемые компании в той или иной мере участвуют в этом процессе.

Таблица 3.10

**ДОЛЯ ДНЕЙ В ПРОЦЕНТАХ КОГДА ГИПОТЕЗА
ПОДТВЕРЖДАЛАСЬ С УЧЕТОМ СТРУКТУРЫ
КАПИТАЛА. КОЭФФИЦИЕНТ VRS**

	Mobil	Chevron	Texaco	Conoco
VRS min-max	0.8312-0.9957	0.8655-0.9997	0.6992-0.7907	0.9139-1
dVRS / VRS, %	19.8	15.5	13.1	9.4
RD/Shell	70.0	81.7	70.0	61.7

	Mobil	Chevron	Texaco	Conoco
Exxon	73.3	73.3	66.7	71.7
BP Amoco	75.0	93.3	78.3	80.0
Mobil		85.0	88.3	81.7
Chevron	85.0		80.0	91.7
Elf Aquitaine	80.0	60.0	95.0	76.7
ENI	68.3	58.3	73.3	65.0
Texaco	88.3	80.0		88.3
Arco	68.3	75.0	75.0	71.7
Repsol	58.3	66.7	73.3	71.7
Conoco	81.7	91.7	88.3	
Philips Petroleum	70.0	70.0	70.0	81.7
Среднее	74.4	75.9	78.8	76.5

Таблица 3.11

**ДОЛЯ ДНЕЙ В ПРОЦЕНТАХ, КОГДА ГИПОТЕЗА
ПОДТВЕРЖДАЛАСЬ С УЧЕТОМ СТРУКТУРЫ
КАПИТАЛА. КОЭФФИЦИЕНТ CRS**

	Mobil	Chevron	Texaco	Conoco	Philips Petroleum
CRS min-max	0.830-0.987	0.8629-0.9779	0.6786-0.777	0.7758-0.903	0.8215-0.9211
dCRS/CRS	18.9	13.3	14.5	16.4	12.2
RD/Shell	70.0	80.0	75.0	65.0	75.0
Exxon	71.7	71.7	71.7	70.0	70.0
BP Amoco	73.3	88.3	80.0	71.7	65.0
Mobil		88.3	90.0	93.3	95.0
Chevron	88.3		83.3	88.3	85.0
Elf Aquitaine	81.7	61.7	90.0	95.0	86.7
ENI	68.3	60.0	71.7	68.3	78.3
Texaco	90.0	83.3		93.3	96.7
Arco	68.3	80.0	76.7	75.0	81.7
Repsol	56.7	71.7	75.0	70.0	66.7
Conoco	93.3	88.3	93.3		90.0
Philips Petroleum	95.0	85.0	96.7	90.0	
Среднее	77.9	78.0	82.1	80.0	80.9

В конце ноября 1999 года FTC одобрила слияние Exxon и Mobil, ожидалось объединение BP Amoco и Arco, Total Fina уже поглотила Elf Aquitaine, а в 2000 году к ним, возможно, присоединится ENI. Между тем, одно появление информации о переговорах о слиянии способно вызвать скачок котировок на 10% за один день. Это связано с тем, что акционеры поглощаемой компании, как правило, получают премию не меньше 25%. После объявления параметров сделки (например, условий обмена акций) котировки объединяющихся компаний двигаются практически в унисон вплоть до окончания слияния. Как обойти эту проблему в рассматриваемой модели, пока неясно.

Подведем итог полученным результатам. Несмотря на сделанные замечания, представляется, что близость подавляющего большинства коэффициентов эффективности к единице при переменной отдаче от масштаба свидетельствует в пользу гипотезы об *относительной* эффективности рынка в средней форме. При этом вследствие различных причин рынок может проявлять краткосрочную неэффективность, что выражается в существовании недооцененных компаний. Использование DEA позволяет обнаружить такие компании и в принципе

использовать проявления неэффективности рынка для увеличения доходности инвестиционного портфеля, причем лучше использовать для этого коэффициенты эффективности при постоянной отдаче от масштаба.

3.6. Фундаментальная и сравнительная оценки НК «Роснефть»

Предыстория аукциона

26 мая 1998 года правительство РФ планировало провести конкурс по продаже 75% акций НК «Роснефть». Это событие вызывало огромный интерес, поскольку «Роснефть» оставалась одной из последних крупных не-приватизированных нефтяных компаний. На 1 января 1997 года запасы нефти по категории ABC1 составляли 1828,2 млн. тонн и газа – 1,2 трлн. куб. м. В составе компании было 7 нефтедобывающих предприятий, 3 нефтеперерабатывающих, 1 нефтемаслозавод, 16 предприятий нефтепродуктообеспечения и 5 сервисных. В 1997 году «Роснефть» добыла 13,04 млн. тонн нефти и 5,1 млрд. куб. м газа, переработала 4,5 млн тонн нефти, экспортировала около 6,5 млн. тонн.

Наиболее привлекательным предприятием в составе холдинга была дочерняя компания «Гурнефтегаз». Однако важное значение имело также участие «Роснефти» во всех перспективных международных проектах нефтедобычи и, в связи с этим, высокая вероятность значительного прироста запасов.

Претендентами на покупку «Роснефти» выступили три крупных альянса – RD/Shell – «Газпром» – «ЛУКОЙЛ», British Petroleum – «Сиданко» и «ЮКОС» – «Сибнефть». Последние две компании даже попытались под эту сделку провести слияние. В новой компании «ЮКСИ» 60% должно было принадлежать «ЮКОСу» и 40% «Сибнефти». Задолго до проведения первого аукциона начались интриги и информационные войны, направленные на дискредитацию конкурентов и лоббирование оптимальных условий конкурса.

Оценку «Роснефти» проводила германо-британская инвестиционная компания Dresdner Kleinwort Benson. Она победила в конкурсе на право оценки стартовой стоимости компании, поскольку «предложила лучший метод оценки», а также запросила минимальное вознаграждение – 650 тыс. долларов. По результатам оценки обществу было представлено три цифры, в зависимости от величины продаваемого пакета.

Таблица 3.12

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ DEA ДЛЯ ОЦЕНКИ КАПИТАЛИЗАЦИИ НК «Роснефть»

Компания	Капитализация Компании	VRS	Капитализация холдинга	VRS	Суммарная Капитализация	VRS
КомитЭК	532	1	617	1	669	1
ЛУКОЙЛ	14,881	1	14,881	1	14,881	1
ОНАКО	1,447	1	1,652	1	1,778	1
Сибнефть	2,936	0.868	3,082	0.850	3,171	0.8003
Сиданко	5,810	1	6,134	1	6,332	1
Славнефть	1,664	0.964	1,985	1	2,181	1
СургутНГ	4,491	0.549	7,322	0.889	9,058	1
Татнефть	2,530	1	2,530	1	2,530	1
ВНК	1,898	0.868	2,059	0.863	2,158	0.8600
ЮКОС	5,220	0.694	5,652	0.733	5,917	0.6938
Роснефть	2,713	1	2,779	1	2,813	1
	930	0.548	1,725	0.733	1,620	0.6953

Средняя стоимость 100% акций по этим расчетам на конец 1997 года могла оказаться в диапазоне 1073 – 2417 млн. долларов.

Таблица 3.13

ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ КАПИТАЛИЗАЦИЯ НК «Роснефть» на конец 1997 года

млн. долл

	Без учета холдинговой структуры	С учетом холдинговой структуры, $\alpha = 0.38$	С учетом холдинговой структуры, $\alpha = 1$	Среднее значение
Максимальная капитализация	2,713	2,375	2,162	2,417
Минимальная капитализация	930	1,321	969	1,073

Так, при 100%-й продаже стартовая цена «Роснефти» должна была составить 2,3 млрд. долл., 75%+1 акция – 1,6-1,7 млрд. долл., 50%+1 акция – 1,2-1,3 млрд. долл. ров.

После обнародования этих цифр стало ясно, что, по крайней мере, один альянс оказывается не в состоянии участвовать в аукционе – «ЮКСИ» не смог обзавестись западным партнером, да и раньше представители альянса выражали намерение участвовать в покупке лишь 50%-го пакета. Правительство же решило продавать 75%+1 акцию, причем были добавлены инвестиционные условия и премия за полный контроль над предприятием. В результате стоимость пакета возросла до поистине космической цифры – 12 795,3 млн. денонмированных рублей (2,1 млрд. долларов).

Начавшееся еще в конце 1997 года падение цен на нефть сделало покупку по такой цене крайне нерентабельной, и аукцион, назначенный на 26 мая, не состоялся. По той же причине закончился провалом и следующий аукцион, несмотря на то, что стартовая цена была существенно снижена.

Оценка потенциальной рыночной капитализации «Роснефти» с помощью DEA

В июле 1998 года, после бесславного провала первого конкурса, «Независимая газета» опубликовала фрагмент исследования Dresdner Kleinwort Benson, посвященный оценке «Роснефти». Как выяснилось, она была получена на основе стандартного подхода дисконтирования денежных потоков DCF. При среднем сценарии развития ставка дисконтирования бралась на уровне 15%, реальная цена на нефть (смеси Brent) – 17 долл. за баррель, а внутренние цены – 95% от мировых. В этом случае стоимость компании оказалась 1,61 млрд. долл., а не 2,3 млрд. долл., объявленные ранее. При этом, естественно, оценка сильно зависела от цен (мировых и внутренних) и ставки дисконтирования. Так, изменение цены Brent на 1 доллар за баррель приводило к изменению оценки стоимости «Роснефти» на 22%, а варьирование ставки дисконтирования в интервале 14-16% – к колебаниям стоимости компании $\pm 10\%$.

Для получения сравнительной оценки «Роснефти» были рассчитаны коэффициенты эффективности 10 ВИНК (без «Башнефти» и «ТНК») по данным на конец 1997 года. В этот момент цена на нефть как раз еще держалась около 17 долл. за баррель, а кредитный рейтинг России еще не пересматривался в сторону понижения. В качестве входных параметров использовались запасы, добыча и переработка нефти, а также объем продаж. После расчета VRS к этим компаниям была добавлена «Роснефть». Потенциальная капитализация предприятия подбирались таким образом, чтобы

$$VRS_1^{ROSN} = \min_{i=1, \dots, 10} VRS_i, \quad VRS_2^{ROSN} = 1.$$

При этом рассматривались варианты без учета холдинговой структуры и когда капитализация вычисляется по формуле (3.9). Для последнего варианта расчеты проводились для $\alpha = 1$ (простая сумма капитализации НК и

дочерних предприятий), и $\alpha = 0.38$. Результаты приведены в табл. 3.12.

Таким образом, DEA дает оценку средней возможной рыночной капитализации «Роснефти» около 1,745 млн. долл., что довольно близко к фундаментальной оценке Dresdner Kleinwort Benson 1,61 млрд. долларов. Близость оценок достаточно случайна, поскольку известно, что фундаментальную оценку по методу DCF можно легко варьировать в достаточно широком диапазоне. В то же время видно, что стартовая цена 2.5 млрд долл. за 100% акций НК «Роснефть», предложенная правительством, является существенно завышенной даже на фоне еще относительно высоких цен на нефть конца 1997 года. Следовательно, отказ потенциальных участников аукциона от покупки «Роснефти» с точки зрения приведенных расчетов выглядит совершенно оправданным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итогом проведенного исследования являются следующие результаты.

1. В работе проведен анализ современного состояния мировой и отечественной нефтяной промышленности. Исследована тенденция к глобализации отрасли, укрупнению транснациональных корпораций через слияния и поглощения. Описаны крупнейшие сделки 1998-2000 годов, их причины и возможные последствия, как для самих компаний, так и для мировой промышленности в целом. Показана связь проблемы определения синергического эффекта от слияний с задачей оценки фундаментальной стоимости и инвестиционной привлекательности нефтяных компаний.

Выявлены факторы, влияющие на ценообразование нефтяного рынка. Исследована роль ОПЕК в мировом балансе спроса и предложения нефти. Определены основные показатели, формирующие рыночную капитализацию нефтяных компаний и их фундаментальную стоимость.

В работе была дана характеристика качества ресурсной базы российской нефтяной промышленности. Сделана оценка перспектив роста нефтедобычи в стране, согласно которой Россия может выйти на уровень добычи до 400 млн. тонн нефти в год при условии увеличения конкуренции за счет роста числа мелких независимых производителей.

В работе описана история приватизации отечественной нефтяной отрасли: залоговые аукционы 1995 года, приведшие к первичному перераспределению собственности, и последующий процесс консолидации. Оценка стоимости компаний при приватизации, определения объемных коэффициентов при переходе на единую акцию и поглощении других компаний важны для России и сегодня. Все эти факторы также обуславливают актуальность настоящей работы, посвященной различным способам оценки стоимости нефтяных компаний.

В работе сформулирована проблема и рассмотрены современные методы оценки фундаментальной стоимости компаний. Указаны недостатки традиционного подхода дисконтирования денежных потоков DCF. В частности,

отмечено, что он не позволяет учитывать возможность менеджеров изменять уровень производства в зависимости от изменения внешних факторов. Метод реальных опционов во многом преодолевает слабые стороны DCF. Этот подход приобретает все большую популярность среди западных исследователей, и у него есть все основания стать в ближайшем будущем одним из основных инструментов при выработке стратегии предприятий и оценке их фундаментальной стоимости.

2. Разработана приближенная к реальности модель некой репрезентативной нефтедобывающей компании, учитывающая структуру запасов, зависимость от времени уровня добычи, а также возможность осуществления оптимального управления предприятием в условиях высокой волатильности цен на нефть. Рассмотрены различные процессы, моделирующие динамику цен на нефть.

Выведены параболические уравнения, решениями которых обосновывают стоимость нефтяных месторождений. Предложен алгоритм и написана программа для численного расчета стоимости месторождений. В качестве альтернативного подхода, стоимость месторождений вычислялась с помощью симуляции процесса их освоения по методу DCF. Проведенные численные эксперименты показали:

- существует принципиальное различие между стоимостью месторождения, находящегося в эксплуатации, и стоимостью неразработанного месторождения. Показано, что стоимость эксплуатируемых месторождений прямо пропорциональна их объему, а для неразработанных характерно свойство насыщаемости, когда прирост запасов не приводит к увеличению стоимости. Эта особенность неразработанных запасов объясняет возможность появления синергического эффекта при слиянии компаний. Таким образом, показана необходимость учитывать структуру запасов при оценке стоимости месторождений;
- в случае, когда не принимаются во внимание реальные опционы, связанные с оптимальным управлением, оба метода дают одинаковые оценки стоимости месторождений. Наличие реальных опционов, связанных с существованием специфической структуры запасов, существенно увеличивает стоимость неразработанного месторождения при малых ценах;
- исследована зависимость рассчитываемых значений от параметров распределения цены на нефть. Показано, что увеличение волатильности цен на нефть приводит с одной стороны к незначительному уменьшению стоимости нефтедобывающей компании, а с другой – к увеличению стоимости реальных опционов и росту пороговой цены. В то же время, сам выбор вида стохастического процесса, моделирующего динамику цен на нефть, оказывает сильное влияние на стоимость месторождения лишь при малых ценах.

3. Предложено и обосновано использование метода DEA для анализа инвестиционной привлекательности нефтяных компаний. Данный подход позволяет ранжировать компании по единственному интегральному параметру, учитывающему одновременно множество факторов, определяющих стоимость компании. Дана экономическая интерпретация коэффициентов эффективности в модели DEA в применении к фондовому рынку. Объяснена связь этих коэффициентов с гипотезой эффективности фондового рынка.

В работе рассчитаны коэффициенты эффективности для российских и западных ВИНК. Объяснена необходимость учета холдинговой структуры отечественных компаний. Были получены результаты, свидетельствующие о том, что в целом российский и американский фондовые рынки относительно эффективны в средней форме.

На примере крупнейших западных нефтегазовых компаний было показано, что изменение коэффициента эффективности компании сильно коррелирует с изменением доходности ее акций по сравнению с другими предприятиями. В связи с этим была предложена стратегия использования DEA для определения недооцененных фондовым рынком компаний.

Предложено использовать DEA для определения потенциальной рыночной стоимости компании перед первичным размещением ее акций. На примере НК «Роснефть» была сделана оценка, достаточно близкая к пред аукционной оценке западного аудитора.

Литература

1. Cox, J., J. Ingersoll and S. Ross (1981). *The relation between forward and futures prices*. J. of Financ. Ec. 9, 321-346.
2. Haushalter, G.D. (2000). *Financing Policy, Basis Risk, and Corporate Hedging: Evidence from Oil and Gas Producers*. J. of Finance, Vol. LV, No 1.
3. Atkeson, A., and P.J. Kehoe (1999). *Models of energy use: putty-putty versus putty-clay*. J. Am. Econ. Rev., 1028-1043.
4. Jensen, M.C. (1987). *The takeover controversy: analysis and evidence*. Oxford Un. Press.
5. Fisher, Irving (1907). *The Rate of Interest: Its Nature, Determination and Relation to Economic Phenomena*. New York: Macmillan.
6. Виленский П.Л., С.А. Смоляк (1996). *Как рассчитать эффективность инвестиционного проекта. Расчет с комментариями*. М.: Инст. пром. развития (Информэлектрон).
7. Грачева М.В. (1999). *Анализ проектных рисков*. Финстатинформ.
8. Paddock, J., D. Seigel and J. Smith (1988). *Option valuation of claims on real assets: The case of offshore petroleum leases*. Q.J. Econ. 103.
9. Ingersoll, J.E., Jr., and S.A. Ross (1992). *Waiting to invest: Investment and uncertainty*. J. of Bus. 65, 1-29.
10. Pindyck, R. (1991). *Irreversibility, uncertainty, and investment*. J. Econ. Lit. 29, 1110-1148.
11. Brennan, M and E. Schwartz (1985). *Evaluating natural resource investments*. J. Bus. 58, 135-158.
12. Cortazar G., E.S. Schwartz (1993). *A Compound Option Model of Production and Intermediate Inventories*. J. of Bus., Vol. 66, № 4.
13. Brennan, F. (1986). *The costs of convenience and the pricing of commodity contingent claims*. Unpublished paper, Un. of British Columbia.
14. Sick, Gordon (1995). *Real Options*. R. Jarrow et al., Handbooks in OR & MS, Vol. 9, Finance, ch. 21.
15. Litzenberger R.H., N. Rabinowitz (1995). *Backwardation in Oil Futures Markets: Theory and Empirical Evidence*. J. of Finance, Vol. L, № 5.
16. Gibson, R., and E.S. Schwartz (1990). *Stochastic convenience yield and the pricing of oil contingent claims*. J. of Finance, Vol. XLV, № 3.
17. Schwartz, E.S. (1997). *The stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging*. J. Finance, Vol. LH, № 3, p923-974.
18. Dias, M.A.G., and K.M.C. Rocha (1999). *Petroleum concessions with extendible options using mean reversion with jumps to model oil prices*. Int. Conf. On Real Options, The Netherlands.
19. Markowitz, H.M. (1952). *Portfolio Selection*, J. Finance, 7, № 1.
20. Sharpe, W.F. (1964). *Capital Asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk*. J. Finance, 19, № 3, 425-442.

21. Lintner, J. (1965). *The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and Capital assets*. Rev. Econ. Stat., 47, № 1.
22. Ross, S.A., R.W. Westerfield, J. Jaffe (1996). *Corporate Finance*. Times Mirror Higher Education Group, 4th edition.
23. Trigeorgis, L. (1997). *Real Options*. MIT Press.
24. Sargent, T.J. (1997). *Dynamic Macroeconomic Theory*. Harvard Un. Press.
25. Dixit, A.K., and R.S. Pindyck (1993). *Investment under uncertainty*. Princeton Un. Press, Princeton, NJ.
26. Neftci, S.N. (1996). *An Introduction to the Mathematics of Financial Derivatives*. Academic Press.
27. Hodges, S.D., and M.J.P. Selby (1997). *Characterization of economic equilibria which support Black-Scholes option pricing*. Cambridge Un. Press.
28. Brennan, M., and E. Schwartz (1978). *Finite difference methods and jump processes arising in the pricing of contingent claims: a synthesis*. J. Financ. Quant. Anal. 13, 461-474.
29. Smith, G.D. (1971). *Numerical solution of partial differential equations*. Oxford Mathematical Handbooks. Oxford Un. Press.
30. Березин И.С., Н.П. Жидков (1962). *Методы вычислений*. Гос. Изд. Физ-мат. Литературы.
31. Roberts H. (1967). *Statistical versus clinical prediction of the stock market*. mimeo, University of Chicago.
32. Charnes A., W.W. Cooper, and E. Rhodes (1978). *Measuring the efficiency of decision making units*. European Journal of Operational Research 2, 429-444.
33. Charnes A., W.W. Cooper, and E. Rhodes (1981). *Evaluating program and managerial efficiency: An application of data envelopment analysis to program follow through*. Management Science 27, 668-697.
34. Miller S.M., and Noulas A.G. (1996). *The technical efficiency of large bank production*. Journal of Banking and Finance 20, 495-509.
35. Seiford M.L., Thrall, R.M. (1990). *Recent developments in DEA*. Journal of Econometrics 46, 1/2, Oct./Nov.
36. Выгон Г.В. (1998). *Премия за риск на российском фондовом рынке*. деп. в ВИНТИ, № 2816-B98.
37. Поманский А.Б., Выгон Г.В. (1999). *Определение недооценённых компаний по коэффициентам эффективности на примере российских ВИНК*. деп. в ВИНТИ, № 2244-B99.
38. Поманский А.Б., Выгон Г.В. (2000). *Анализ связи технологической эффективности и рыночной капитализации компаний*. Экон. и мат. методы, № 2 Т.35.

Выгон Григорий Вадимович