

Федеральное агентство по образованию
Уральский государственный экономический университет



Л. М. Капустина, Д. С. Крылов

Мировой рынок нефти:
соотношение государственного
и частного секторов

Екатеринбург
2009

УДК 65.01:339.9
ББК 65.292:65.5
К20

Рецензенты:

кафедра организации и управления внешнеэкономической деятельностью
Уральской государственной сельскохозяйственной академии;
доктор экономических наук, заместитель директора по науке
Института экономики Уральского отделения РАН
А. Г. Шеломенцев

Капустина, Л. М.

К20 **Мировой рынок нефти: соотношение государственного и частного секторов / Л. М. Капустина, Д. С. Крылов ; Федер. агентство по образованию, Урал. гос. экон. ун-т. – Екатеринбург : Изд-во УрГЭУ, 2009. – 126 с.**

ISBN 978-5-9656-0143-1

Выявлены основные закономерности и тенденции развития мирового рынка нефти, рассмотрены преимущества и недостатки государственных и частных нефтяных компаний. Предложена методика интегральной оценки эффективности деятельности нефтяных компаний мира на основе методики анализа среды функционирования. Определены коэффициенты эффективности деятельности российских нефтяных компаний, в том числе на мировом рынке, предложены пути повышения эффективности их деятельности.

Предназначена для студентов и преподавателей экономических вузов, сотрудников инвестиционных и нефтяных компаний.

**УДК 65.01:339.9
ББК 65.292:65.5**

© Капустина Л. М., Крылов Д. С.,
2009
© Уральский государственный
экономический университет, 2009

ISBN 978-5-9656-0143-1

На современном этапе развития мировой экономики вопрос государственного участия актуален как никогда, в особенности – для мирового энергетического рынка. Рост цен на энергоносители в 2000–2008 гг. привел к изменению экономической политики стран-производителей и укреплению положения государственных нефтяных компаний. Одновременно частные нефтяные компании в последние десятилетия столкнулись с трудностями в обеспечении предложения нефти и нефтепродуктов, балансирующего глобальный спрос, в силу ограниченности инвестиционных ресурсов.

Однако способность государственных компаний эффективно распоряжаться национальными ресурсами является длительное время предметом дискуссии в научной литературе. В большинстве исследований обосновывается относительно более высокая эффективность деятельности частных компаний по сравнению с государственными. При этом в качестве основных причин отмечаются: избыточная занятость в государственном сегменте нефтяной отрасли, субсидирование внутренних цен на энергоносители, осуществление социальных функций государственными компаниями, коррупция.

В современных условиях правительства многих стран рассматривают энергетический потенциал страны как ценный актив, способный внести крупный вклад в рост национального благосостояния, а эффективность деятельности государственных компаний – как необходимое условие его достижения.

Исследование сравнительной эффективности деятельности частного и государственного секторов мирового рынка нефти может, с одной стороны, дать объективную оценку негативных явлений в частном секторе мирового энергетического рынка, с другой – подтвердить или опровергнуть стратегическое смещение национальных компаний в сторону более высокой эффективности операций.

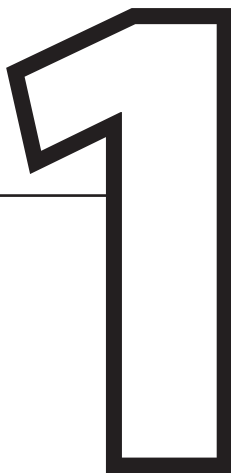
Проблематике государственного участия в экономике посвящены научные труды Ю. Кочетыговой, В. Милова, Н. Волостнова, а также зарубежных авторов М. Джеррарда, Д. Норта, Д. Саппингтона,

Дж. Стиглица, Г. Гроссмана, Б. Крюгера, С. Кикери, Дж. Неллиса, П. Вернонса, А. Джаффе, Р. Солиго и др.

Понятие «эффективность деятельности компании» нашло широкое отражение в работах Т. Хачатурова, Ю. Богатина, В. Ковалева, а также зарубежных экономистов Х. Лейбенштайна, А. Харбенгера, Д. Шварцмана, Л. Яннсена, Н. Чемберлина, М. Фаррела, Т. Коопманса. основополагающими в плане разработки математической базы оценки эффективности стали исследования А. Чарнса, В. Купера, Е. Родса, Р. Банкера и др.

Проблематика оценки эффективности деятельности компании с помощью методологии анализа среды функционирования (АСФ) рассмотрена в трудах А. Поманского, В. Кривоножко, Г. Выгона. Оценке эффективности деятельности компаний нефтяного сектора посвящены работы А. Аль Обайдана, С. Эллера, П. Хартли, К. Медлока.

Высоко оценивая вклад ученых в разработку проблемы, необходимо отметить, что современные условия вносят коррективы в оценку эффективности деятельности государственного и частного секторов мирового рынка нефти. Поэтому в ряде случаев классическая методология оценки эффективности требует модификации с целью получения более достоверных результатов. ■



Закономерности и тенденции развития
мирового рынка нефти

1.1. Мировая нефтяная промышленность: закономерности развития

Энергетика относится к так называемым базовым отраслям промышленности и включает в себя совокупность отраслей, снабжающих другие отрасли энергоресурсами. В нее входят все топливные отрасли и электроэнергетика, включая разведку, освоение, производство, переработку и транспортировку источников тепловой и электрической энергии, а также самой энергии.

Абсолютное и относительное удорожание одних источников энергии по отношению к другим, совершенствование средств их транспортировки, развитие систем преобразования и передачи энергии, освоение новых источников энергии оказывают существенное влияние на развитие, структуру и размещение промышленного производства, а вместе и с тем на все хозяйственное развитие стран мира и отдельных их районов. В мировом хозяйстве развивающиеся страны по-прежнему выступают главным образом в качестве поставщиков, а развитые – потребителей энергии.

Общий рост потребления энергии происходит неуклонно, но неравномерно. В первые 50 лет XX в. суммарное потребление энергии во всем мире удваивалось приблизительно каждые 18–20 лет, но во второй половине 50-х годов темпы роста потребления энергии ускорились примерно с 3 до 5% в год.

Спрос на энергию в последние три десятилетия рос примерно сопоставимо с ростом мирового ВВП, хотя коэффициент несколько менялся со временем. С 1971 по 1990 г. каждый процент роста ВВП сопровождался ростом потребления энергии на 0,7%. С 1990 г. данный показатель составлял 0,5%. Спрос на энергию в этот период был ограничен повышением энергоэффективности экономики развитых стран.

Нефть имеет определенные естественные преимущества перед твердым топливом, в том числе ее отличают:

- большая энергетическая эффективность на единицу объема и веса;
- свойство текучести, что облегчает механизацию и автоматизацию добычи, транспортировки, погрузки, переработки;
- относительная дешевизна перевозок на наливных судах большой грузоподъемности.

Главная особенность географии мировых ресурсов нефти заключается в том, что большая их часть приходится на развивающиеся страны, в первую очередь на страны Ближнего и Среднего Востока – около 56%. В гигантских месторождениях Аравийского полуострова сосредоточена половина нефтяных богатств планеты. Нефтяная промышленность в данных странах в высшей степени монополизирована.

На рис. 1.1 представлены страны с крупнейшими доказанными запасами нефти на конец 2005 г.

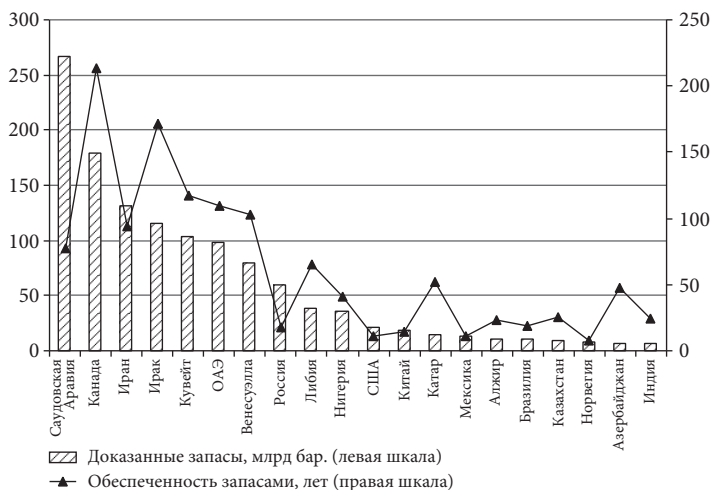


Рис. 1.1. Страны с крупнейшими доказанными запасами нефти (2005 г.)¹

Черным графиком обозначен показатель обеспеченности стран запасами нефти или, другими словами, сколько лет они могут добывать нефть при текущем уровне производства. Крупнейшие запасы нефти располагаются в странах, энергетический рынок которых подконтролен государственным нефтяным компаниям.

Оценки объемов доказанных запасов нефти и газоконденсата сегодня колеблются от 1,2 до 1,3 трлн бар.², в том числе 0,2 млрд бар.

¹ World Energy Outlook 2006 // IEA. 2006.

² Баррель – далее «бар.»; бар/д, бар/с – баррель в день, в сутки соответственно.

нетрадиционной нефти. Они выросли почти вдвое с 1980 г. При существующих темпах потребления этого будет достаточно, чтобы снабжать мир нефтью еще более 40 лет¹ (рис. 1.2).

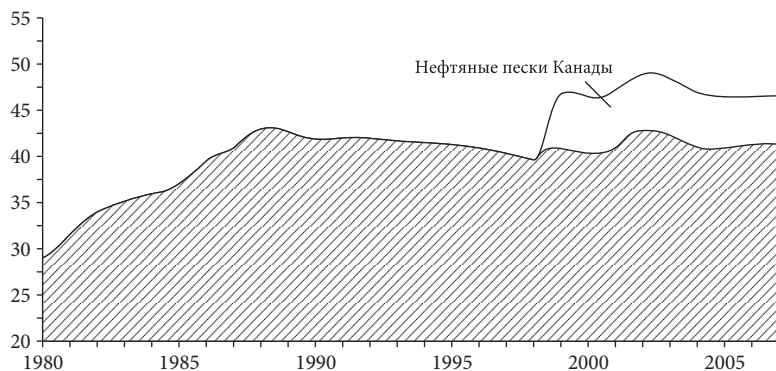


Рис. 1.2. Глобальный уровень обеспеченности запасами нефти, лет²

В конечном итоге извлекаемые запасы традиционной нефти, которые включают начальные, доказанные и вероятные запасы уже открытых месторождений, прирост запасов и еще неразведанную нефть, оцениваются в 3,5 млрд бар. До настоящего времени добыта лишь 1/3 этих суммарных запасов, что составляет 1,1 трлн бар. На еще неразведанные запасы приходится около 1/3 существующей извлекаемой нефти, наибольшие объемы которой находятся на Ближнем Востоке, в России и странах Каспийского региона.

Запасы нетрадиционной нефти, которые на сегодняшний день освоены мало, также очень велики. От 1 до 2 трлн бар. нефтеносных песков и сверхтяжелой нефти могут быть извлекаемыми с экономической точки зрения. Эти ресурсы сконцентрированы большей частью в Канаде (в основном в провинции Альберта) и Венесуэле (в нефтяном поясе реки Ориноко). Суммарная потенциально извлекаемая в долгосрочной перспективе база нефтяных ресурсов, включающая сверхтяжелую нефть, нефтеносные пески и нефтяные

¹ World Energy Outlook 2008 (основные положения) // IEA. 2008.

² World Economic Outlook 2008 // International Monetary Fund. 2008.

сланцы (еще один чрезвычайно слаборазвитый и дорогостоящий ресурс), оценивается в 6,5 трлн бар. А если учитывать перегонку газа и угля в жидкое топливо, то этот потенциал увеличивается приблизительно до 9 трлн бар.¹

Доказанные запасы нефти в последние годы непрерывно росли, однако оставались стабильными в плане отношения к уровню производства. С 1986 г. показатель запасы/добыча, или *R/P*, колебался в диапазоне 39–43 лет. При этом растущая доля новых резервов была получена за счет пересмотра оценок месторождений, уже находящихся в стадии активной добычи, а не новых открытий. Некоторые из данных пересмотров были обеспечены ожиданием роста цен на нефть, а следовательно, переводом запасов в категорию доказанных. Также на данном показателе сказалось и повышение коэффициента нефтеотдачи за счет применения новых технологий.

Однако объемы разведанной нефти новых месторождений в последние четыре десятилетия сильно упали, главным образом, за счет сокращения деятельности по разведке в регионах, наиболее богатых запасами, и падения среднего размера новых месторождений. В последние десять лет бурение было сконцентрировано в Северной Америке, регионе, потенциал которого весьма ограничен. На Ближний Восток приходилось всего 2% разведочного бурения, хотя в регионе сосредоточено около 30% мировых неразведанных запасов нефти и конденсата, а средний размер нового месторождения больше, чем в любом другом регионе мира (рис. 1.3)².

В последние годы наблюдался некоторый рост объема открытой нефти в расчете на одну разведочную скважину. Применение технологий 3D сейсмоки с 1998 г. увеличило вероятность удачного разведочного бурения, а применение глубоководной разведки существенно расшило географию разведочной деятельности. Тем не менее средний размер открытия в расчете на одну скважину в последние десятилетия примерно в 2 раза уступал периоду 1965–1979 гг.

Перед Второй мировой войной более 4/5 мировой добычи нефти приходилось на страны Западного полушария – главным об-

¹ *World Energy Outlook 2008* (основные положения) // IEA. 2008.

² *World Energy Outlook 2006* // IEA. 2006.

разом, на США и Венесуэлу, являвшихся основными поставщиками нефти на мировой рынок. К началу 1950-х годов доля этого региона в мировой добыче постепенно начинает снижаться (Северная Америка – 54%, Центральная и Южная – 17,6, что в сумме составляет 70%).

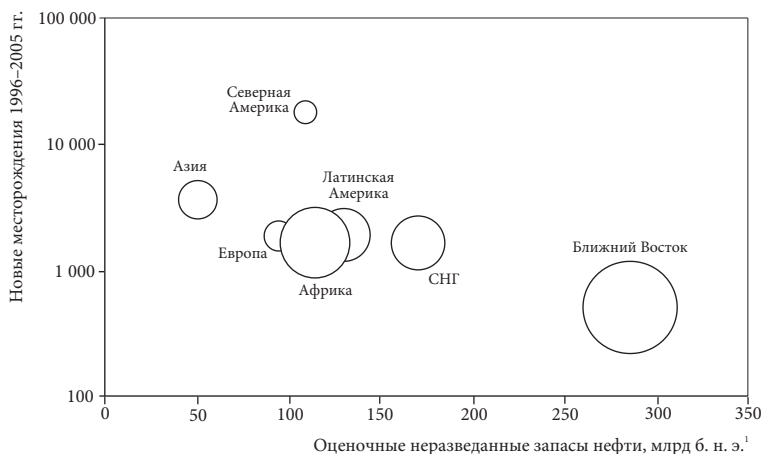


Рис. 1.3. Характеристика нефтяной ресурсной базы регионов мира (размер круга отражает средний размер открытых месторождений)

В связи с открытием и освоением в 50–60-е годы крупных месторождений нефти в странах Ближнего и Среднего Востока, в СССР, а также в Африке наибольший объем добычи стал приходиться уже на страны Восточного полушария (в 80-е годы – около 70% мирового производства). Быстрый рост добычи нефти в этих регионах в последующие годы объяснялся не только огромными общими запасами нефти, но и сравнительно низкими удельными капиталовложениями и текущими издержками по добыче нефти, а также высокой производительностью продуктивных скважин.

В 2007 г. мировая добыча нефти превысила 3,9 млрд т. США к концу периода окончательно утратили роль ведущего производителя нефти, пропустив вперед Саудовскую Аравию и Россию. Тем

¹ б. н. э. – баррель нефтяного эквивалента.

не менее, доля промышленно развитых стран в мировой нефтедобыче в целом за период с 1973 г. осталась высокой (в 1973 г. – 23,6% мировой добычи, в 2007 г. – 22,8%)¹. Доля государств ближневосточного региона в мировом производстве нефти увеличилась за период 1950–2007 гг. с 16,5 до 30,6% (табл. 1.1). Стремительно росла добыча нефти и в других азиатских странах – в Индии, Индонезии и особенно в Китае (1950 г. – 0,2 млн т; 1970 г. – 20,1; 1997 г. – 160; 2007 г. – 188 млн т).

Таблица 1.1

Удельный вес регионов в мировой добыче нефти, %²

Регион	1973	2007	Изменение доли
Ближний Восток	36,9	30,6	–6,3
ОЭСР	23,6	22,8	–0,8
СНГ	15,0	15,8	0,8
Африка	10,1	12,7	2,6
Латинская Америка	8,6	8,7	0,1
Китай	1,9	4,8	2,9
Азия (ост.)	3,2	4,4	1,2

Освоение в 70–80-е годы нефтяных ресурсов Северного моря (в основном в британском и норвежском секторах) увеличило долю стран Западной Европы в мировой добыче. В настоящее время на долю месторождений Северного моря (Великобритания, Норвегия, Нидерланды) приходится около 5,4% мировой добычи (по данным на 2007 г.).

В Восточной Европе (включая бывший СССР) в тот же период быстро осваивались нефтяные месторождения России в Поволжье, Западной Сибири, Республике Коми и др. Доля СССР в 1980-х годах составляла 20–22% мировой добычи, а всех стран с плановой экономикой (социалистических) – около 25%. В 1988 г. добыча нефти в СССР достигла 624 млн т – 1-е место в мире. В мировом экспорте нефти он вышел на 2-е место, уступая лишь Саудовской Аравии. В начале 90-х годов на долю республик бывшего СССР

¹ Key World Energy Statistics 2008 // IEA. 2008.

² Там же.

(после его распада) приходилось уже менее 20% мировой добычи нефти (570 млн т, 1990 г.), так как началось сокращение ее добычи, связанное с политическими и экономическими преобразованиями в период перестройки.

На страны Африки приходится в настоящее время 12,7% мировой добычи нефти. Ведущие нефтедобывающие страны в этом регионе – Нигерия, Алжир, Ливия (входящие в ОПЕК).

Таблица 1.2

Первые десять стран мира по добыче нефти (1970–2007 гг.), млн т

Страна	1970	Страна	1990	Страна	1997	Страна	2007
США	475	СССР	570	Саудавская Аравия	450	Россия	487
СССР	353	США	417	США	379	Саудавская Аравия	483
Венесуэла	194	Саудавская Аравия	341	Россия	306	США	310
Иран	191	Иран	161	Иран	184	Иран	218
Саудавская Аравия	188	Китай	138	Венесуэла	173	Китай	188
Ливия	161	Мексика	137	Мексика	171	Мексика	173
Кувейт	151	Венесуэла	116	Китай	160	Канада	157
Ирак	77	ОАЭ	105	Норвегия	157	Венесуэла	138
Канада	62	Ирак	105	Великобритания	128	Кувейт	136
Нигерия	55	Великобритания	91	Канада	119	ОАЭ	131
Прочие	363	Прочие	999	Прочие	1 243	Прочие	1 516
Мир	2 270		3 180		3 470		3 937

Примечание. Key World Energy Statistics 2008 // IEA. 2008; Energy Statistics Yearbook // UN. 1986, 1993, 1994, 1995, 1996; International Trade Statistics 1996 // UNCTAD. 1996; World Energy Statistics and Balances (1971–1987) // OECD. 1989; Industrial Statistics Yearbook (1900–1962) // OECD. 1964.

Значительные сдвиги в географии отрасли происходили и в странах Западного полушария (табл. 1.2). Так, быстро росла добыча в Мексике (с 10 млн т в 1950 г. до 173 млн т в 2007 г.) и в Канаде (с 3,9 до 157 млн т). В 2007 г. добыча нефти в США составила около

310 млн т (7,9% мировой добычи) в сравнении с 475 млн т в 1970 г. (20,9% мировой добычи) (рис. 1.4).



Рис. 1.4. Первые десять стран по добыче нефти (2007 г.), %¹

Необходимо отметить, что тенденции в размещении мировой нефтедобывающей промышленности связаны с ростом в 1970-е годы, а затем с падением цен на нефть в середине 1980-х и в конце 1990-х годов. В этот период существенно менялся интерес к разведке и освоению нефтяных месторождений в труднодоступных районах промышленно развитых государств (что было свойственно для 1970-х годов), и это в целом вновь стимулировало рост добычи нефти в странах – членах ОПЕК.

Сегодня члены ОПЕК – это Алжир, Ангола, Эквадор, Иран, Ирак, Кувейт, Ливия, Нигерия, Катар, Саудовская Аравия, ОАЭ и Венесуэла (рис. 1.5). Их доля в мировой добыче всегда была велика, но сильно колебалась. Снизившись с 55 до 30% в период с 1973 по 1985 г., она вновь возросла до 37% к 1985 г. и до 41,9% к 2007 г.²

В отличие от районов нефтедобычи основная часть мощностей по переработке нефти сосредоточена в промышленно развитых странах, хотя с 1973 по 2006 г. доля стран ОЭСР сократилась с 66,6

¹ Key World Energy Statistics 2008 // IEA. 2008.

² Родионова, И. А. Макрогеография промышленности мира / И. А. Родионова. М. : Московский лицей, 2000.

до 54,6%. В то же время сильно выросло производство в развивающихся странах, прежде всего, в Китае (на 6,5%) и Ближнем Востоке (на 4,4%).

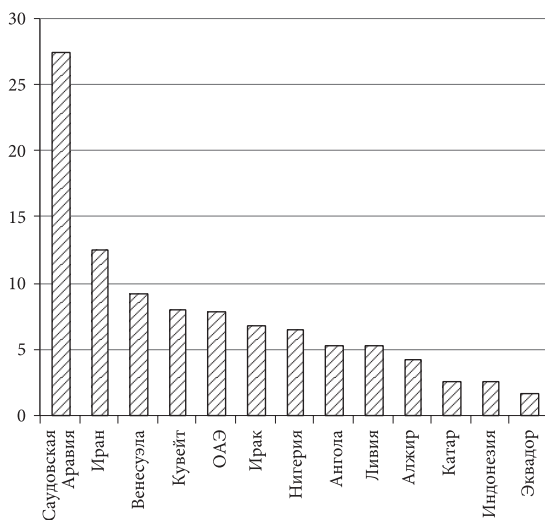


Рис. 1.5. Доля стран-членов в совокупной добыче ОПЕК, %

Таблица 1.3

Удельный вес регионов в мировой переработке нефти, %

Регион	1973	2006	Изменение доли
ОЭСР	66,6	54,6	-12,0
Азия	3,3	10,4	7,1
Ближний Восток	4,0	8,4	4,4
Китай	1,5	8,0	6,5
Страны бывшего СССР	12,4	7,7	-4,7
Латинская Америка	9,0	6,8	-2,2
Африка	1,7	3,3	1,6

Примечание. Key World Energy Statistics 2008 // IEA. 2008.

В размещении нефтеперерабатывающей промышленности до недавнего времени действовали две противоположные тенденции: одна – «рыночная» – отрыв переработки нефти от мест добычи и строительство НПЗ в странах – потребителях нефтепродуктов;

другая «сырьевая» – приближение нефтепереработки к местам добычи нефти (табл. 1.3). Сырую нефть удобнее вывозить с мест добычи, а затем, уже в местах потребления, перегонять нефть на мазут, дизельное топливо, керосин, авиационное реактивное топливо, автомобильный бензин. Если нефтепереработка осуществляется в районе нефтепромыслов, то для доставки нефтепродуктов к потребителям нужен специализированный флот, разнообразное портовое оборудование для их загрузки, сеть протяженных нефтепродуктопроводов (вместо нефтепровода для транспортировки сырой нефти).

Сегодня подобное разделение теряет свою актуальность, поскольку экономический рост в развивающихся странах – производителях нефти делает строительство НПЗ вполне обоснованным и с точки зрения «рыночной» стратегии (табл. 1.4). Кроме того, строительство НПЗ в развивающихся странах обусловлено принятием более строгих мер по охране природы, вследствие чего происходит постепенный вынос экологически «грязных» производств за пределы стран ОЭСР.

Таблица 1.4

Крупнейшие экспортеры нефтепродуктов, млн т

Ранг	Страна	2006	Доля, %
1	Россия	88	8,8
2	Нидерланды	83	8,3
3	США	65	6,5
4	Сингапур	62	6,2
5	Саудовская Аравия	58	5,8
6	Корея	38	3,8
7	Венесуэла	35	3,5
8	Кувейт	34	3,4
9	Индия	32	3,2
10	Великобритания	29	2,9
	Мир	998	100

Примечание. Key World Energy Statistics 2008 // IEA. 2008.

Структура производства и переработки нефти по странам мира соответствует и географии размещения крупнейших нефтяных компаний. При этом компании развивающихся стран в большинс-

тве случаев подконтрольны государству. В качестве примера можно обратиться к рейтингу маркетинговой компании Energy Intelligence Group (табл. 1.5), опубликованному в 2008 г.

Таблица 1.5

Рейтинг Petroleum Intelligence Weekly (2008 г.)

Компания	Страна	PIW индекс	2006	2007	Доля госу- дарства, %
Saudi Aramco	Саудовская Аравия	30	1	1	100
НИОС	Иран	33	2	2	100
Exxon Mobil	США	37	3	3	
PDV	Венесуэла	51	5	4	100
CNPC	Китай	53	7	5	100
BP	Великобритания	55	4	6	
Shell	Нидерланды	63	6	7	
ConocoPhillips	США	83	8	8	
Chevron	США	88	9	9	
Total	Франция	90	10	10	
Pemex	Мексика	91	11	11	100
Sonatrach	Алжир	99	12	12	100
«Газпром»	Россия	102	12	13	50,0023
KPC	Кувейт	103	14	14	100
Petrobras	Бразилия	111	15	15	32,2
«Роснефть»	Россия	116	24	16	75,16
Petronas	Малайзия	124	18	17	100
Adnoc	ОАЭ	126	16	18	100
«Лукойл»	Россия	126	17	18	
NNPC	Нигерия	141	19	20	100
Eni	Италия	144	19	21	30
QP	Катар	159	21	22	100
Libya NOC	Либия	162	23	23	100
INOC	Ирак	166	22	24	100
Sinopec	Китай	173	29	25	71,84
StatoilHydro	Норвегия	176	28	26	62,5
EGPC	Египет	177	26	27	100
Repsol YPF	Испания	180	25	28	
«Сургутнефтегаз»	Россия	187	27	29	

Окончание табл. 1.5

Компания	Страна	PIW индекс	2006	2007	Доля госу- дарства, %
Pertamina	Индонезия	215	30	30	100
ONGC	Индия	223	31	31	74,14
Marathon	США	246	34	32	
PDO	Оман	246	32	32	60
EnCana	Канада	264	37	34	
Uzbekneftegas	Узбекистан	264	–	34	100
Socar	Азербайджан	273	36	36	100
SPC	Сирия	288	35	37	100
Ecopetrol	Колумбия	290	39	38	89,9
Apache	США	291	42	39	
CNR	Канада	291	44	39	
Anadarko	США	294	37	41	
Devon Energy	США	296	41	42	
«ТНК-BP»	Россия	297	40	43	
OMV	Австрия	298	43	44	31,5
Hess	США	305	48	45	
Occidental	США	310	44	46	
BG	Великобритания	312	47	47	
CNOOC	Китай	316	51	48	66,41
Inpex	Япония	322	50	49	29,35
Kazmunaigas	Казахстан	323	52	50	100

Примечание. Жирным шрифтом выделены госкомпании.

Рейтинг включает в себя 50 крупнейших компаний мира, 27 из которых находятся в государственной собственности. При составлении рейтинга учитываются шесть критериев, в том числе финансовые результаты деятельности компании, объемы нефтяных резервов и производства, перерабатывающие мощности, объемы продаж.

В первую десятку крупнейших нефтяных компаний мира вошли: Saudi Aramco (Саудовская Аравия), НАОС (Иран), Exxon Mobil (США), PDV (Венесуэла), CNPC (Китай), BP (Великобритания), Shell (Нидерланды), ConocoPhillips (США), Chevron (США) и Total (Франция). При этом, по данным Energy Intelligence, сравнение

с результатами 10-летней давности показывает, что крупнейшие частные компании сейчас контролируют меньшую долю шести оценочных параметров рейтинга, нежели до череды слияний и поглощений конца 1990-х годов и начала XXI столетия.

В 60-х годах прошлого столетия такие транснациональные компании, как Mobil, BP, Shell контролировали более 80% мировых запасов нефти и природного газа. Сегодня пропорция поменялась коренным образом в пользу государственных компаний. По данным специалистов Института Дж. Бейкера, сегодня крупнейшие частные компании имеют доступ к 10% запасов нефти и газа, а государственные – к 77%¹.

Нетрудно заметить, что крупнейшие государственные компании находятся в регионах, которые наиболее динамично развивали добычу и переработку нефти в последние десятилетия. При этом все они относятся к категории национальных нефтяных компаний, полностью контролирующей ситуацию на энергетическом рынке своей страны.

В табл. 1.6 и 1.7 представлены финансовые и операционные показатели частных и государственных компаний на конец 2007 г. В связи с тем, что ряд государственных компаний непрозрачны с точки зрения финансовых результатов, представлена информация по крупнейшим публичным частным и государственным компаниям.

Выборка представляет только результаты компаний, акции которых обращаются на бирже. Тем не менее три государственные компании – Petrochina (CNPC), Petrobras и «Роснефть» – контролируют 36% запасов, 12% выручки и 23% чистой прибыли всех компаний выборки. Число занятых на вышеуказанных трех компаниях составляет 51% всего персонала публичных компаний.

Наиболее ярким примером усиления государства в нефтяной отрасли является история Saudi Aramco, крупнейшей государственной нефтяной компании.

¹ Eller, S. Empirical Evidence on the Operational Efficiency of National Oil Companies in the Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets / S. Eller, P. Hartley, K. Medlock // The James A. Baker III Institute for Public Policy (Rice University). 2007.

Таблица 1.6

**Операционные показатели деятельности
частных и государственных нефтяных компаний (2007 г.)**

Компания	Страна	Персонал	Запасы нефти и газа, млн б. н. э.	Добыча, млн б. н. э.	Переработка, млн б. н. э.
Exxon Mobil	США	80 800	22 700	1 526	2 033
Petrochina	Китай	466 502	21 224	1 110	824
BP	Великобритания	97 600	17 800	1 394	776
Shell	Нидерланды	104 000	11 920	1 163	1 276
Conoco	США	32 600	10 600	848	934
Chevron	США	65 000	10 777	956	669
Total	Франция	96 400	10 449	873	881
Petrobras	Бразилия	68 931	15 000	840	717
«Роснефть»	Россия	106 000	21 699	758	294
«Лукойл»	Россия	150 000	20 369	713	381

Примечание. 2007 Summary Annual Report // Exxon Mobil. 2008; Financial and Operating Information 2003–2007 // BP. 2008; 2007 Annual Report // Chevron. 2008; 2007 Annual Report // CNOOC. 2008; 2007 Annual Report // PetroChina. 2008; 2007 Annual Report // Conoco. 2008; 2007 Annual Report // Eni. 2008; 2007 Annual Report // MOL. 2008; 2007 Annual Report // OMV. 2008; 2007 Annual Report // PetroCanada. 2008; 2007 Annual Report and Form 20-F // Shell. 2008; 2007 Annual Report and Accounts // Sinorec. 2008; **Годовой отчет 2007 // «Роснефть». 2008; Годовой отчет 2007 // «Лукойл». 2008; Годовой отчет 2007 // «Газпром-нефть». 2008.**

Saudi Aramco была образована в 1933 г., когда Правительство Саудовской Аравии заключило концессионное соглашение с компанией Standard Oil of California (Socal) на право разведки и добычи нефти на территории страны. Socal передало права дочерней компании California – Arabian Standard Oil co. (Casoc). В 1936 г. в связи с неудачами в разведке 50% компании было продано Texas Oil Company (сегодня Chevron Техасо).

В 1944 г. вслед за первыми успехами в добыче название компании было изменено на Arabian American Oil Company (Aramco). А в 1948 г. партнерами Standard Oil of California и Texas Oil Company стали Standard Oil of New Jersey (сегодня Exxon Mobil), которая приобрела 30%-ную долю в проекте, и Socony Vacuum.

Таблица 1.7

Финансовые показатели деятельности частных и государственных нефтяных компаний (2007 г.)

Компания	Страна	Выручка, млн дол.	Чистая прибыль, млн дол.	Собственный капитал, млн дол.
Exxon Mobil	США	404 552	40 610	121 662
Petrochina	Китай	109 815	19 151	89 079
BP	Великобритания	291 438	20 845	93 690
Shell	Нидерланды	355 782	31 331	123 960
Conoco	США	194 495	11 891	88 983
Chevron	США	220 904	18 688	77 088
Total	Франция	217 649	16 730	60 393
Petrobras	Бразилия	87 735	13 138	65 179
«Роснефть»	Россия	49 216	12 862	28 440
«Лукойл»	Россия	81 891	9 511	41 213

Примечание. 2007 Summary Annual Report // Exxon Mobil. 2008; Financial and Operating Information 2003–2007 // BP. 2008; 2007 Annual Report // Chevron. 2008; 2007 Annual Report // CNOOC. 2008; 2007 Annual Report // PetroChina. 2008; 2007 Annual Report // Conoco. 2008; 2007 Annual Report // Eni. 2008; 2007 Annual Report // MOL. 2008; 2007 Annual Report // OMV. 2008; 2007 Annual Report // Petro-Canada. 2008; 2007 Annual Report and Form 20-F // Shell. 2008; 2007 Annual Report and Accounts // Sinopec. 2008; **Годовой отчет 2007 // «Роснефть». 2008; Годовой отчет 2007 // «Лукойл». 2008; Годовой отчет 2007 // «Газпром-нефть». 2008.**

В 1950 г. король Абдул Азиз ибн Сауд пригрозил национализировать нефтяную промышленность страны, в случае если прибыль от продажи нефти не будет разделена в пропорции 50/50. Несколько годами ранее подобным образом поступили и власти Венесуэлы.

В 1973 г. правительство Саудовской Аравии приобрело 25% акций Aramco, впоследствии увеличив долю до 60% к 1974 г. и до 100% к 1980. В ноябре 1988 г. компания вновь сменила имя – на Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco).

Похожие процессы протекали в Иране, Бразилии и Венесуэле. В 1948 г. Иран национализировал компанию Anglo – Iranian Oil Company (сегодня National Iranian Oil Company). В 1953 г. под лозунгом «Нефть наша!» в Бразилии была создана государственная нефтяная компания Petrobras. В 1976 г. в итоге национализации не-

фтяной промышленности была образована компания PDVSA (Венесуэла).

Ответом частных компаний на постепенную утрату влияния стала активизация процессов слияния и поглощения для совместной работы на международной арене.

В 1998 г. имело место крупнейшее слияние в мировой корпоративной истории. Две нефтяные компании **Exxon** и **Mobil**, наследницы **Standard Oil**, сформировали **Exxon Mobil**. В том же году произошло слияние **BP** и **Amoco** (**Standard Oil of Indiana**), а в 2005 г. – **Shell Transport** и **Royal Dutch**¹.

Итогом вышеозначенных процессов национализации и корпоративных слияний стала новая фирменная структура мировой нефтяной промышленности. На смену диктату крупных транснациональных компаний пришло сложное взаимодействие государственных корпораций, агрессивно расширяющих операции по всему миру, и частных компаний, использующих наработанный опыт для сохранения сфер влияния.

В целом можно выделить следующие закономерности развития мировой нефтяной промышленности:

постепенная концентрация добычи нефти на территории стран Ближнего Востока, Африки и СССР вследствие низких капиталовложений и издержек добычи, высокой производительности скважин, обширных запасов нефти и газа, конъюнктуры нефтяного рынка;

вытеснение частных компаний из совместных проектов в Латинской Америке, Азии и Ближнем Востоке вследствие глобальной переоценки роли частных компаний, процессов национализации, вызванных стремлением контролировать финансовые потоки от продажи ресурсов;

создание нефтеперерабатывающих производств на территории развивающихся стран вследствие ужесточения экологических стандартов в развитых странах, экономического роста в развивающихся странах;

повышение энергоэффективности развитых стран. ■

¹ *Energy Markets: Effects of Mergers and Market Concentration in the U.S. Petroleum Industry // United States General Accounting Office. 2004.*

1.2. Перспективы развития мирового рынка нефти

Цены на сырье сегодня значительно более высокие в реальном выражении, чем за прошедшие 20 лет. За последние годы они выросли в несколько раз, а за период с декабря 2006 г. по середину июля 2008 г. цена на нефть удвоилась.

Отправной точкой роста цен можно считать конференцию ОПЕК в Вене в 1973 г. На конференции организация ввела ограничения на экспорт нефти и спровоцировала 70%-ное повышение цен на нефть, которые достигли отметки в 5 дол. за бар. В декабре картель собрался снова, на сей раз в Тегеране, и предпринял еще более суровые меры. В знак протеста против поддержки, оказанной США Израилю в войне на Йом Киппур 1973 г., ОПЕК временно наложила эмбарго на экспорт нефти как таковой. К началу 1974 г. цены на нефть подскочили до 7 дол. за бар., т. е. возросли на 130% по сравнению с расценками на середину 1973 г., которые держались все предыдущее десятилетие. После свержения шаха в Иране и ирано-иракской войны цены на нефть взмыли еще выше. К концу 1979 г. цена нефти, составлявшая в 1978 г. в среднем чуть выше 10 дол., уже превысила 18 дол. за бар., а к началу 1981 г. достигла почти 40 дол. за бар. (рис. 1.6).

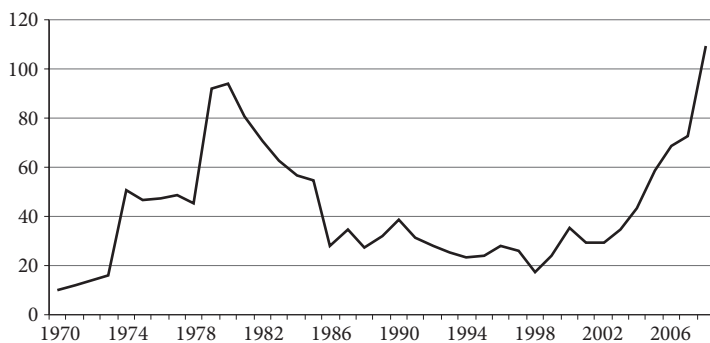


Рис. 1.6. Динамика цен на нефть, в дол. 2007 г.¹

¹ BP Statistical Review of World Energy // British Petroleum. London, 2008.

Затем маятник качнулся в другую сторону: в ответ на повышение цен Запад сократил потребление нефти за счет энергосбережения в сочетании с развитием других источников энергии. Значительные вложения в ядерную энергетику и разработка угольных и нефтяных бассейнов, находящихся вне пределов досягаемости ОПЕК, дали свои результаты. Снижение спроса в сочетании с увеличением производства резко снизили способность ОПЕК влиять на цены. В результате, если в начале десятилетия цена достигала наивысшей отметки – 40 дол. за бар., то в 1986 г. она упала приблизительно до 10 дол. за бар.

Президент Ирака Саддам Хусейн 2 августа 1990 г. отдал приказ занять Кувейт. Когда назрел кризис в Персидском заливе, нефтяные рынки отреагировали на это, повысив цены на нефть более чем на 50% в течение нескольких недель. Началось обсуждение нескольких вариантов развития событий, в том числе нанесения ущерба нефтяным бассейнам Саудовской Аравии. Цены на нефть подскочили до 30 дол. за бар.

В 1991 г. после стабилизации ситуации на Ближнем Востоке цены на нефть снова упали ниже 20-долларовой отметки, а затем большую часть десятилетия оставались под контролем и колебались на уровне 20 дол. за бар.

К III кварталу 2000 г., несмотря на то, что темпы роста мировой экономики стали замедляться, цена поднялась выше 35 дол. за бар., т. е. больше чем в 3 раза превысила минимальный уровень конца 1998 г. Экономический рост в эти годы составлял лишь 2,5%, примерно на 20% меньше, чем средний показатель развития за предыдущие 50 лет. Однако в 1999–2002 гг., несмотря на низкий спрос, уровень цен оставался крайне высоким (рис. 1.7).

В качестве основной причины подобной динамики можно назвать неспособность нефтяной промышленности увеличить производство нефти до уровня, необходимого для экономического развития. В 1999 г. Великобритания и другие производители нефти, не являющиеся членами ОПЕК, достигли точки, когда возможности расширения производства сократились до минимума. Единственным регионом, способным существенно увеличить производство вне пределов ОПЕК, оказались страны бывшего СССР.

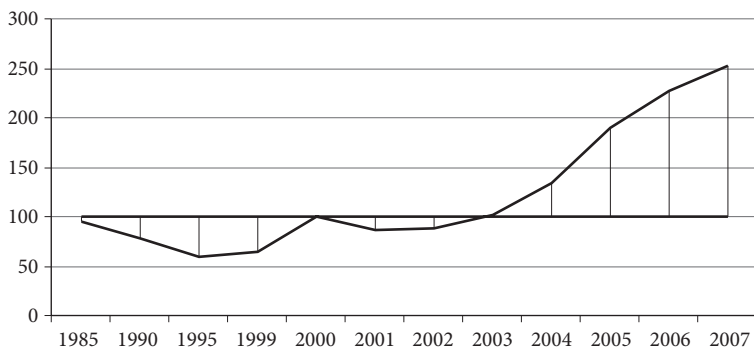


Рис. 1.7. Индекс нефтяных цен UNCTAD 1985–2007 гг. (2000 = 100)¹

Иными словами, к 1999 г. мир использовал не только всю продукцию, производимую ОПЕК, но и всю продукцию, которая была произведена вне этой организации. Мировой спрос на нефть превзошел возможности всех стран, за исключением нескольких, по добыче нефти, необходимой для выживания мировой экономики. Рост цен отражал неустойчивый баланс спроса и предложения в условиях невозможности оперативного наращивания поставок энергоносителей в случае необходимости.

Ускорение экономик развивающихся стран, вызванное индустриализацией и резким ростом доходов, несколько изменило взаимосвязь между глобальной активностью и ценами на сырье. Развивающиеся страны стали основой продолжения роста мировой экономики и катализатором спроса на энергоносители² (табл. 1.8 и рис. 1.8).

В условиях подобного «узкого» рынка даже небольшие изменения предложения или спроса могли привести к резким скачкам цен, особенно принимая во внимание низкую ценовую эластичность спроса. Кроме того, резкие ценовые изменения подогревались и ограниченным влиянием конъюнктуры рынка на внутренние цены развивающихся стран, традиционно субсидируемых государством.

Следующим фактором роста цены энергоносителей можно считать низкие уровни запасов сырьевых товаров и свободных мощностей (рис. 1.9). Отсутствие подобного буфера привело к резкому

¹ UNCTAD Handbook of Statistics 2008 // UNCTAD. 2008.

² Trade and Development Report 2008 // UNCTAD. 2008.

росту цен в ответ на рост спроса, обусловленный благоприятной экономической конъюнктурой.

Таблица 1.8
Темпы прироста мирового потребления нефти в 2006–2008 гг.

Страны и регионы	Потребление нефти, млн бар/д			Относительное изменение, %		
	2006	2007	2008*	2006	2007	2008*
ОЭСР	49,6	49,2	48,4	-0,5	-0,8	-1,3
Северная Америка	25,4	25,5	24,8	-0,6	0,5	-2,6
США	21	21	20,3	-0,5	0	-3,5
Европа	15,7	15,3	15,2	0,1	-2,4	-0,4
Вне ОЭСР	35,5	36,9	38,3	4	3,8	3,8
Китай	7,2	7,5	8	7,8	4,6	5,6
Страны б. СССР	4,1	4,1	4,2	3,4	1,7	2,5
Ближний Восток	6,2	6,5	6,9	4	4,7	5,9
Африка	3	3,1	3,1	0,9	3,9	1,7
Латинская Америка	5,3	5,6	5,9	4,6	5,2	4,3
Мир	85,1	86,1	86,8	1,3	1,1	0,8

Примечание. World Economic Outlook 2008 // International Monetary Fund. 2008.

* Данные 2008 г. являются расчетными.

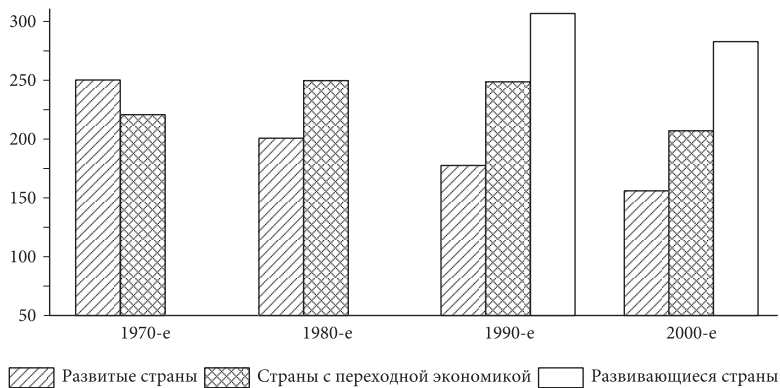


Рис. 1.8. Энергоемкость экономики, т н. э. на 1 млн дол. ВВП¹

¹ World Energy Outlook 2006 // IEA. 2006.

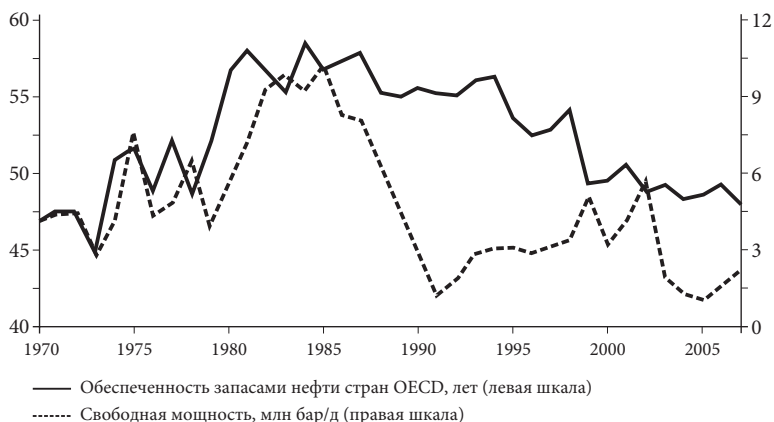


Рис. 1.9. Свободная мощность ОПЕК и обеспеченность запасами нефти ОЭСР¹

Свою роль также сыграли ожидания сохранения высокого спроса на среднесрочную перспективу. Темпы прироста мощностей оставались на низком уровне и постоянно уступали расчетным значениям, в особенности вне ОПЕК. Рыночные ожидания предусматривали, что ввод новых мощностей, способный абсорбировать взрывной рост экономик развивающихся стран, на данный момент невозможен. В основе ожиданий лежали факторы циклического характера, технологические и геологические ограничения.

Наконец, важным моментом стало удорожание стоимости строительства новых мощностей, прежде всего, за счет высоких издержек извлечения нефти (рис. 1.10).

Отдельного рассмотрения заслуживает вопрос роли спекулятивных операций как фактора роста цен на нефть и нефтепродукты. Спекуляция (с целью продажи сырья по более высоким ценам) рассматривалась как важный фактор роста стоимости сырья и в 1970-е годы, и в начале XXI столетия. Разница лишь в том, что ранее инвесторы предпочитали спотовые запасы металлов или энергоносителей, а сегодня – срочные финансовые контракты. Впрочем, наличие зависимости цен от активности спекулянтов является вопросом дискуссионным и пока не нашло достоверного

¹ World Economic Outlook 2008 // International Monetary Fund. 2008.

подтверждения. По данным специалистов Международного Валютного Фонда, приток инвестиций в энергетические и нефтяные фонды, а также чистые фьючерсные позиции инвесторов достигли пика в конце 2007 г. и начали сокращаться задолго до прекращения роста цен. В то же время финансовые условия, в частности падение доллара относительно мировых валют, а также снижение базовых процентных ставок, безусловно, могли способствовать росту цен¹.

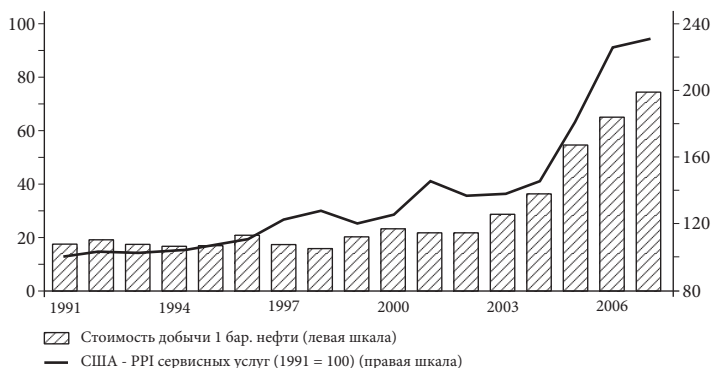


Рис. 1.10. Индикаторы стоимости добычи нефти, долл. за барр.²

В ближайшие десятилетия мировая экономика будет по-прежнему полагаться на традиционные источники энергии. По данным компании Exxon Mobil, крупнейшей частной нефтяной компании мира, мировой ВВП будет ежегодно увеличиваться на 3% до 2030 г. Глобальный спрос на энергоносители, выраженный в тоннах нефтяного эквивалента (т н. э.), будет ежегодно увеличиваться на 1,3%, несмотря на существенный рост энергоэффективности мировой экономики³. При этом большая часть спроса будет концентрироваться в развивающихся странах, а альтернативные источники энергии останутся лишь альтернативой с сохранением ведущей роли угля, нефти и природного газа.

¹ World Economic Outlook 2008 // International Monetary Fund. 2008.

² Там же.

³ Под энергоэффективностью в данном случае понимаются затраты энергии в расчете на единицу продукции.

Катализатором роста спроса на нефть в вышеуказанном периоде будет транспортный сегмент экономики – как сухопутный, так морской и воздушный. Спрос на жидкое топливо, главным образом, нефть, к 2030 г. вырастет до 116 млн б. н. э. с 86 млн б. н. э. в 2005 г.

В целом потребление нефти за счет транспорта и промышленности ежегодно будет расти на 1,2%, газа за счет электроэнергетики – на 1,7, угля – на 1%. Возобновляемые источники энергии также будут отвоевывать свою долю в структуре энергопотребления¹.

Рост мировой экономики приведет к росту спроса на энергоносители почти на 40% к 2030 г., а 80% энергии будет вырабатываться на базе традиционных источников энергии – нефти, природного газа и угля. Все это формирует устойчивую благоприятную конъюнктуру на рынках энергоносителей и существенно усиливает экономическую роль стран, располагающих обширными природными ресурсами.

До недавнего времени многие исследователи в качестве основного рассматривали кризисный сценарий предложения нефти на мировом рынке, допускающий возникновение ценовых шоков, аналогичных 1970-м годам.

По данным исследовательского агентства Chatham House, в случае отсутствия сильного падения спроса в течение следующих 5–10 лет, мир испытает серьезный дефицит поставок нефти. Основное положение отчета состоит в том, что в ближайшем будущем отрасль столкнется с исчезновением избыточной мощности для производства нефти и любая нехватка повлечет за собой ценовой пик.

Темпы роста спроса на нефть в ближайшие годы варьируются от 1,6 до 1,7% по базовому сценарию и от 0,4 до 0,5% по консервативному. Для сравнения: с 2005 по 2008 г. спрос увеличивался ежегодно в среднем на 1,2%, в рамках нисходящего тренда от 1,6% в 2005 г. до 0,68% в 2008 г. В обозреваемый период от 5 до 10 лет только масштабная экономическая рецессия сможет замедлить рост спроса на нефть².

¹ 2007 Summary Annual Report // Exxon Mobil. 2008.

² Stevens, P. The Coming Oil Supply Crunch / P. Stevens // A Chatham House Report (Royal Institute of International Affairs). 2008.

При этом данные ожидания согласуются с другими прогнозами. В последнем отчете ОПЕК *World Oil Outlook* среднесрочный прогноз предполагает рост потребления от 84,7 до 92,3 млн бар/с в 2012 г. и 96,1 млн бар/с в 2015 г.¹ Прогноз *Chatham House* предполагает потребление на уровне 92,5 млн бар/с в 2012 г. и 97,2 – в 2015 г. Прогнозы строятся исходя из предпосылки, что ОЭСР не предпримет радикальных изменений энергетической политики, нацеленной на снижение потребления нефти, кроме тех, что имеют место сегодня.

Что касается уровня предложения, то предполагается, что к 2009 г. Саудовская Аравия сможет добывать нефти 12,5 млн бар/с, но впоследствии ее добыча будет стагнировать. Для Ирака, других стран ОПЕК и бывшего Советского Союза уровень добычи сохранится на прежнем уровне. Некоторый рост добычи возможен в Анголе, Нигерии и Катаре. Ирак постепенно наращивает производство и может продвигаться в этом процессе, если напряженность в стране снизится. Иран и Венесуэла будут поддерживать текущий уровень добычи.

Страны, не входящие в ОПЕК, будут сокращать поставки нефти на 1,29% ежегодно – на уровне 2005–2008 гг. С точки зрения ОПЕК, страны, не входящие в организацию (включая Россию), могут увеличить добычу на 3,1 млн бар/с с 2006 по 2012 г., а с 2012 по 2015 г. – на 0,3 млн бар/с. Однако параллельно с этим процессом будут истощаться зрелые месторождения стран ОЭСР. К примеру, в Норвегии падение добычи увеличилось с 2,5% в 2005 г. до 8% в 2007 г.; в Великобритании в среднем оно составляло 6,9% с 1999 г.; в Мексике варьировалось от 1,7% в 2005 г. до 5,6% в 2007 г.

Прогноз мощностей на графике (рис. 1.11) обозначен сплошной линией. Сценарий предусматривает, что ближе к концу текущей декады свободные мощности для увеличения добычи могут практически исчезнуть, а рост предложения будет ограничен. Однако, даже в случае некоторого роста мощностей сверх прогнозных значений вследствие рецессии или замедления роста мировой экономики, новый ценовой пик может иметь место в ближайшие годы.

¹ *World Oil Outlook* // ОПЕК. 2008.

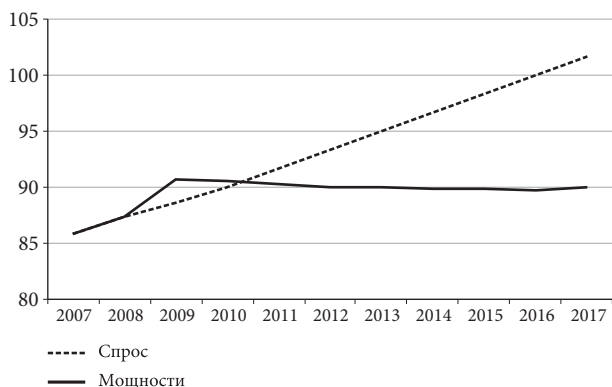


Рис. 1.11. Оценки будущего спроса и предложения, млн бар/д¹

Эксперты из Energy Watch Group (EWG) также придерживаются негативного сценария и дискутируют с экспертами Международного энергетического агентства (МЭА), которые в докладе *World Energy Outlook* за 2006 г. пишут о постепенном росте добычи до 2030 г.²

По прогнозу EWG, пик мировой добычи пройден в 2006 г. и в ближайшее время вероятно быстрое падение добычи – с 81 млн бар/д в 2006 г. до 58 млн в 2020 г. и 39 млн бар/д в 2030 г. МЭА ожидает, что в 2020 г. мир будет добывать 105 млн бар/д, в 2030 г. – 116 млн бар/д.

Авторы доклада считают недостоверными данные о запасах нефти, публикуемые МЭА, министерством энергетики США и крупными компаниями (вроде BP), так как эти данные основаны на информации от правительств нефтедобывающих стран и на выводах друг друга. Прогнозы EWG построены на основе исторических данных о ежегодном приросте нефтяных запасов и объемах добычи на различных месторождениях. Анализируя графики добычи в различных регионах, EWG выделяет кривые, которые свидетельствуют о быстром наступлении пика и грядущем спаде.

В базовом сценарии МЭА, обнародованном в конце 2008 г., мировой спрос на первичные энергоресурсы ежегодно с 2006–2030 гг.

¹ Stevens, P. The Указ. соч.

² Кашин, В. Конец нефти / В. Кашин, А. Тутушкин, А. Чечель // Ведомости. 2007. № 200 (1974).

увеличивается в среднем на 1,6%. С 11730 млн т н. э. до чуть более 17010 млн т н. э. – рост составит более 45% (рис. 1.12). Этот сценарий учитывает результаты тех правительственных политических мер и программ, которые были либо приняты, либо введены в действие к середине 2008 г., при этом новые меры во внимание не принимаются¹.



Рис. 1.12. Мировой спрос на первичную энергию и нефть в 2006 и 2030 гг.²

Ввиду продолжающегося быстрого экономического роста Китая и Индии, на эти страны придется чуть более половины роста спроса на первичную энергию в период с 2006 по 2030 г. Страны Ближнего Востока усилят свою позицию важного центра спроса, что прибавит еще 11% к растущему мировому спросу. В сумме на страны, не входящие в ОЭСР, придется 87% роста спроса. В результате их доля в мировом спросе на первичную энергию возрастет с 51 до 62%. Потребление энергии в этих странах будет бóльшим, чем энергопотребление в странах ОЭСР в 2005 г.

Мировой первичный спрос на нефть (за исключением биотоплива) будет ежегодно увеличиваться в среднем на 1% с 85 млн бар/д в 2007 г. до 106 млн бар/д в 2030 г. Однако доля нефти в мировом

¹ World Energy Outlook 2008 // IEA. 2008.

² World Energy Outlook 2008 (основные положения) // IEA. 2008.

потреблении энергии снизится с 34 до 30%. Весь прогнозируемый рост мирового спроса на нефть приходится на страны, не входящие в ОЭСР (более 4/5 суммарного спроса приходится на Китай, Индию и Ближний Восток). Спрос на нефть в странах ОЭСР несколько уменьшится в основном из-за снижающегося спроса на нефть вне транспортного сектора.

Рост мировой добычи нефти в основном придется на страны ОПЕК, а их общая доля в мировых поставках возрастет с 44% в 2007 г. до 51% в 2030 г. Саудовская Аравия останется самым крупным мировым производителем в течение прогнозируемого периода, а ее объемы добычи возрастут с 10,2 млн бар/д в 2007 г. до 15,6 млн бар/д в 2030 г. Добыча традиционной нефти в странах, не входящих в ОПЕК, начнет падать приблизительно к середине следующего десятилетия, и этот спад ускорится к концу прогнозируемого периода.

Исходя из прогнозов МЭА, несложно сделать вывод о том, что государства БРИК и Ближнего Востока будут и далее играть все большую роль на мировом энергетическом рынке.

В целом необходимо подчеркнуть, что движущей силой стабильного роста цен на энергоносители и другие сырьевые товары был «тонкий» баланс спроса и предложения, а также уверенность в том, что рынок останется сильным и далее. Спрос на сырье был обеспечен вовлечением в мировую экономику дешевой рабочей силы из группы стран, характеризующихся низким уровнем потребления на душу населения, но высокой эластичностью спроса (в особенности из азиатских стран). При этом рост предложения в ответ на растущий спрос оказался весьма ограниченным – вследствие геологических или технологических факторов (характерно для нефтяного сектора), а также вследствие боязни возврата цен на энергоносители к уровням 80–90-х годов XX столетия. Кроме того, нельзя не отметить и государственную политику, которая не стимулировала инвестиции в новые мощности. Низкий уровень запасов и свободных мощностей привел к высокой зависимости цен от новостей о возможных перебоях с поставками. ■

1.3. Фирменная структура мирового рынка нефти: соотношение государственного и частного секторов

Широкомасштабная национализация мировой экономики берет начало после Первой мировой войны, когда возникла необходимость в общественном контроле за поведением рыночных сегментов экономики. Катализатором данного процесса стала череда финансовых кризисов в США (гиперинфляция, кризис фондового рынка в 1929 г.), которая привела к усилению процессов огосударствления во многих регионах мира. В конце 20-х годов правительства Франции и Бельгии создают финансовые институты, направленные на усиление контроля за банковским сектором. В Германии, начиная с Веймарской республики до национал-социалистов, разворачивается национализация, конечной целью которой является ускоренная индустриализация экономики страны. Аналогично в 1933 г. – в эпоху фашизма – в Италии создается государственный индустриальный холдинг *Instituto per la Ricostruzione Industriale* (IRI). После гражданской войны Испания импортирует модель IRI и создает *Instituto Nacional de Industria* (INI) для стимулирования развития экономики, замены импорта отечественными аналогами и сокращения отставания депрессивных отраслей. В Португалии с 1933 г. подобная идеология стала своего рода манифестом авторитарного режима Салазара.

После Второй мировой войны деколонизация привела к возникновению новых независимых государств, активно вовлеченных в процессы национального строительства, в том числе и путем создания государственных компаний. При этом основным источником дохода для многих стал экспорт природных ископаемых, что привело к возникновению концепции «ресурсного национализма».

По данным МЭА, высокие цены на нефть и растущая среди политических лидеров убежденность, что государственные нефтяные компании служат национальным интересам гораздо лучше, чем частные и иностранные, повысили уверенность и стремления государственных компаний настолько, что некоторые из них соперничают с международными компаниями по части технических

возможностей и эффективности¹. Международные нефтяные компании, которым традиционно принадлежала доминирующая роль в мировой нефтяной и газовой промышленности, все чаще вытесняются растущей мощностью национальных компаний, а также в силу истощающихся запасов и добычи в доступных, изученных и разрабатываемых бассейнах в странах, не входящих в ОПЕК.

Наиболее привлекательными с точки зрения ресурсов являются Ближний Восток, Африка, Латинская Америка и Тихий океан – именно те регионы, где в последние годы наблюдались инциденты вытеснения частных компаний с рынка или где добыча ресурсов иностранными компаниями предельно жестко регламентирована.

Подавляющая часть доказанных запасов нефти находится в странах, где существуют ограничения иностранных инвестиций. Три страны – Кувейт, Мексика, Саудовская Аравия – полностью закрыты для иностранных инвестиций. Другие постепенно пересматривают свое отношение в пользу ужесточения контроля за присутствием иностранных компаний в отрасли (рис. 1.13).

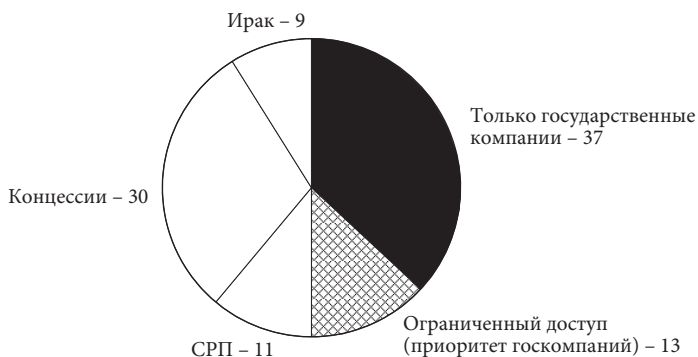


Рис. 1.13. Доступ к мировым доказанным запасам нефти, %²

Боливия относительно недавно национализовала все добывающие активы. Венесуэла ренационализовала активы, суммарная добыча которых составляла 565 тыс. бар/д, в апреле 2006 г. Наци-

¹ World Energy Outlook 2008 // IEA. 2008.

² World Energy Outlook 2006 // IEA. 2006.

ональная компания PdVSA получила добывающие мощности частных компаний в размере 115 тыс. бар/д, а также контролирующий пакет в 25 крупных месторождениях, производящих 450 тыс. бар/д. Правительство фактически разорвало договоренности с частными компаниями, что привело к вхождению государства во все крупные проекты на территории страны.

Иран, Алжир, Катар ограничили инвестиционную роль транснациональных частных компаний соглашениями о разделе продукции, в ходе реализации которых контроль остается за государственной компанией.

Подтверждением постепенной концентрации привлекательных месторождений в руках государственных компаний является и динамика истощения месторождений. Средневзвешенные наблюдаемые темпы падения добычи нефти составляют 6,7% для месторождений, уже прошедших период максимальной добычи. В базовом сценарии МЭА этот показатель увеличится до 8,6% в 2030 г. Текущее значение получено путем анализа производства на 800 действующих месторождениях, в том числе 54 – сверхкрупных (с запасами более 5 млн бар.). Самые низкие темпы истощения наблюдаются на самых крупных месторождениях: в среднем они составляют 3,4% для сверхкрупных, 6,5% для крупных и 10,4% для больших¹. Самые низкие темпы истощения характерны и для Ближнего Востока (государственные компании), а самые высокие – для месторождений в Северном море (частные компании). Принимая во внимание размер новых месторождений в сфере влияния частных компаний, их стратегическая позиция на рынке представляется уязвимой. По данным специалистов Института Дж. Бейкера, из 1,148 млрд бар. мировых доказанных запасов нефти – более 77% уже сосредоточено в руках национальных нефтяных компаний², целиком принадлежащих государству. При этом западные частные компании контролируют лишь около 10%.

Ограниченный доступ частных компаний к ресурсной базе во многом стал причиной стагнации расходов на геологоразведку

¹ *World Energy Outlook 2008 // IEA. 2008.*

² *Eller, S. Указ. соч.*

и приобретение новых месторождений. Рис. 1.14 показывает, что в период с 1993 по 2006 г. расходы на геологоразведку и приобретение новых месторождений у крупнейших транснациональных нефтяных компаний («Большая Пятерка»: Exxon Mobil, Shell, Conoco Phillips, Chevron, BP) остаются практически неизменными. В то же время расходы на выкуп ценных бумаг, дивиденды и развитие текущих месторождений увеличиваются крайне высокими темпами (особенно в последние годы).

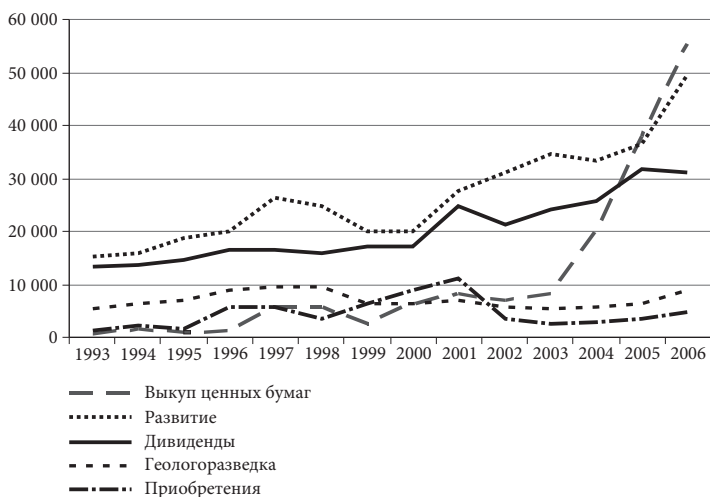


Рис. 1.14. Динамика основных расходных статей частных компаний, млн дол.¹

Жесткие условия внешней среды, а также недостаточное внимание к восполнению ресурсной базы привели к тому, что по итогам последних лет добыча нефти «Большой Пятерки» находится примерно на одном уровне (около 10 млн бар/д), а коэффициент замещения запасов колеблется в районе 100% (рис. 1.15 и 1.16).

Способность ТНК увеличить производство нефти имеет несколько ограничений. Основная проблема – *доступ к ресурсам*

¹ Jaffe, A. The International Oil Companies in The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets / A. Jaffe, R. Soligo // The James A. Baker III Institute for Public Policy (Rice University). 2007.

с низкой себестоимостью добычи. Более 50% доказанных запасов сосредоточены в Ираке, Кувейте, Иране и Саудовской Аравии¹ и практически недоступны для ТНК, так как контролируются государственными нефтяными компаниями:

- Саудовская Аравия разрабатывает ресурсы самостоятельно;
- в Ираке отсутствует полноценное законодательство и сохраняется напряженность;
- в Иране и Кувейте сотрудничество имеет место скорее на словах.

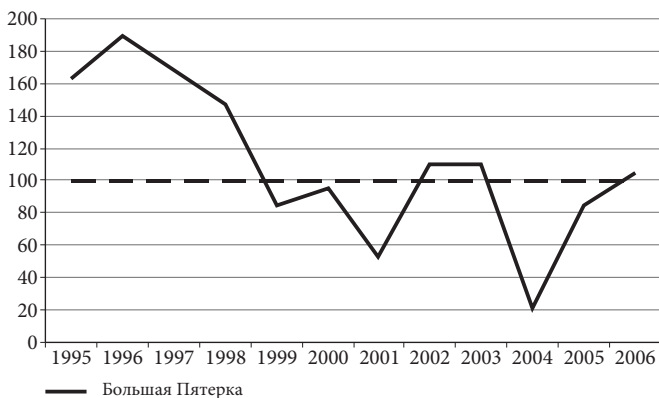


Рис. 1.15. Коэффициент замещения запасов частных компаний, %²

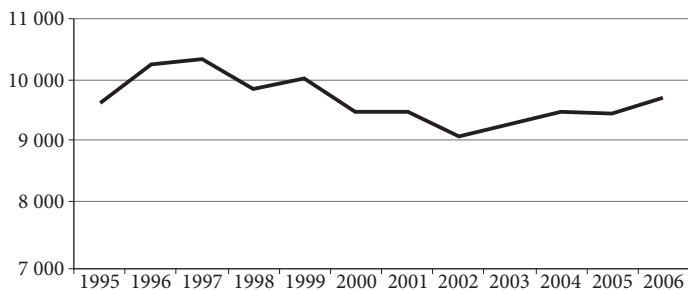


Рис. 1.16. Динамика добычи нефти частных компаний «Большой пятерки»³, млн бар/д

¹ BP Statistical Review of World Energy // British Petroleum. London, 2008.

² Jaffe, A. Указ. соч.

³ Там же.

Вся индустрия страдает также от недостатка мощностей сервисных компаний, который приводит к *росту цен* и делает новые проекты крайне дорогими. Следствием является постоянный перенос сроков в надежде на то, что будущие условия будут более благоприятными. HIS/CERA Upstream Capital Cost Index показывает, что затраты частных компаний на разработку нового месторождения за последние четыре года удвоились, а некоторые элементы выросли в цене еще больше. Так, стоимость аренды глубоководной буровой установки в 2004 г. составляла 125 тыс. дол. в день, а в 2008 г. – более 600 тыс. дол.¹

По данным Congressional Research Service, неспособность частных компаний увеличить производство нефти и нефтепродуктов является вполне логичным следствием геологических и политических факторов. Так, в Соединенных Штатах подавляющее большинство основных месторождений находятся на пике добычи или в стадии истощения, что делает невозможным наращивание добычи, независимо от ценовой конъюнктуры нефтяного рынка. За рубежом инициативы американских компании наталкиваются на противодействие государственных органов, квоты ОПЕК или агрессивную налоговую политику².

Еще один негативный фактор – *потеря человеческого капитала*. С 1981 г. 25 крупнейших ТНК уволили почти 1 млн чел. Таким образом, даже в случае принятия решения об инвестициях ТНК пришлось бы постараться, чтобы сформировать команды для управления проектами. И кадровая проблема может обостриться еще больше. В следующие 10 лет половина текущего персонала нефтяной отрасли уйдет на пенсию³.

Развитие управления, основанного на стоимостных показателях, также является сдерживающим фактором для развития частных компаний. При этом деятельность оценивается, прежде все-

¹ Yergin, D. Oil has Reached a Turning Point / D. Yergin // Financial Times. 2008. 28 May.

² Pirog, R. Oil Industry Profits: Analysis of Recent Performance / R. Pirog // CRS Report for Congress. 2005.

³ IEA Middle East Economic Survey (MEES). 2006. 51:28. 14 July.

го, с точки зрения доходности акционерного капитала¹. Данная концепция развивалась на теоретическом уровне в бизнес-школах и университетах в 1970–1980 гг., а широкое распространение у ТНК получила в конце 1980-х – начале 1990-х. Ключевая идея заключается в том, что если компания не может работать лучше, чем конкуренты (в плане доходности капитала акционеров), она должна возвращать средства акционерам, которые могут использовать их более эффективно. Возвратность акционерного капитала определяется как сумма дивидендных выплат за период плюс рост цены акций компании.

После нефтяных кризисов 1970-х ТНК имели крупные излишки денежных средств. Большая их часть была потрачена на диверсификацию в пользу других источников энергии и непрофильных направлений, а часть израсходована на разведку и развитие месторождений. В 1980-х это привело к росту предложения нефти из стран, не входящих в ОПЕК. Сегодня под влиянием стоимостной модели ТНК предпочитают возвращать денежные средства акционерам, а не инвестировать. В 2005 г. шесть крупнейших ТНК инвестировали 54 млрд дол., вернув акционерам 71 млрд дол.²

В основе возврата средств лежала и другая причина. К концу 90-х нефтяные компании не смогли обеспечить адекватную возвратность инвестиций. Это повлекло за собой реструктуризацию, ужесточение финансовой политики. Повышенное внимание стало уделяться росту производственных показателей, минимизации затрат, операционной эффективности и краткосрочной рентабельности.

Авторы одного из исследований отмечают: «Жесткие рыночные условия привели к высоким ценам на нефть. Однако разведка и добыча ТНК стагнирует. Наш анализ предполагает, что растущее давление с целью достижения финансового результата склонило чашу весов менеджмента в пользу краткосрочного заработка, нежели пополнения запасов и роста производства. Другими словами, мы

¹ Brealey, R. Principles of Corporate Finance / R. Brealey, S. Meyers. McGraw Hill. New York, 1988.

² Stevens, P. Указ. соч.

подозреваем, что менеджмент нефтегазовых компаний стал более близорук»¹.

Таким образом, основным преимуществом государственных компаний на современном этапе становится доступ к ресурсам, качественные характеристики которых значительно выше, нежели у частных нефтяных компаний.

В то же время сложно отрицать преимущество частных компаний перед государственными в части более высокой эффективности операций, стандартов корпоративного управления и технологий. По словам главного исполнительного директора Shell Йеруна ван дер Вира (Jeroen van der Veer), у транснациональных нефтяных компаний есть то, чего не могут дать другие компании, в частности опыт².

Согласно многочисленным исследованиям государственные нефтяные компании страдают от более низкой эффективности производства. При этом основная причина отставания заключается в недостатке ответственности или подотчетности, которая проявляется:

- в нехватке инициатив менеджмента и сотрудников, направленных на повышение эффективности;
- в проблемах компетенции или коррупции, характерных для государственных органов;
- в использовании государственных нефтяных компаний в качестве политических инструментов.

Ю. Кочетыгова выделяет несколько ключевых особенностей корпоративного управления в государственных компаниях³.

1. Цели государства и коммерческие соображения могут быть в конфликте.

¹ *Osmundsen, P. Is Oil Supply Choked by Financial Market Pressures / P. Osmundsen, K. Mohn, B. Misund, F. Asche // Energy Policy. 2007. 35:1. P. 467–74.*

² *Крылов, Д. С. Нефтяная отрасль России: аспекты стратегического выбора / Д. С. Крылов // Российская экономика: пути развития : сб. материалов Форума аспирантов и молодых преподавателей. М. : Ин-т комплексных стратегических исследований, 2008.*

³ *Кочетыгова, Ю. Экспансия государственных компаний и эффективность российской экономики / Ю. Кочетыгова // Общество и экономика. 2007. № 4. С. 26.*

Классическая задача компании – максимизация капитала акционеров. Задачи государства часто носят социальный или политический характер (например, обеспечение стратегических преимуществ во внешней политике, снабжение населения такими жизненно важными услугами, как поставки электроэнергии, тепла, газа, предоставление услуг связи), что может противоречить коммерческим целям. В таких условиях государство, в принципе, может игнорировать тяжелое финансовое положение компаний, убытки, невыплаченные долги. Изначально противоречивая система целей усложняет задачи управления. Более того, хотя государственным компаниям вменяется особая «миссия» служить государственным политическим и социальным интересам зачастую в ущерб интересам экономическим, никаких определений этой роли или формулировки способов финансирования такой деятельности нет ни в уставных документах компаний, ни в каких-либо иных публичных документах. В этой ситуации стратегические цели, которые ставятся перед органами управления компаний, не вполне отчетливы, и непонятно, какие именно задачи и когда именно должен решать менеджмент компаний и за какие показатели он должен отчитываться.

2. Стимулы к улучшению экономических показателей ограничены.

Государственные компании фактически меньше других подвержены риску банкротства и практически не подвержены риску недружественного поглощения. Это снижает стимулы к повышению эффективности деятельности. Даже если потенциальный внешний собственник видит возможности для повышения эффективности, он не имеет шансов получить контроль над компанией и внедрить в жизнь механизмы повышения эффективности. Помимо этого, чрезмерные заимствования и проблемы с погашением долгов не столь болезненны для государственных компаний, как для частных. В случае финансовых затруднений государство может поддерживать государственные компании, в частности через контролируемые государством банки или с помощью бюджетных средств. Не исключен и иной сценарий: государство, пользуясь своей сильной переговорной позицией, может настоять на невыгодной для кредиторов реструктуризации задолженности. В конечном итоге во многих стратегических отраслях государство прежде всего

интересует операционная деятельность компаний с точки зрения социальной и политической пользы, а уж потом их экономическая эффективность и кредитоспособность.

3. Опосредованность отношений между собственниками и агентами снижает контроль.

Классическое разделение на собственника (принципала) и агента (менеджера), распоряжающегося активом в интересах собственника, становится все более сложным. В цепочке управления появляется еще один агент. Формально собственниками государственных активов являются граждане страны. Государственные чиновники должны действовать именно в их интересах. Но граждане не управляют напрямую государственными компаниями, эта роль принадлежит государству как институту, а точнее, государственным ведомствам, в интересах государства осуществляющим управление компаниями. В управлении крупными (стратегическими) государственными предприятиями участвуют отраслевые министерства (в России – Минэнерго, МЭР, администрация Президента страны). По ключевым вопросам позиция государства в данных компаниях утверждает Председателем Правительства. Далее функция управления опосредуется представителями государственных органов в управленческой структуре. Эта опосредованность в целом снижает степень контроля акционеров над деятельностью наемного менеджмента.

С увеличением цепочки проблемы, свойственные отношениям собственника и агента, только возрастают. Повышаются риски того, что агенты не будут действовать в интересах собственника, а используют активы компании в своих личных интересах, в том числе принимая излишне рискованные решения, поскольку потенциальные потери несут не они. Это может также проявляться при осуществлении закупок и выборе партнеров и подрядчиков. Развивающаяся таким образом внутрифирменная коррупция (использование служебного положения в личных целях) подпитывает коррупцию на государственном уровне в тех органах, которые призваны осуществлять контроль. Это приводит к институционализации механизмов вывода активов из компаний и укреплению противостояния любым формам независимого контроля.

4. Советы директоров часто выполняют роль передаточного звена.

Функции советов директоров в государственных нефтяных компаниях зачастую сводятся к транслированию решений, принятых на более высоком уровне. По ключевым вопросам представители государства, которые, как правило, формируют большинство в советах директоров, консолидированно голосуют по директивам, утвержденным правительством. В силу должностной иерархии либо по причине отсутствия мотивации они не принимают активного личного участия в выработке решений. Представители государства не получают вознаграждения за работу в Совете директоров, что снижает их заинтересованность в эффективной работе. Такое положение дел напрямую противоречит принципу фидуциарной ответственности, т. е. ответственности, которую персонально несет член Совета директоров перед всеми акционерами компании. В результате советы директоров фактически не являются органом, принимающим решения по таким важным вопросам, как назначение (или увольнение) генерального директора, приобретение значительных активов, определение стратегических направлений инвестирования. Это означает, что корпоративное управление как таковое – система принятия продуманных, сбалансированных решений в интересах всех собственников компании – фактически отсутствует. Решения принимаются в не вполне прозрачной обстановке, не всегда понятно их обоснование и круг ответственных за их принятие лиц.

По мнению западных исследователей, борьба со злоупотреблениями государственных органов и подотчетных им предприятий очень сложна. Поэтому предпочтительным является передача прав собственности частному сегменту экономики, который к тому же сможет продемонстрировать более высокую эффективность производства. Государство же в этом случае должно стать регулятивным центром, способным обеспечить эффективное распределение ресурсов¹.

¹ Perotti, E. From Government to Regulatory Governance: Privatization and the Residual Role of the State / E. Perotti, B. Bortolotti // Fondazione Eni Enrico Mattei. 2005.

При этом, если чиновники работают в жесткой коррупционной и лоббистской среде, неэффективность государственных нефтяных компаний (рис. 1.17) является следствием не только нехватки инициатив (обозначенных выше), но и постоянного желания перераспределить ресурсы лояльным сторонам. Подобные процессы не являются рациональными с точки зрения частного предпринимательства и зачастую приводят к излишней занятости (избыточному персоналу госкомпаний), а также заработной плате, не соответствующей производительности труда.



Рис. 1.17. Факторы низкой эффективности государственных нефтяных компаний¹

В целом, на основании западных исследований, можно сделать вывод о том, что государственные компании крайне редко оказываются в состоянии решить проблемы лучше, чем частный сегмент. Так, например, исследование Г. Гроссмана и А. Крюгера указывает на то, что государственные компании Восточной Европы не смогли справиться с загрязнением окружающей среды лучше частных². С. Кикери, Дж. Неллис и М. Ширли в своем исследовании пишут о том, что государственные компании зачастую злоупотребляют своей рыночной властью. Но не за счет высо-

¹ Составлено автором.

² *Grossman, G. Economic Growth and the Environment / G. Grossman and A. Kruger // Quarterly Journal of Economics. 1995. 110. P. 353–377.*

кой цены на производимый товар, а за счет поддержания крайне низкой эффективности, обеспечивая своим сотрудникам «тихую жизнь»¹. Б. Бортолотти отмечает весьма низкий уровень инвестиций в государственном сегменте экономики, в частности энергетике и телекоммуникациях².

Помимо влияния властных органов и недостатков менеджмента, более низкая эффективность государственных компаний является следствием технологического отставания. Технологические нововведения предполагают более низкие затраты на разведку и добычу нефти, открывают новые возможности для бурения. Однако государственные операторы месторождений зачастую предпочитают использовать проверенные методы, исключая возникновение технических проблем. При этом продвижение новых технологий занимает десятилетия, подтверждением чему является технология бурения непертикальных скважин, которая позволяет увеличить скорость бурения в 2–3 раза.

Технология дает возможность частным компаниям получать доступ к запасам в более труднодоступных районах, в частности на глубоководье и в Арктике. Кроме того, она позволяет извлекать углеводороды из нефтяных песков (гравитационный дренаж) и повышать коэффициент нефтеотдачи (закачка углекислого газа в нефтяные скважины с целью повышения давления пласта).

Однако, говоря о преимуществах и недостатках частных и государственных компаний, нельзя не отметить и позицию государства. В ряде случаев правительство страны не в состоянии обеспечить благоприятные рыночные условия для привлечения частных инвестиций, в том числе в развитие инфраструктуры регионов. В этом случае деятельность государственных нефтяных компаний носит замещающий характер.

¹ Kikeri, S. Privatization: Eight Lessons From Experience / S. Kikeri, J. Nellis and M. Shirley // Policy Views. World Bank. 1992. Режим доступа : www.worldbank.org/html/prddr/outreach/or3.htm.

² Bortolotti, B. Privatization and the sources of performance improvement in the global telecommunication industry / B. Bortolotti, W. Megginson, J. D'Souza, M. Fantini // Telecommunications Policy. 2002. No. 26. P. 243–268.

Д. Саппингтон и Дж. Стиглиц в 1987 г. представили классический аргумент необходимости государственной собственности. По их мнению, издержки (например транзакционные) ограничивают способность государства регулировать экономику дистанционно. Они также отмечают, что в условиях нечетких приоритетов ввиду отсутствия опыта, государству проще сохранить прямой контроль, нежели осуществлять сложный переговорный процесс с частными предпринимателями¹.

Зачастую наличие контролирующего собственника в лице государства объясняется сложностью контроля за некоторыми решениями частных собственников. Например, российские государственные нефтегазовые компании выступают гарантом развития ресурсной базы страны, а значит – и наполнения бюджета в долгосрочной перспективе. Стоит отметить, что в нефтегазовой сфере присутствие государства носит, как правило, постоянный характер. Основным фактором в данном случае становится стратегический характер отрасли, ее роль для бюджетного процесса. Исключением является только масштабная перестройка всей экономической системы страны, которая имела место в России в 1990-е годы.

Подводя итоги, можно выделить преимущества государственных и частных нефтяных компаний (табл. 1.9).

Таблица 1.9

Преимущества государственных и частных нефтяных компаний

Государственные компании	Доступ к ресурсной базе Административный ресурс Взаимодействие с госкомпаниями на мировом рынке
Частные компании	Вертикальная интеграция Региональная диверсификация Технологии добычи Компетенция и мотивация персонала Меньшее количество занятых Информационная прозрачность

Примечание. Составлено автором.

¹ *Sappington, D. Privatization, Information, and Incentives / D. Sappington, J. Stiglitz // NBER: Working Paper No. 2196. 1987.*

Ключевым является вопрос, чем вызвано желание государства принимать активное участие в хозяйственной деятельности нефтяной отрасли, контролировать ресурсную базу. На наш взгляд, ответ заключается в *бюджетобразующей роли нефтяных предприятий для многих развивающихся стран и необходимости финансировать растущие правительственные расходы*¹. Именно данное обстоятельство послужило основным стимулом возврата к концепции «ресурсного национализма».

Международный энергетический форум определил указанное положение как «желание государств извлечь максимум из своего дара». Б. Ф. Прайс² описал это как ситуацию, когда страны-производители пытаются максимизировать выручку от текущей добычи нефти и газа, изменяя сроки инвестирования для будущего производства. Другая версия – отражение понятия Р. Вернона «*obsolescing bargain*» – как только нефть была обнаружена, а инвестиции в развитие осуществлены – активизируется правительство, которое пытается увеличить свою долю, изменяя первоначальные условия контракта³. Еще одно представление состоит в том, что это просто выражение политической антипатии к США (и ее нефтяным компаниям) и/или экономическая глобализация.

У «ресурсного национализма» есть две основные составляющие: ограничение операций частных нефтяных компаний и усиление национального контроля над развитием сырьевых отраслей. Кроме того, это не только понятие, связанное с правительствами Третьего мира, развивающихся стран. Зачастую Канада и Австралия рассматриваются в литературе как классические примеры стран, где проявлял себя «ресурсный национализм»⁴.

¹ Крылов Д. С. Реструктуризация нефтегазовой отрасли как неотъемлемая часть реформирования ТЭК / Д. С. Крылов // Государственное управление и менеджмент организаций в информационной экономике : сб. науч. ст. по материалам науч.-практ. Интернет-конференции. Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. экон. ун-та, 2008.

² IEA Middle East Economic Survey (MEES). 2006. 49:33. 11 Sept.

³ Vernon, R. Sovereignty at Bay: The Multinational Spread of US Enterprises / R. Vernon // Basic Books. New York, 1971.

⁴ Uslander, E. Energy Policy and Free Trade in Canada / E. Uslander // Energy Policy. 1989. 17: 4. P. 323–330; Owen, A. Australia's Role as an Energy Exporter: Status and Prospects / A. Owen // Energy Policy. 1988. 16:2. P. 131–51.

Вышеуказанное явление имеет несколько причин. Для многих стран в 1970-х это был ключ к независимости и окончанию колониального владычества¹. Он мог быть спровоцирован дискуссиями о чрезмерной доле частных компаний, необходимостью использования ресурсов для нужд внутреннего рынка или верой, что потенциальные потребители – «не достойны». Еще одна причина – ощущение простых людей, не получающих отдачи от добычи «их» нефти и природных ископаемых, несмотря на налоги частных компаний. В подобных обстоятельствах либо происходит переворот (как в Дельте Нигера), либо избирается популистское правительство (как в Венесуэле и Боливии). Отчасти данный факт имеет место и в России, где распродажа нефтяных ресурсов в начале 1990-х рассматривается как кража национального достояния, которая привела к появлению «клики» нефтяных олигархов.

Однако есть также важная идеологическая составляющая, связанная с ролью государства в функционировании национальной экономики. 1970-е годы были отмечены серьезной вспышкой «ресурсного национализма» как ответа на растущую неудовлетворенность условиями работы транснациональных компаний и выражения эйфории постколониального мира, что для нефтяного рынка означало развитие государственных нефтяных компаний. ■

¹ *Mitchell, J. Ending Dependence: Hard Choices for Oil-Exporting States / J. Mitchell, P. Stevens // Chatham House Report. Chatham House. London, 2008.*

2

Методология исследования
эффективности нефтяных компаний мира

2.1. Теоретико-методологические аспекты оценки эффективности деятельности компании

Категории «эффективность» (от лат. *effectus* – исполнение, действие) современный экономический словарь дает следующее определение: «Эффективность – относительный эффект, результативность процесса, операции, проекта, определяемый как отношение эффекта, результата к затратам, расходам, обусловившим, обеспечившим его получение»¹.

Т.С. Хачатуров, известный исследователь экономической эффективности, определяет эту категорию так: «Эффективность (и социальная, и экономическая) представляет собой отношение экономического или социального эффекта к необходимым для его достижения затратам»².

ГОСТ Р ИСО 9000-2001 приводит следующее определение категории эффективность: «Эффективность – связь между достигнутым результатом и использованными ресурсами». Для сравнения, результативность определяется как «... степень реализации запланированной деятельности и достижения запланированных результатов»³.

Можно выделить следующие виды эффективности:

- экономическая – выражает меру (величину) отдачи в виде полезного результата (эффекта) с каждой единицы, вложенных в производство затрат и привлеченных экономических ресурсов;
- социальная – характеризует степень удовлетворения производством установленных (выявленных) потребностей;
- экологическая – выражает уровень экологической безопасности (рис. 2.1).

В целом экономическая эффективность означает отсутствие потерь в использовании ресурсов. Так, если какой-то специалист

¹ Лозовский, Л.Ш. Современный экономический словарь / Л.Ш. Лозовский, Б.А. Разберг, Е.Б. Стародубцева. 2-е изд., испр. М.: ИНФРА-М, 1999.

² Хачатуров, Т.С. Эффективность капитальных вложений / Т.С. Хачатуров. М., 1979.

³ ГОСТ Р ИСО 9000-2001. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь. М.: Изд-во стандартов, 2001.

является безработным, то теряется возможность применения его способностей в производстве, т. е. данный трудовой ресурс используется неэффективно. То же самое можно сказать про бездействующий станок, остановленную фабрику. Однако полная занятость всех ресурсов еще не означает отсутствие потерь в их использовании. Например, если отдельная фирма применяет не самый дешевый способ изготовления какого-то товара, то она использует ресурсы неэффективно: выбрав менее ресурсоемкий способ, она может сэкономить часть факторов производства и с их помощью выпустить дополнительные единицы товара. Иной случай неэффективного использования ресурсов можно представить, когда несколько фирм отрасли производят продукцию с более высокими, чем остальные фирмы, издержками: издержки производства всей отрасли окажутся выше, чем это необходимо для выпуска того же объема продукции. Наконец, если одного товара производится слишком много, а другого чересчур мало, то ресурсы также используются неэффективно¹.



Рис. 2.1. Виды эффективности²

¹ Максимова, В. Ф. Микроэкономика: учебное пособие / В. Ф. Максимова. М. : Московский междунар. ин-т эконометрики, информатики, финансов и права, 2003.

² Составлен автором.

Ю. В. Богатин и В. А. Швандар, имея в виду экономическую эффективность, утверждают, что понятие «эффективность» предполагает корректное сопоставление понесенных затрат с полученными результатами¹.

В. В. Ковалев определяет понятие «экономическая эффективность» как относительный показатель, соизмеряющий полученный эффект с затратами или ресурсами, использованными для достижения данного эффекта².

Различают общую (абсолютную) и сравнительную (относительную) эффективность. *Общая эффективность* необходима для оценки и анализа общеэкономических результатов и эффективности на различных уровнях экономики (макро- и микроуровнях) за определенный период времени и в динамике для сопоставления уровня эффективности по предприятиям и регионам.

Сравнительная эффективность рассчитывается и анализируется при обосновании принимаемых производственно-хозяйственных, технических и организационных решений, для отбора из альтернативных вариантов наилучшего (оптимального). Такой отбор осуществляется на основе сопоставления (сравнения) по вариантам системы технико-экономических показателей, расчета срока окупаемости или коэффициента эффективности дополнительных капитальных вложений, величины экономического эффекта.

Уровень эффективности всегда связан с классификацией и формами выражения экономического эффекта, т. е. результата экономической деятельности. Оценка экономического эффекта, как правило, включает три группы показателей: объемные, конечные и социальные результаты (последние нами не рассматриваются).

Объемные показатели экономического эффекта являются исходными и включают в себя натуральные и стоимостные показатели объема произведенной продукции и услуг:

- объем производства продукции в натуральных измерителях;

¹ Богатин, Ю. В. Оценка эффективности бизнеса и инвестиций: учеб. пособие для вузов / Ю. В. Богатин, В. А. Швандар. М. : Финансы ; ЮНИТИ-ДАНА, 2001.

² Ковалев, В. В. Финансовый анализ: управление капиталом, выбор инвестиций, анализ отчетности / В. В. Ковалев. М. : Финансы и статистика, 1999.

- валовую, товарную продукцию;
- объем строительно-монтажных работ;
- нормативную стоимость обработки и др.

Конечные показатели эффекта отражают:

- результаты производственно-хозяйственной деятельности на различных уровнях управления;
- удовлетворение потребностей рынка, качественную структуру производства. К ним относятся: национальный доход, чистая продукция, валовой национальный продукт, прибыль, экономия от снижения себестоимости, объем продаж в соответствующих ценах, ввод в действие производственных мощностей и фондов, качество продукции и услуг.

Объемные результаты учитываются при расчете дифференцированных показателей эффективности, а конечные экономические результаты – при расчете обобщающих (комплексных) показателей эффективности.

В. В. Ковалев с разных аспектов подходит к оценке экономической эффективности деятельности предприятия и рассматривает показатели, которые можно объединить в следующие группы:

- показатели эффективности использования производственных ресурсов: основных средств, материальных оборотных средств, средств в расчетах, трудовых ресурсов;
- показатели эффективности использования ресурсов, отражаемых в балансе;
- показатели эффективности финансовых вложений;
- показатели рентабельности.

Показатели рентабельности, по мнению В. В. Ковалева, представляют собой частный случай показателей эффективности. Для определения эффективности использования основных средств рассматривается показатель фондоотдачи. В качестве показателя эффективности для материальных оборотных активов используются следующие показатели: оборачиваемость некоторого вида оборотных активов, коэффициент обеспеченности запасами текущей деятельности.

Существует две группы методов комплексной оценки эффективности хозяйственной деятельности:

- без расчета интегрального единого показателя (эвристические методы);

- с расчетом единого интегрального показателя.

Примерами эвристических методов оценки, основанных на профессиональном опыте аналитика, являются динамические сравнения (горизонтальный анализ) показателей, структурные сравнения (вертикальный анализ), пространственные сравнения, группировки показателей по разным признакам.

Характеристика использования материальных ресурсов позволяет представить отношение стоимости произведенной продукции к величине затрат на производство продукции в виде показателя материалоотдачи:

$$M_o = \frac{Q}{M_3}, \quad (1)$$

где M_o – материалоотдача;

Q – объем производства и реализации продукции, р.;

M_3 – материальные затраты, р.

Материалоотдача характеризует отдачу материалов, т. е. сколько рублей продукции произведено с каждого рубля потребленных материальных ресурсов.

Важным показателем эффективности производства является фондоотдача основных фондов, определяемая как отношение стоимости продукции (валовой или реализованной) к среднегодовой стоимости основных фондов:

$$\Phi_o = \frac{Q}{\Phi_{cp}}, \quad (2)$$

где Φ_o – фондоотдача;

Φ_{cp} – среднегодовая стоимость основных производственных фондов предприятия, р.

Фондоотдача показывает общую отдачу от использования каждого рубля, затраченного на основные производственные фонды, т. е. эффективность этого вложения средств.

Следующий показатель – фондоемкость. Эта величина, обратная фондоотдаче. Она рассчитывается как отношение стоимости

основных производственных фондов к объему выпускаемой продукции:

$$\Phi_e = \frac{\Phi_{cp}}{Q}, \quad (3)$$

где Φ_e – фондоемкость.

Показатель фондоемкости характеризует уровень денежных средств, вложенных в основные фонды для производства продукции заданной величины.

Важнейшими показателями конечных результатов и совокупной эффективности производства в условиях рыночной экономики служат себестоимость продукции, прибыль и рентабельность (прибыльность).

Общая рентабельность предприятия определяется отношением прибыли Π к среднегодовой стоимости основных производственных фондов O_ϕ и нормируемых оборотных средств O_c и рассчитывается по формуле:

$$P = \frac{\Pi \times 100}{O_\phi} + O_c, \quad (4)$$

где P – уровень рентабельности, %.

При оценке работы предприятий рассчитывается показатель рентабельности, определяемый как отношение суммы прибыли к полной себестоимости реализованной продукции. Расчет рентабельности продукции производится по формуле, %:

$$P = \frac{\Pi \times 100}{C}, \quad (5)$$

где C – полная себестоимость продукции (изделия).

Показатель рентабельности продукции отражает эффективность затрат живого и овеществленного труда на производство продукции.

Классификация затрат и ресурсов в мировой практике универсальна, в ней выделяются следующие основные виды затрат и ресурсов:

- затраты живого труда (отработанное время, фонд заработной платы, количество сотрудников);

- материальные затраты (сырье, материалы, топливо, энергия);
- производственные фонды (основные производственные фонды, оборотные фонды, фонды обращения);
- капитальные вложения, инвестиции (затраты на расширенное воспроизводство основных фондов и прирост оборотных фондов);
- природные ресурсы (земля, запасы полезных ископаемых, леса, воды);
- информационные ресурсы (знания, результаты научных исследований, изобретения и рационализаторские предложения);
- время как экономическая категория (рабочий период, время производства, сроки реализации инвестиций, инноваций, внедрения новой техники).

Все затраты и ресурсы подразделяются на текущие (издержки производства и обращения) и единовременные (капитальные вложения) затраты, потребленные и применяемые ресурсы, единичные и совокупные.

Фактически затраты – это потребленные в течение года производственные ресурсы в виде трудовых и материальных затрат. Производственные ресурсы – это накопленные за ряд лет материальные и финансовые средства, фонды (основные фонды и оборотные средства), а также потенциальные людские ресурсы (трудовые ресурсы) с количественной и качественной характеристиками.

Именно типология затрат и ресурсов, используемая для расчета показателей эффективности, является основополагающей для измерения эффективности производственной деятельности предприятия. Так, эффективность производственной деятельности нефтегазовой компании напрямую зависит от ресурсов, применяемых в процессе добычи и переработки нефти.

В мировой практике в качестве основных затрат для расчета эффективности производственной деятельности нефтяных компаний применяются следующие виды ресурсов:

- затраты живого труда – число сотрудников;
- стоимость активов;
- природные ресурсы – запасы полезных ископаемых.

Таким образом, производственная эффективность нефтяной компании отражает ее способность извлечь экономический эффект

из применяемых в процессе производства ресурсов (сотрудников, запасов нефти и газа и т. д.).

В рыночной экономике эффективность использования ресурса оценивается с помощью так называемого принципа Парето: считается, что ресурсы используются неэффективно, если возможно, применяя их иным способом, улучшить положение хотя бы одного домохозяйства, не ухудшив при этом благосостояния иных домохозяйств. И наоборот, ресурсы используются эффективно, когда невозможно за счет иного их применения улучшить благосостояние хотя бы одного домохозяйства, не ухудшив при этом состояния других домохозяйств. Экономическую эффективность подразделяют на:

- эффективность производства (производственную эффективность);
- эффективность распределения¹.

При использовании экономических ресурсов производственная эффективность достигается, если любой объем продукции производится с наименьшими издержками для данного объема выпуска. Когда это условие выполняется, то производство единицы продукции влечет за собой самые низкие издержки с точки зрения упущенной возможности альтернативного использования ресурсов. В любом ином случае издержки упущенной возможности слишком велики и будет существовать альтернативный, более выгодный способ применения ресурса.

Производственная эффективность достигается при выполнении двух условий.

1. Каждая фирма действует таким образом, что любой объем продукции выпускается с минимально возможными издержками. Иными словами, принимая решение в краткосрочном периоде, фирма должна добиться того, чтобы ее производству соответствовала самая нижняя из возможных кривых средних издержек. Данное условие всегда выполняется, если фирма максимизирует прибыль.

2. Все фирмы отрасли должны иметь один и тот же уровень предельных издержек. При выполнении данного условия суммарный

¹ Максимова, В. Ф. Указ. соч.

выпуск продукции всей отрасли распределяется между фирмами таким образом, что минимизируются суммарные издержки отрасли.

Однако на общую экономическую эффективность будет оказывать воздействие также и то, какой набор товаров и услуг предоставляется фирмой, отраслью и обществом в целом, поскольку это связано с использованием и соответственно с распределением ресурсов между различными производствами. Считается, что эффективность распределения достигается, если невозможно перераспределить ресурсы таким образом, чтобы в результате этого хотя бы одно домохозяйство улучшило, а остальные не ухудшили свое материальное благосостояние.

Это имеет место, если при производстве каждого товара предельные издержки равняются его цене. Например, если цена товара превысит предельные издержки производства, то распределение ресурсов окажется неэффективным, так как товара выпускается слишком мало: для общества выгодно отказаться от производства альтернативного товара и направить освободившиеся ресурсы на сокращение дефицита. В данном случае за счет перераспределения ресурсов можно улучшить положение какого-то домохозяйства, не ухудшив при этом благосостояния других, т. е. в этом случае ресурсы распределены неэффективно.

Если цена товара точно равняется предельным издержкам производства, то отказ от производства уменьшит получаемую обществом выгоду на величину издержек, необходимых для выпуска иного товара. Альтернативное применение ресурсов даст аналогичную максимальную выгоду. Значит, перераспределением ресурсов нельзя добиться улучшения положения какого-то домохозяйства; данной цели можно добиться только путем ухудшения благосостояния других домохозяйств. В любой рыночной структуре эффективность распределения ресурсов достигается в том случае, когда цена товара равняется предельным издержкам его производства.

Основным критиком эффективности распределения можно считать Х. Лейбенштейна, который в своем очерке «Аллокативная эффективность по сравнению с X-эффективностью»¹ отметил

¹ *Leibenstein, H. Allocative Efficiency vs X-Efficiency / H. Leibenstein // American Economic Review. 1966. Vol. 56. № 3. June.*

крайне низкий выигрыш от увеличения аллокативной эффективности, а также указал на невозможность объяснить расхождения в производительности труда на разных предприятиях только качеством и количеством ресурсов. Большинству фирм не удастся минимизировать затраты на единицу продукции потому, что производственная функция, которая связывает объем используемых ресурсов и производимую с их помощью продукцию, не может быть полностью проанализирована и досконально изучена, либо потому, что менеджеры или работники сознательно не пользуются ее возможностями.

В своей работе Х. Лейбенштайн указал на исследования А. Харбергера¹, Д. Шварцмана², Т. Скитовски, Л. Янсена³, Х. Джонсона, итогом которых стало признание крайне низкого выигрыша в благосостоянии от повышения аллокативной эффективности. Так, эффект от образования Европейской зоны свободной торговли Т. Скитовски оценивался менее чем в 1%. Х. Джонсон пришел к выводу, что 1% национального дохода является абсолютным максимумом выгоды для Великобритании от присоединения к Европейской зоне свободной торговли⁴.

По мнению Х. Лейбенштайна, куда большую роль играет Х-эффективность, определяемая мотивацией.

В качестве примера Х. Лейбенштайн указывает на возможность возникновения ситуации, когда руководители предприятия окажутся слишком «слабы», т. е. имеются другие лица, не занимающие руководящих постов, но более компетентные. Руководители определяют не только свою собственную производительность, но и производительность взаимодействующих единиц в организации. В то же время классическая теория аллокативной эффективности

¹ *Harberger, A. Using the Resources at Hand More Effectively / A. Harberger // American Economic Review. 1959. Vol. 59. May.*

² *Schwartzman, D. The Burden of Monopoly / D. Schwartzman // Journal of Political Economy. 1960. Vol. 68. Dec.*

³ *Janssen, L. H. Free Trade, Protection and Customs Union / L. H. Janssen. Leiden, 1961.*

⁴ *Johnson, H. The Gains from Freer Trade with Europe: An Estimate / H. Johnson // Man. School Econ. Soc. Stud. 1958. Vol. 26. Sept.*

не позволяет исследовать этот случай, так как предполагается, что фирма существует как организация, принимающая оптимальные решения о ресурсах, независимо от решений руководителей. В этом состоит основное слабое место теории аллокативной эффективности – основным допущением является то, что каждая фирма закупает и использует все свои ресурсы «эффективно».

На самом же деле имеются многочисленные обратные примеры, которые и приводит ученый.

Профессор Е. Лундберг в своих исследованиях по шведским отраслям промышленности указывает на случай, когда на заводе в Хорндале без каких-либо дополнительных капиталовложений, технологических изменений и, более того, когда техническое обслуживание и замены были сведены к минимуму, выпуск на человеко-час поднялся на 2% в год¹. Логичен вывод, что при соответствующей мотивации руководители и рабочие могут «встряхнуться» и производить близко к оптимальному выпуску и что при других условиях они могут получить мотивацию, чтобы двинуться дальше.

Ф. Харбисон после посещения двух нефтеочистных заводов, которые находятся на расстоянии менее полумили один от другого, писал: «Производительность труда на одном из них была примерно в два раза больше, чем на другом, в течение многих лет. Но недавно при совершенно новом управлении неэффективный завод начал увеличивать эффективность высокими темпами, имея ту же самую рабочую силу»². Мы можем спросить, почему руководство было заменено только недавно, если различие в производительности труда существовало в течение многих лет. Вполне возможно, что если бы существовала достаточно сильная мотивация, это изменение могло бы произойти ранее.

В одной из книг Н. Чемберлин показал, как наблюдаемые им фирмы реагировали на различие между предполагаемыми и действительными доходами и расходами. Он цитирует президента од-

¹ Цит. по: *Ohlin, G. Review of: Lundberg E. Productivity and Profitability: Studies of the Role of Capital in the Swedish Economy / G. Ohlin // American Economic Review. 1962. Vol. 52. Sept.*

² *Harbison, F. Entrepreneurial Organization as a Factor in Economic Development / F. Harbison // Quart. Journ. Econ. 1956. Vol. 70. Aug.*

ной корпорации: «Фактическая выручка от продажи за финансовый год отличается на 1% от первоначального прогноза. Расходы отличались на 30%. Причины этого почти полностью заключаются в производственных проблемах неэффективности и качества... Единственными специальными мерами были попытки изменения в методах производства и обращение к инжиниринго-консультационным фирмам»¹. Можно было бы подумать, что упомянутые меры, снижающие затраты, были приняты независимо от изменений. Однако из цитаты ясно следует, что руководители не стремились бы осуществить данные изменения, если бы их не стимулировал этот разрыв.

Основным примером, который рассматривает Х. Лейбенштайн, является анализ результатов деятельности миссий по повышению производительности МОТ². В ходе деятельности миссий использованные методы снижения затрат не имели отношения ни к привлечению дополнительного капитала, ни к улучшению системы амортизации или препятствованию старению существующего капитала. Эти методы обычно подразумевали простую реорганизацию процесса производства, т. е. реорганизацию планировки подачи материалов, контроля за потерями, методов работы и оплаты по результатам. Снижение затрат по итогам работы МОТ часто составляло 25%, причем как в развивающихся странах, так и в развитых.

В дополнение к вышесказанному можно привести исследование Л. Ростас, касающееся сравнительной производительности в британской и американской промышленности. По мнению автора, различия в количестве и качестве техники на одного рабочего, нормы ее использования и замены не объясняют различия в выпуске продукции на одного рабочего в этих двух странах. «В некоторых отраслях (или фирмах) в США и Великобритании, где оборудование в значительной мере схоже, в производстве яиц, обуви, табачных изделий, ленточной стали (или в фирмах, действующих как в Великобритании, так и в США...), есть, однако, существенные различия

¹ Chamberlain, N. The Firm: Micro Economic Planning and Action / N. Chamberlain. New York, 1962.

² Международная организация труда.

в выпуске на одного рабочего»¹. Ясно, что это относится в большей степени к определению выпуска, нежели к явно наблюдаемым ресурсам. Имеют значение методы управления, окружающая среда, в которой действует руководство, и используемые стимулы.

В целом Х. Лейбенштайн сделал вывод о том, что существует большое количество возможных вариаций выпуска для одинаковых количеств капитала, труда и для одинаковой технической оснащенности в широком смысле, если под одинаковой технической оснащенностью понимать одинаковый тип оборудования. При этом в основу объяснения расхождений вполне укладываются мотивационные факторы.

В исследованиях МОТ рассматривается ряд примеров, когда наблюдались противоположные результаты: через год или более восстанавливалась менее эффективная технология. Ясно, что новое знание, если оно имелось, было вначале передано миссией по повышению производительности руководству и новые методы были внедрены, по крайней мере, на период работы миссии, но не оказалось достаточной мотивационной силы для того, чтобы руководство поддерживало эти новые методы.

По мнению Х. Лейбенштайна, в конечном итоге фирмы и экономики оперируют не на внешней границе поверхности производственных возможностей, согласующейся с их ресурсами. На самом деле они скорее работают на производственной поверхности, которая находится под внешней границей. Это означает, что по разным причинам люди и организации обычно работают не так усердно и эффективно, как могли бы. В ситуациях, когда давление конкуренции слабо, многие люди обменивают неудобство усилий поиска и контроля за действиями других людей на полезность ощущения меньшего давления на подчиненных и лучших отношений между людьми. Но в ситуации, когда давление конкуренции велико, а следовательно, затраты на такой обмен также высоки, они обменивают неприятность усилий на полезность свободы от конкурентного давления.

Подход Х. Лейбенштайна во многом являлся ответом на вопрос, чем может быть вызвана неэффективность фирмы. Еще в 1935 г.

¹ *Rostas, L. Comparative Productivity in British and American Industry / L. Rostas. Cambridge, 1964.*

Дж. Хикс отметил, что «люди, занимающие монополистические позиции, с высокой степенью вероятности будут эксплуатировать свои преимущества, не утруждая себя достижением максимальной прибыли и не выбываясь из сил для ее достижения»¹. Данная ре-марка была забыта надолго.

С развитием неоклассической теории ключевым стало обобщение, что фирмы, по умолчанию заинтересованные в получении прибыли, всегда используют свои производственные возможности наиболее эффективно. Другими словами, было широко распространено мнение, что неэффективность может быть только результатом неправильного распределения ресурсов, например, монополии². Сомнения относительно данной точки зрения возникли еще в 60-х годах прошлого столетия после ряда исследований о снижении средних затрат на производство продукции в американских отраслях, которое нельзя было списать на конкретные технологические или организационные новации³. Таким образом, была доказана вероятность возникновения неэффективности деятельности компании. Причины данного явления стали предметом дискуссий, в результате которых было выдвинуто несколько предположений, в том числе теория X-эффективности Х. Лейбенштейна.

Если есть неэффективность – ее следует измерить. Параллельно с обсуждением существования и причин возникновения производственной неэффективности появилось ее математическое определение. Впервые его дал Т. Коопманс в 1951 г. Объект, принимающий решения, эффективен только в том случае, если он не способен производить больше текущего вида продукции, не уменьшая другого вида, при заданном количестве исходных ресурсов⁴. В 1957 г.

¹ Hicks, J. R. The Theory of Monopoly: A Survey / J. R. Hicks // *Econometrica*. 1935. 3:1. P. 1–20.

² Dubouskaya, A. Relative Performance of DEA and SFA in Response to Multicol-linearity and Measurement Error Problems / A. Dubouskaya // *National University «Kyiv-Mohyla Academy»*. 2006.

³ Jameson, K. Comment on the Theory and Measurement of Dynamic X-Efficiency / K. Jameson // *Quarterly Journal of Econometrics*. 1972.

⁴ Koopmans, T. C. An analysis of Production as an Efficient Combination of Activities in T. C. Koopmans Activity Analysis of Production and Allocation / T. C. Koopmans // Wiley. 1951.

М. Фаррел дал определение эффективности, особенностью которой является наличие некоего выходного параметра. Эффективность в данном случае – способность максимизировать конечный параметр на базе входных данных¹. Вышеуказанные определения, по сути, являются переложением определения эффективности производственной деятельности компании с целью ее количественной оценки. Эффективность в данном случае рассматривается как способность компании максимизировать эффект от конкретного объема затрат и ресурсов.

Эффективность производственной деятельности нефтяной компании – способность извлечь максимальный эффект из применяемых ресурсов. Степень максимизации определяется путем сравнения с наиболее эффективными компаниями отрасли – методом «эталонной» компании.

При этом необходимо ввести понятие «производственная функция», которое отражает взаимосвязь между экзогенными и конечными параметрами, соответствующими максимальному выпуску продукции (экономическому эффекту) на основе исходных ресурсов при текущем уровне технологических знаний. Таким образом, если существует вероятность увеличить выпуск при заданном уровне экзогенных параметров или уменьшить экзогенные параметры без ущерба для выпуска – объект неэффективен.

Базируясь на определении Т. Коопманса, измерение эффективности может быть направлено либо на экзогенные параметры (ресурсы), либо на конечный выпуск в зависимости от поставленной задачи.

Экономическая литература выделяет несколько возможных причин отклонения выпуска от максимально возможного:

- ошибки расчетов;
- форс-мажорные обстоятельства – погодные условия, природные катаклизмы, ошибки сотрудников;
- просчеты инженеров, служб планирования, асимметрия информации;

¹ Farrell, M. J. The Measurement of Productive Efficiency / M. J. Farrell // Journal of the Royal Statistical Society. 1957. Part 3. P. 253–281 (Series A, General).

- разница в качестве исходных ресурсов (характеристики оборудования, компетентность персонала);
- временные потери эффективности вследствие адаптации к меняющимся условиям рынка;
- отсутствие мотивации (Х. Лейбенштайн);
- разница в факторах, не включенных в анализ.

Таким образом, исследуя эффективность производственной деятельности предприятий, можно провести сравнительный анализ эффективности, что позволит выявить основные тенденции развития отрасли, а также конкретной компании. ■

2.2. Международная методика анализа среды функционирования нефтяных компаний

Исследуя сравнительную эффективность производственной деятельности нефтяных компаний, можно определить, какие факторы оказывают позитивное или негативное влияние. Одним из наиболее важных факторов, без сомнения, будет форма собственности предприятия: государственная или частная.

Эффективность государственных и частных нефтяных компаний отражает ключевые отличия экономической модели. В сравнении с экономически эффективной компанией государственные компании нередко имеют «раздутый штат», в ряде случаев субсидируют цены на энергоносители на внутреннем рынке, недоинвестируют в развитие ресурсной базы.

Теоретически вышеуказанные различия должны приводить к существенному расхождению уровня расчетной эффективности для частных и государственных компаний, однако исследований данного вопроса на сегодняшний день немного.

В 1991 г. А. Аль Обайдан и Г. Скалли изучили сравнительную эффективность государственных нефтяных компаний, используя параметрические методы¹. Они проанализировали данные по 44

¹ *AlObaidan, A. Efficiency Differences between Private and Stateowned Enterprises in the International Petroleum Industry / A. AlObaidan, G. Scully // Applied Econometrics. 1991. № 23.*

компаниям за 1981. В качестве входных данных ученые использовали активы компаний и количество сотрудников, в качестве выходных данных – выручку за период, а также объем добычи и переработки нефти. По результатам исследования был сделан вывод о том, что эффективность государственных нефтяных компаний составляет только 63–65% эффективности частных.

В 2007 г. специалисты Института Дж. Бейкера провели аналогичное исследование¹, в основу которого была положена теоретическая «модель операционной деятельности и развития государственных нефтяных компаний». В качестве ее ключевых положений можно выделить основные отличия государственной нефтяной компании от экономически эффективной компании: наличие избыточных трудовых ресурсов, а также субсидирование цен нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Базой исследований стали выборка по 76 компаниям за 2002–2004 гг. Основной целью исследования было нахождение различий в поведении государственной и частной нефтяных компаний, использующих сходную ресурсную базу. В качестве исходных входных данных были использованы запасы нефти и газа, а также число сотрудников компании.

Математические методы исследования включали в себя непараметрический метод анализа среды функционирования (Data Envelopment Analysis), а также параметрический метод «стохастической границы» (Stochastic Frontier Approach). Конечной целью обоих методов является построение границы производственной эффективности на основе данных наиболее эффективных компаний отрасли.

Метод Data Envelopment Analysis (DEA) был разработан в 1978 г. американскими учеными А. Чарнсом, В. Купером, Е. Родсом², на основе исследований М. Фарела, Г. Дебро³ и Р. Шефарда⁴. В качестве

¹ *Eller, S.* Указ. соч.

² *Charnes, A.* Measuring the Efficiency of Decision Making Units / A. Charnes, W. Cooper, E. Rhodes // *European Journal of Operations Research*. 1978. № 2.

³ *Debreu, G.* The Coefficient of Resource Utilization / G. Debreu // *Econometrica*. 1951. № 19(3). P. 273–292.

⁴ *Shephard, R. W.* Cost and Production Functions / R. W. Shephard // Princeton University Press. 1953.

его русскоязычного названия используется понятие «анализ среды функционирования (АСФ)» (В. Е. Кривоножко и др.).

В последние 25 лет он широко применяется для оценки эффективности функционирования сложных объектов в различных сферах. Метод становится все более популярным и в России (см., например, работы В. Е. Кривоножко, Г. В. Выгона, А. Б. Поманского и др.).

В инженерном деле хорошо известно понятие «коэффициент полезного действия», который определяется отношением полезно используемой энергии (выход устройства, машины) к общему количеству полученной энергии (т. е. ко входу). В этом случае оценивается эффективность преобразования одного входа (затраченной работы) в один выход (полезную работу).

Если же речь идет об оценке эффективности деятельности производственных компаний или банков, то здесь положение резко меняется: нужно анализировать много входных данных (затраты на сырье и оборудование, используемый капитал, количество служащих и т. д.) и много выходов (выпускаемая продукция по категориям, доходы по процентам, другие виды доходов и т. д.), главное же, нельзя говорить об эффективности деятельности компании без привязки к окружающей ее экономической, юридической и даже политической среде, т. е. среды ее функционирования.

Сложность оценки эффективности деятельности компаний привела к тому, что, несмотря на большую потребность, реальная технология оценки эффективности деятельности компаний появилась лишь недавно.

Технология АСФ явилась результатом междисциплинарных исследований в течение последних двух десятилетий в области экономики, системного анализа и исследования операций. Эта технология основывается на фундаментальных положениях математической экономики, теории производственных функций, модели производства Леонтьева, модели экономики фон Неймана, оптимальности Парето¹.

¹ Кривоножко, В. Е. Анализ эффективности функционирования сложных систем / В. Е. Кривоножко, А. И. Пропой, Р. В. Сеньков, И. В. Родченков и др. // Автоматизация проектирования. 1999. № 1.

Сначала этот инструментарий появился в виде математической абстракции, долго оттачивался, применялся к различным коммерческим и некоммерческим организациям. В нашей стране метод использовался крайне редко и практически неизвестен. Однако потенциальная потребность и эффект от его применения могут быть большими.

Во-первых, выход финансовых, промышленных, сырьевых компаний на международный рынок требует, чтобы они работали с той же эффективностью, что и ведущие западные организации, или, говоря языком метода, были на границе эффективности.

Во-вторых, сложившаяся в настоящее время напряженная финансовая ситуация приводит к необходимости существенной экономии, т. е. к тому, чтобы компании работали с той же (или большей) отдачей (выходом), но с меньшими затратами (входом).

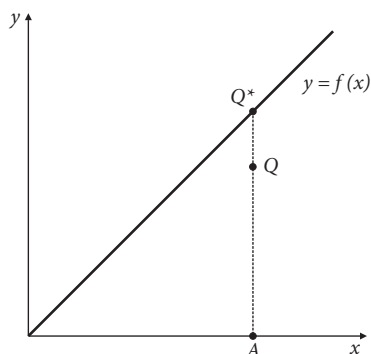


Рис. 2.2. Графическое изображение границы эффективности¹

Метод DEA–АСФ основан на построении границы эффективности, которая является аналогом производственной функции. Эта граница имеет форму выпуклой оболочки или выпуклого конуса в пространстве входных и выходных переменных, описывающих каждый объект в исследуемой совокупности. Граница эффективности используется в качестве эталона для получения численного значения показателя эффективности каждого из оцениваемых

¹ Eller, S. Указ. соч.

объектов. Степень эффективности объектов определяется степенью их близости к границе эффективности в многомерном пространстве входов/выходов. Способ построения границы эффективности – многократное решение задачи линейного программирования.

Сущность метода заключается в расчете нормированного показателя эффективности на основе нескольких экзогенных параметров и одного выходного параметра. При этом наиболее высокие показатели используются для построения границы эффективности, представленной на рис. 2.2.

Рассмотрим простейший пример, когда один экзогенный параметр результирует в некоем выходном параметре:

x – экзогенный параметр (например, число сотрудников);

A – фактическое число сотрудников;

Q – фактический выходной параметр, получаемый с использованием ресурсов x (например, выпуск продукции);

Q^* – максимальный выпуск продукции при текущем числе сотрудников.

В этом случае конечное значение является функцией $y = f(x)$ и определяет максимум, который можно получить из экзогенного параметра – границу эффективности. Как показано на рис. 1.16, фирма может достичь показателя Q^* без увеличения ресурсного показателя x . При этом расстояние от Q до Q^* определяет, насколько эффективна фирма в сравнении с достижимым максимумом.

При этом формула расчета показателя будет иметь следующий вид:

$$ПЭ = \frac{AQ}{AQ^*}. \quad (6)$$

Если показатель равен 1, можно говорить о том, что компания эффективно использует имеющиеся в ее распоряжении ресурсы – фактический выпуск равен максимально возможному.

В конечном итоге данный метод представляет собой задачу линейного программирования. Допустим, у нас есть данные для N компаний, у каждой из которых K экзогенных параметров и M – выходных параметров. Определим X как KN матрицу экзогенных параметров и Y – как матрицу выходных параметров MN . В дан-

ном случае X n -й компании будет определять объем использования ресурсных параметров вида K , необходимых для достижения выходных параметров фирмы n на уровне X . Эффективность будет рассчитываться следующим образом:

$$\begin{aligned} & \max_{\lambda, \theta} \theta, \\ & -\theta y_n + Y\lambda \geq 0, \\ & x_n - X\lambda \geq 0, \\ & \lambda \geq 0, \end{aligned} \quad (7)$$

где $1 \leq \theta \leq \infty$ – скаляр, отражающий потенциал увеличения выходного показателя на основе текущих экзогенных параметров;

λ – вектор констант. Нормированный показатель эффективности составит $1/\theta$.

Как правило, на практике исследуется сложный объект со множеством входных данных (ресурсов) и конечных данных (выпуск продукции) и анализируется его деятельность в окружающей среде функционирования.

Применение АСФ-методики позволяет:

- обеспечивать диагностику функционирования сложных объектов, давать панорамную картину деятельности производственных объектов в их взаимодействии;
- определять эффективно и неэффективно работающие объекты по всему пространству параметров и множеству объектов, находить количественную меру эффективности;
- строить эффективную границу деятельности производственных объектов в многомерном пространстве параметров;
- указывать эффективные цели для каждого объекта, т. е. эталонную группу эффективных объектов, наиболее близких по своим показателям к исследуемому объекту;
- находить наилучшие пути достижения эффективных целей;
- накапливать информацию и знания и проигрывать возможные ситуации и варианты действий, отслеживать динамику и выявлять тенденции в развитии объектов;
- оценивать качество менеджмента, определять наиболее перспективные филиалы объектов и виды деятельности.

Итоговым показателем исследования служит расчетная эффективность производства, которая определяется путем стандартизации входных данных для всех компаний выборки. По умолчанию фирма, с расчетной эффективностью равной 1, получает максимальную отдачу от ресурсов, используемых ею. Подобные компании являются эффективными и «лежат» на границе. Фирмы с коэффициентом эффективности меньше 1 являются неэффективными с точки зрения операционной деятельности и находятся за пределами границы эффективности. К примеру, компания с коэффициентом эффективности 0,5 производит только 50% того, что она технически могла бы производить.

Методика АСФ имеет следующую особенность: она позволяет оценивать относительную эффективность объектов, т. е. эффективность их по сравнению друг с другом.

Традиционно методика АСФ применяется в маркетинговых исследованиях и фактически представляет собой анализ среды, в которой функционирует компания. Также она является перспективным инструментом привлекательности ценных бумаг эмитента. С точки зрения макроэкономики с помощью построения границы эффективности можно попытаться найти взаимосвязь государственных механизмов регулирования отрасли и показателей эффективности компаний. Для этого сопоставимые компании разных стран рассматриваются как совокупности, сгруппированные по нескольким признакам, в частности страновому признаку и признаку формы собственности.

В качестве входных данных в мировой практике используются показатели доказанных запасов углеводородов, а также количество занятых, а результирующих показателей – финансовые, в частности выручка¹.

Как основной выходный параметр специалисты Института Дж. Бейкера использовали выручку компании, а не физический объем произведенных продуктов. Главным аргументом в пользу подоб-

¹ Крылов, Д.С. Анализ эффективности национальных нефтяных компаний: макроэкономический аспект / Д.С. Крылов // Тр. III Всерос. симпозиума по экон. теории. Екатеринбург : Ин-т экономики УрО РАН, 2008.

ного подхода стали результаты теоретической модели. В частности, политическое давление, которое оказывается на государственную компанию, может уменьшить показатель выручки за счет субсидируемых цен. Эффект подобных субсидий невозможно отразить, анализируя только физические показатели выпуска продукции.

В то же время весьма проблематично объявить государственную нефтяную компанию неэффективной, если она производит меньше чистой прибыли, чем частная компания. Связано это с тем, что далеко не всегда чистая прибыль служит важным показателем оценки деятельности государственных компаний, выполняющих и социальные функции. Наконец, чистая прибыль в значительной степени отражает налоговую политику страны, в которой работает нефтяная компания, что не может не исказить конечный результат.

Стоит отметить, что эффективность, измеряемая подобным способом, не является синонимом экономического термина «эффективность». В данном случае эффективность представляет собой степень, с которой компания максимизирует выручку для исходных уровней персонала и запасов природных ископаемых, т. е. классическое определение эффективности модифицировано для целей количественной оценки. Также стоит отметить, что модель не может отразить эффект (благоприятный или нет) социальной нагрузки, которую традиционно несут государственные компании.

Отдельным вопросом стоит оценка эффективности компаний, принадлежащих к странам ОПЕК. В своем исследовании А. Аль Обайдан и Г. Скалли исключили их из выборки, мотивируя это тем, что эффективность в данном случае – следствие в большей степени географических и геологических факторов.

В качестве входных данных специалисты Института Дж. Бейкера использовали запасы нефти, газа и количество занятых в компании. Активы не были включены в расчет в связи с тем, что данные по ним зачастую недоступны. Кроме того, стоимость активов во многом отражает их балансовую стоимость, которая может не иметь отношения к реальной способности генерировать выпуск продукции.

Источником данных для исследования стал отчет Energy Intelligence «Ranking the World's Oil Companies», публикуемый ежегодно.

По результатам эмпирического исследования (методика АСФ) становится ясно, что с точки зрения технической эффективности государственные компании действительно не входят в число лидеров. В целом практически все транснациональные нефтяные компании расположены у границы эффективности; их показатель технической эффективности близок к 1. Государственные компании в основном расположены в нижней части. Среднее значение технической эффективности для государственных нефтяных компаний составляет 0,27, для крупнейших частных компаний мира – 0,73. Для всех компаний выборка – 0,40.

Таблица 2.1

Результаты АСФ анализа

Модель	Все компании	Госкомпании	ТНК
Модель 1	0,398	0,28	0,728
Модель 2	0,621	0,441	0,98
Модель 3	0,767	0,755	0,981

Примечание. Eller, S. Указ. соч.

Модели 2 и 3 (табл. 2.1) отражают попытку внести дополнительные переменные. В частности, в модели 2 специалисты института добавили фактор вертикальной интеграции. Степень вертикальной интеграции компании оценивалась как отношение продаж продуктов нефтепереработки (в количественном измерении) к совокупному объему производства жидких углеводородов. Вертикальная интеграция должна оказывать существенное влияние на эффективность деятельности фирмы в сравнении с другими компаниями, поскольку в этом случае фирма получает добавочную стоимость за счет продажи сырой нефти на собственное перерабатывающее предприятие. Соответственно вертикально интегрированная компания сможет получать большую отдачу от рабочей силы и быть более эффективной.

Второй переменной, которая была применена в модели 3, стала доля государственного участия в компании. Согласно теоретической модели Хартли и Медлока государственная компания зачастую субсидирует цены нефтепродуктов на внутреннем рынке, что напрямую влияет на ее финансовые результаты. Действительно, если

посмотреть соотношение цен на автомобильный бензин и дизельное топливо (Всемирный банк, World Development Indicators Online), станет ясно, что экспортирующие страны в целом характеризуются низкой ценой топлива на внутреннем рынке.

Применение корректировки на долю вертикальной интеграции существенно улучшает показатели ТНК, которые вплотную подходят к максимально возможной отметке эффективности (равной 1).

Применение корректировки на долю государства в уставном капитале показывает, что государство во многом способствует технической неэффективности нефтяных компаний. В модели 3 средняя техническая эффективность государственных компаний возрастает с 0,28 до 0,76. Данный факт соответствует положению о том, что задачи, которые государство ставит перед принадлежащими ей компаниями, далеки от чисто коммерческих интересов.

Результаты анализа входных данных по методике стохастической границы эффективности в целом подтвердили результаты АСФ-анализа (табл. 2.2). Модель 1sf в целом соответствует модели 1 АСФ. Модель 2sf включает переменные вертикальной интеграции и доли государства. Модель 3sf включает переменную субсидирования внутренних цен на энергоносители, определяемую как степень расхождения с ценой топлива на внутреннем рынке США. В модели 4sf дополнительно рассматривается зависимость между долей государства в уставном капитале и количество занятых в компании.

Положительный коэффициент вертикальной интеграции указывает на то, что способность фирмы генерировать выручку усиливается. Негативный коэффициент переменной государственной доли, наоборот, указывает на то, что государство ограничивает возможности компании.

Особенное внимание стоит обратить на модель 3sf, которая учитывает двойные стандарты ценообразования нефтепродуктов (на внешнем и внутреннем рынках). Отрицательный знак коэффициента недвусмысленно указывает на обратную зависимость между масштабом субсидирования и финансовыми показателями фирмы (что логично). В то же время, даже с учетом субсидирования цен, отрицательный коэффициент влияния государственной доли в ус-

тавном капитале остается значимым, что, по мнению специалистов института, указывает на другие негативные эффекты государственной собственности. Подобным эффектом может быть избыточная занятость в компании, что и подтверждается моделью 4sf.

Таблица 2.2

Параметры стохастической границы

Переменные	Модель 1sf	Модель 2sf	Модель 3sf	Модель 4sf
Доля государства	–	–0,597	–0,3109	2,7912
Вертикальная интеграция	–	0,0737	0,0969	0,0824
Субсидирование	–	–	–0,5435	–0,6654
Зависимость ДГ и КЗ*	–	–	–	–0,3099
Эффективность 2003	0,3022	0,295	0,2877	0,2872
Эффективность 2004	0,4767	0,4626	0,4633	0,4652

Примечания. Eller, S. Указ. соч.

*Доля государства и количество занятых.

По итогам анализа наиболее эффективными были признаны частные компании. Что касается компаний с участием государства, то наиболее эффективными были признаны Statoil (Норвегия), Sinopec (Китай); с более существенным отрывом – Saudi Aramco (Саудовская Аравия), KPC (Кувейт), Eni (Италия), Pemex (Мексика). В число неэффективных компаний вошли «Газпром», «Роснефть», NIOC (Иран), ONGC (Индия).

В целом на основании полученных данных можно выделить ряд факторов, способствующих повышению технической эффективности:

- вертикальная интеграция – повышение доли нефтепереработки в общей структуре выручки (характерна для транснациональных частных компаний, а также Sinopec, Pemex);
- западные стандарты оценки деятельности (Saudi Aramco, Statoil);
- благоприятные особенности ресурсной базы (высокое качество и низкие затраты на добычу; национальные нефтяные компании Ближнего Востока);
- современные технологии добычи (транснациональные нефтяные компании).

К числу факторов, негативно влияющих на эффективность, стоит отнести:

- избыточное количество занятых (Saudi Aramco, NIOC, ONGC);
- субсидирование экономики за счет искусственно заниженных цен на энергоносители (Saudi Aramco, «Газпром», NIOC);
- финансовая и операционная непрозрачность (NIOC, ONGC);
- неблагоприятные особенности ресурсной базы («Газпром», «Роснефть», «Лукойл»);
- устаревшие технологии добычи (NIOC, ONGC, российские компании). ■

2.3. Модификация международной методики АСФ с учетом эффективности деятельности нефтяных компаний для акционеров

Вышеуказанный подход не является единственно возможным применительно к оценке эффективности компаний с помощью методики АСФ. Например, в случае с нефтяными компаниями, исследуя взаимосвязь между ресурсами и выручкой, мы определяем, насколько эффективно компания обращает труд сотрудников и природные ископаемые в денежный эквивалент. Подобный вопрос весьма актуален для государства, поскольку ресурсы имеют свойство истощаться и должны использоваться предельно экономно. Однако для государства не менее важен и вопрос инвестиционного климата, который не только определяет объем привлекаемого капитала из-за рубежа, но и опосредованно влияет на возможность экспансии компаний на внешние рынки.

Фундаментальную взаимосвязь между фондовым рынком и методикой АСФ определил Г. В. Выгон¹. По его мнению, единственным объективным критерием деятельности любой публично торгуемой корпорации является ее рыночная капитализация. В процессе формирования цены акции компании рынок учитывает всю доступную информацию, касающуюся как непосредственно самого

¹ Выгон, Г. В. Методы оценки нефтяных компаний в условиях неопределенности / Г. В. Выгон // Аудит и финансовый анализ. 2001. № 1. С. 158–190.

предприятия, так и макроэкономическую, политическую и т. д. Таким образом, в терминах модели АСФ в качестве экзогенных параметров (ресурсов) берется информация, выраженная в каких-либо численных показателях. 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 задолженность компании, 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. Для компаний, производство которых связано с добычей полезных ископаемых, одним из ключевых параметров будут запасы (нефти, газа, угля, бокситов и т. д.). 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.

При этом за рамками статьи Г. В. Выгона осталась методика подбора показателей. С нашей точки зрения, она должна определяться данными, которые анализируют инвесторы и акционеры при принятии решений. Оптимальным решением в этом случае представляется использование финансовых мультипликаторов или коэффициентов сравнения компаний, в том числе капитализация или стоимость бизнеса, а в знаменателе – традиционные показатели конечного экономического эффекта.

Подобный подход показывает, насколько стоимость ценных бумаг компании соответствует финансовым и операционным результатам ее деятельности, а значит, определяет соответствие исходных затрат акционера экономическому эффекту от вложений. При этом для оценки используются данные, предоставляемые компаниями в рамках публикации отчетности по стандартам GAAP (Generally Accepted Accounting Principles) и IFRS (International Financial Reporting Standards).

Е. В. Чиркова¹ выделяет следующие группы финансовых мультипликаторов (рис. 2.3):

- «доходные» финансовые мультипликаторы;
- «балансовые» мультипликаторы, базирующиеся на стоимости активов;
- натуральные показатели.



Рис. 2.3. Эффективность деятельности нефтяной компании для акционера²

К первой группе мультипликаторов относятся такие показатели, как P/S , P/E и $EV/EBITDA$.

P/S (Price/Sales) – мультипликатор, показывающий, как соотносится капитализация компании с ее выручкой (продажами в стоимостном выражении). Упрощенно можно обозначить данный показатель как соответствие масштаба операций компании ее стоимости:

¹ Чиркова, Е. Как оценить бизнес по аналогии: пособие по использованию сравнительных рыночных коэффициентов / Е. Чиркова. М. : Альпина Бизнес Букс, 2007.

² Составлено автором.

$$P/S = A \times \frac{N}{S}, \quad (8)$$

где A – стоимость акции на конкретную дату;

N – количество акций компании;

S – выручка компании за период.

Показатель P/E (Price/Earnings) является наиболее распространенным, поскольку отражает соответствие капитализации компании важнейшему конечному показателю эффективности фирмы – ее чистой прибыли:

$$P/E = A \times \frac{N}{E}, \quad (9)$$

где E – чистая прибыль компании за период.

Показатель $EV/EBITDA$ (Equity Value/Earnings before Interest, Tax and Amortization) оценивает, как соотносится стоимость бизнеса компании с прибылью до уплаты налогов, процентов и амортизации. Стоимость бизнеса в данном случае рассчитывается как сумма капитализации и рыночной стоимости долгосрочного долга компании за вычетом ее денежных средств:

$$EV/EBITDA = \frac{MC + D - C}{EBITDA}, \quad (10)$$

где MC – рыночная капитализация на конкретную дату;

D – долгосрочный долг компании;

C – денежные средства компании;

$EBITDA$ – прибыль до уплаты налогов, процентов и амортизации.

К группе «балансовых» мультипликаторов, базирующихся на стоимости активов, можно отнести показатель P/BV – отношение цены акций компании к балансовой стоимости акционерного капитала.

В качестве примера натуральных показателей можно привести классический отраслевой показатель, применяемый при оценке компаний нефтегазовой отрасли – $P/\text{Добыча}$. В данном случае капитализация компании соотносится с добычей нефти в тоннах,

газа – в кубических метрах, нефти и газа – в баррелях нефтяного эквивалента (б. н. э.).

Наконец, последняя группа мультипликаторов – мультипликаторы роста – по формуле расчета ничем не отличаются от показателей других групп. Разница заключается в том, что показатели конечного эффекта (знаменатель дроби) в данном случае являются не фактическими, а прогнозными. Для коэффициента P/E формула примет вид:

$$\frac{P_t}{E_{(t+n)}}$$

Вышеуказанные коэффициенты привносят в традиционную оценку экономической эффективности элемент оценки перспектив развития компании. Конечный экономический эффект от использования ресурсов в данном случае становится как бы «растянутым» по времени – учитываются как текущие показатели эффекта, так и будущие, а эффективность, в конечном итоге, отражает отношение долговременного эффекта и затрат, направленных на его достижение.

В этом случае экзогенными параметрами модели АСФ будут выступать:

выручка и чистая прибыль из показателей P/S и P/E (показатели доходности);

собственный капитал – из показателя P/BV (балансовый показатель);

добыча – из коэффициента $P/\text{Добыча}$ (натуральный показатель).

Конечным результатом будет оценка отношения инвесторов и акционеров к акциям конкретной компании или совокупности компаний (табл. 2.3). С методологической точки зрения это добавит в оценку производственной эффективности элемент прогнозирования, так как процесс инвестирования всегда напрямую связан с анализом будущих операционных и финансовых показателей компаний.

Поскольку на выходе фондовый рынок формирует капитализацию, то неэффективность предприятия проявляется в недооцененности или переоцененности одной компании относительно

других. Согласно методике АСФ, компания не может быть переоценена. Если ее капитализация «слишком высока» по сравнению с аналогичными компаниями, то она, по методике АСФ, все равно будет эффективной (показатель эффективности равен 1). Недооцененная же компания будет неэффективной в том смысле, что для своих достаточно высоких показателей она стоит недостаточно дорого.

Таблица 2.3

Связь эффективности производства с эффективностью для акционера

Параметры модели	Эффективность производства	Эффективность для акционера
Результирующий показатель	Выпуск продукции, выручка	Рыночная капитализация
Экзогенные параметры	Затраты и ресурсы	Показатели финансовой и операционной деятельности

Примечание. Составлено автором.

Таким образом, помимо производственной эффективности, оценивающей эффективность использования ресурсов предприятием, можно выделить *концепцию эффективности компании для акционера*. Эффективность в данном случае будет отражать соответствие ключевых показателей деятельности компании ее капитализации и будет наглядным свидетельством отношения участников финансового рынка. Это предопределяет основные отличия от классической производственной эффективности:

- учитываются не только ресурсы компании, но и другие показатели, используемые при оценке (в том числе на основе сравнения финансовых коэффициентов);
- инвестиционная оценка предполагает прогнозирование денежных потоков – определяются перспективы развития компании¹;

¹ Крылов, Д. С. Фондовый рынок как индикатор отраслевой привлекательности / Д. С. Крылов // Экономика стран и менеджмент организаций в условиях глобализации : материалы Междунар. науч.-практ. конф. Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. экон. ун-та, 2007.

- состояние финансовых рынков во многом зависит от отношения инвесторов к конкретной стране – имеет значение инвестиционный климат;

- показатели эффективности для акционера характеризуются большей изменчивостью, подвержены резкой смене настроений инвестиционного сообщества.

Производственная эффективность рассчитывается по формулам:

$$\begin{aligned} \max_{\lambda, \theta} \theta_p, \\ -\theta_p y_n + Y\lambda \geq 0, \\ x_n - X\lambda \geq 0, \\ \lambda \geq 0, \end{aligned}$$

где X – матрица показателей запасов и числа сотрудников компании;

Y – выручка;

x_n – запасы и число сотрудников компании n ;

$1 \leq \theta_p \leq \infty$ – скаляр, отражающий потенциал увеличения выручки предприятия n до максимального;

λ – вектор констант;

$$E_p = \frac{1}{\theta_p},$$

где E_p – показатель производственной эффективности компании.

Эффективность для акционеров рассчитывается по формулам:

$$\begin{aligned} \max_{\lambda, \theta} \theta_s, \\ -\theta_s c_n + C\lambda \geq 0, \\ z_n - Z\lambda \geq 0, \\ \lambda \geq 0, \end{aligned}$$

где Z – матрица операционных и финансовых показателей;

C – капитализация;

z_n – операционные и финансовые показатели компании n ;

$1 \leq \theta_s \leq \infty$ – скаляр, отражающий потенциал увеличения выручки предприятия n до максимального;

λ – вектор констант;

$$E_s = \frac{1}{\theta_s},$$

где E_s – показатель эффективности компании для акционеров.

Интегральный показатель эффективности деятельности компании будет складываться из двух составляющих: показателя расчетной производственной эффективности и эффективности для акционера:

$$E = \frac{aE_p + bE_s}{(a + b)}, \quad (11)$$

где E_p – показатель производственной эффективности компании;
 E_s – показатель эффективности компании для акционеров;
 a – удельный вес показателя E_p в интегральном показателе;
 b – удельный вес показателя E_s в интегральном показателе.

Стоит отметить, что расчет эффективности для акционера является неотъемлемой частью осуществления любого инвестиционного проекта. Так, в рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов выделяются следующие виды эффективности:

- эффективность участия предприятий в проекте (эффективность инвестиционного проекта для предприятий-участников);
- эффективность инвестирования в акции предприятия (эффективность для акционеров предприятий – участников инвестиционного проекта);
- эффективность участия в проекте структур более высокого уровня по отношению к предприятиям участникам – инвестиционного проекта, в том числе:

региональную и народнохозяйственную эффективность для отдельных регионов и народного хозяйства РФ;

отраслевую эффективность для отдельных отраслей народного хозяйства, финансово-промышленных групп, объединений предприятий и холдинговых структур;

бюджетную эффективность инвестиционного проекта (эффективность участия государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней)¹.

¹ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / под ред. А. Г. Шахназарова. М. : Экономика, 1999.

Расчет эффективности проекта также сопряжен не только с анализом текущих данных, но и с прогнозированием будущего экономического эффекта от его внедрения. При этом в качестве проекта вполне можно рассматривать и само акционерное общество. В этом случае эффективность деятельности предприятия для акционера будет выражаться в динамике стоимости ценных бумаг – показателе капитализации, который определяется не только текущей деятельностью предприятия, но и перспективами развития. ■

3

Сравнительная эффективность
деятельности нефтяных компаний мира

3.1. Эффективность нефтяных компаний России на мировом рынке нефти

Нефтяная отрасль России остается примером совмещения двух форм собственности и характеризуется:

- большой капитализацией, сравнимой с крупнейшими транснациональными нефтяными компаниями;
- наличием нескольких сопоставимых госкомпаний, находящихся под контролем властных группировок;
- непрерывным процессом передела собственности¹.

По данным издания «Нефтегазовая вертикаль», процессы огосударствления привели к росту участия государственных предприятий в добыче нефти с 10% в 2003 г. до 40% в 2009 г.² Соответственно, структура российского нефтяного сектора радикально отличается от так называемой норвежской модели «просвещенного» государственного монополизма и от ближневосточных моделей доминирования национальных нефтяных компаний. Кроме того, российские государственные нефтяные компании работают, исходя из принципов частного корпоративного управления (аналогично госкомпаниям Саудовской Аравии, Алжира, Бразилии и Норвегии), в отличие от госкомпаний Ирана и Кувейта, управление которыми осуществляется с элементами бюджетирования³.

Эффективность нефтяных компаний России, рассчитанная с позиции методики АСФ, является объективно низкой. Она отражает недостаточную (по мировым меркам) монетизацию запасов нефтепродуктов, а также избыточное количество занятых. Однако, по мнению некоторых аналитических служб, российские компании занимают весьма уверенные позиции в плане эффективности операций. Все зависит от методологии.

¹ Крылов, Д. С. Проблематика развития нефтяной отрасли России / Д. С. Крылов // Конкурентоспособность территорий и предприятий в формирующейся новой экономике: материалы XI Всерос. форума молодых ученых и студентов. Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. экон. ун-та, 2008.

² Виноградова, О. Отраслевой путинг: pro и contra (по материалам Экспертного круглого стола «Огосударствление ТЭК: причины и последствия») / О. Виноградова // Нефтегазовая вертикаль. 2007.

³ *Investing in Oil in the Middle East and North Africa: Institutions, Incentives and the National Oil Companies* // World Bank Report. 2007. Aug.

В октябре 2008 г. ведущая информационная служба Platts опубликовала рейтинг 250 наиболее эффективных энергетических компаний мира (табл. 3.1). Российские компании в этом году совершили своеобразный прорыв. Лидер среди россиян – «Роснефть»: за год передвинулась с 16-го места на 6-е. «Газпром» поднялся на семь ступеней, оказавшись на 10-м месте, следом за ним – «Лукойл» (в 2007 г. был на 12-м месте).

Таблица 3.1

Рейтинг 250 самых эффективных энергетических корпораций мира (Platts)¹

2008	Компания
1	Exxon Mobil
2	Royal Dutch Shell
3	Total SA
4	Chevron Corp
5	BP
6	«Роснефть»
7	ENI SpA
8	StatoilHydro ASA
9	Petrochina
10	«Газпром»

Критериями эффективности Platts считает размер активов, выручку, прибыль и норму доходности на инвестированный капитал. Таким образом, можно констатировать, что с позиции динамики финансовых результатов деятельности российские компании действительно оказались на высоте.

Однако вышеуказанный подход к оценке эффективности имеет существенные ограничения. Во-первых, по признанию самой службы, положением в первой десятке рейтинга (табл. 3.2) нефтегазовые компании обязаны ценовой конъюнктуре энергетического рынка, напрямую определяющей финансовые показатели компаний. Во-вторых, позиция российской компании «Роснефть» оказалась искажена покупкой активов ЮКОСа. Первый из них – «Юганскнеф-

¹ Малкова, И. Роснефть быстрее всех / И. Малкова // Ведомости. 2008. № 109 (2221).

тегаз» – госкомпания приобрела в конце 2004 г., а большую часть оставшихся активов банкроты – в середине 2007 г.

Таблица 3.2

Топ 10 наиболее эффективных российских компаний (Platts)¹

2007	Компания
1	«Роснефть»
2	«Газпром»
3	«Лукойл»
4	«ТНК-ВР»
5	«Газпром-нефть»
6	«Сургутнефтегаз»
7	РАО ЕЭС России
8	«Транснефть»
9	«Татнефть»
10	«Новатэк»

Весьма показательной в плане вышеуказанного рейтинга является позиция инвесторов по отношению к акциям российских компаний. По данным аналитического подразделения Банка Москвы, за год, предшествующий пиковым значениям нефти на уровне 140 дол. за баррель, котировки акций российских нефтяных компаний выросли на 21%. При этом рост цен на нефть составил около 80%².

Кроме того, используя метод финансовых мультипликаторов, специалисты банка пришли к выводу, что российские бумаги торговались с небольшой премией к бумагам крупнейших частных нефтяных компаний и со значительным дисконтом к аналогам из развивающихся стран. Компании уровня Exxon Mobil в среднем стоили порядка 3,7 показателя EBITDA на текущий год, в то время как компании с развивающихся рынков – 8. Для России показатель капитализации нефтяной компании составил 4 годовых размера EBITDA. Таким образом, в терминах оценки финансовых показателей российские нефтяные компании в среднем оказались недо-

¹ Малкова, И. Указ. соч.

² Российский нефтегазовый сектор: вновь в центре внимания / Банк Москвы. 2008. 9 апр.

оценены на 50% по отношению к аналогам с развивающихся рынков. Очевидно, что подобный дисконт не может быть абсолютно случаен. Он является отражением не относительных успехов, а текущего положения российских нефтяных компаний в сравнении с конкурентами.

Как мы уже отметили, эффективность компании определяется ее способностью максимизировать показатели в зависимости от используемых ресурсов. В частности, с целью повышения производственной эффективности компания должна оптимальным образом расходовать свои запасы, использовать рабочую силу. Это позволит максимизировать операционные и финансовые показатели компании, добиться позитивной динамики капитализации. Однако достижение вышеуказанных задач не является только прерогативой предприятия. Принимая во внимание важность отрасли для экономики страны, бюджетного процесса, государство также заинтересовано в создании оптимальных параметров экономической среды, в которой функционирует компания. В итоге эффективность деятельности предприятия является следствием взаимодействия государственного регулирования и корпоративного развития (рис. 3.1).

Негативная оценка инвесторами российских компаний есть не что иное, как несоответствие капитализации нефтяной отрасли ее текущим показателям (по мировым меркам). Другими словами, на фоне конкурентов из других стран российский нефтяной комплекс имеет серьезную проблематику, способную негативно повлиять на его работу в будущем.

Одним из основополагающих факторов, лежащих в основе пессимистичной оценки состояния нефтяной отрасли России, является характеристика ресурсной базы. По данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ЦДУ ТЭК; ФГУП Министерства энергетики), объем добычи нефти и газового конденсата в России в 2008 г. упал на 0,7% к уровню 2007 г. и составил 488,105 млн т (9,775 млн бар/с). Из первой пятерки крупнейших нефтяных компаний (в 2008 г. на их долю пришлось около 74% от общего объема добычи) нарастить производство удалось только «Роснефти» (в 2008 г. впервые целиком учтен

эффект от консолидации компанией активов ЮКОСа). Ее добыча по сравнению с 2007 г. выросла почти на 12% до 113,85 млн т. Добыча «Лукойла» упала на 1,3% (до 90,2 млн т), ТНК-ВР – на 0,9% (до 68,8 млн т), «Сургутнефтегаза» – на 4,6% (до 61,7 млн т), «Газпром нефти» – на 5,9% (до 30,7 млн т)¹.



Рис. 3.1. Схема эффективности деятельности нефтяной компании²

Основными причинами общего падения добычи с позиции геологии стали: естественное истощение запасов в Западной Сибири, снижение добычи на «Сахалине-1» (с 11,2 до 8 млн т), сдвиги в сроках запуска Южно-Хыльчужского месторождения «Лукойла» и выхода на проектную мощность проекта «Сахалин-2».

Падение добычи в России в 2008 г. стало первым за последние 10 лет, но отнюдь не неожиданным. Даже в эпоху стабильного роста цен Россия испытывала объективные сложности с наращиванием производства и экспорта энергоресурсов.

¹ Об итогах социально-экономического развития России в 2008 г. // МЭРТ. 2009. Фев.

² Составлено автором.

Таблица 3.3

Добыча и экспорт нефти и газа в России

Показатели	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Добыча									
Нефть, млн т	306,8	323,5	348,1	379,6	421,3	459,3	470,2	480,4	491,4
Газ, млрд куб. м	595	584	581	595	620	633	640,9	656,3	653
Экспорт									
Нефть, млн т	116	145	162	188	223	258	253	248	258,4
Доход, млрд дол.	Н. д.	25,2	Н. д.	28,9	38,8	58,3	83,4	106	121,4
Нефтепродукты, млн т	46,5	62,7	63,5	75,4	77	82,4	97,1	103,5	111,8
Доход, млрд дол.	Н. д.	10,9	Н. д.	11,2	14	19,2	33,8	Н. д.	51
Газ, млрд куб. м	180	194	181	186	189	200	207,4	201,8	191,9
Доход, млрд дол.	Н. д.	16,7	Н. д.	Н. д.	15,9	20	21,9	31,4	50

По данным ВР, доказанные запасы нефти в России на конец 2007 г. оценивались в 80 млрд бар., что при текущем уровне добычи предполагает срок жизни резервов в 22 года. По уровню запасов нефти Россия занимала 7-е место в мире (без учета нефтяных песков Канады), в то время как по уровню добычи – 2-е после Саудовской Аравии.

За последние два десятилетия российский нефтяной сектор переживал и глубокие кризисы, и резкие взлеты: в предпоследний год существования СССР на территории России было добыто 516 млн т нефти (около 10,4 млн бар/с), а шесть лет спустя добыча сократилась более чем в 1,5 раза до немногим выше 300 млн т (6,0 млн бар/с). В основе столь резкого падения добычи лежал распад СССР, который стал тяжелым испытанием для сектора в условиях дефицита инвестиций, снижения внутреннего потребления, а также неблагоприятной конъюнктуры мирового энергетического рынка.

В 90-е годы российскую нефтедобычу ждал довольно затяжной период стагнации, главной чертой которого стала приватизация компаний сектора.

С началом восстановления цен на нефть в конце XX столетия возобновилась и тенденция к росту добычи нефти (табл. 3.3), причем основным источником роста стало не столько увеличение объемов бурения, а применение зарубежных технологий интенсификации

добычи, которое имело быстрый, но весьма непродолжительный эффект: если в 1999–2004 г. среднегодовые темпы увеличения добычи находились на уровне 8,5%, то в последующие три года они составили лишь 2,3%. В 2001 г. средний дебит старых скважин составлял около 7 т в сутки, а в 2004 г. 9,8 т в сутки; дебит новых скважин увеличился сразу на 75% до более чем 40 т в сутки.

В 2004 г. был утвержден новый режим экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты и внедрена формула расчета НДС, привязанная к мировым ценам на нефть. По сути, новый налоговый режим изымал у нефтяных компаний до 90% прибыли при цене нефти свыше 25 дол. за баррель. Неудивительно, что в новых условиях увеличение добычи нефти для ее последующего экспорта потеряло смысл, что незамедлительно привело к резкому снижению темпов роста добычи.

В дальнейшем высокие цены на нефть не оказали заметного влияния на динамику отрасли. Более того, за счет того, что доходы нефтяного сектора сверху были во многом ограничены налоговым режимом, а издержки на добычу и транспорт нефти росли опережающими темпами, денежные потоки, остающиеся в распоряжении компаний, начали резко снижаться. В сочетании с естественным истощением традиционных провинций (Западная Сибирь, Поволжье) и задержками в освоении новых регионов это привело к абсолютному снижению добычи нефти в России в 2008 г.

Динамика добычи нефти в России в целом отражает положение нефтяных компаний в Западной Сибири – ключевом нефтедобывающем регионе страны. В начале июня состоялось знаменательное событие – на территории ХМАО была добыта 9-миллиардная тонна нефти. Регион на протяжении последних 15 лет обеспечивает около 55% российской нефтедобычи. Более того, из 188 млн т прироста в нефтедобыче за последние 10 лет на долю ХМАО приходится 60%.

С учетом поправок на ряд новых проектов (Салым, Приобское) добыча на старых месторождениях неуклонно сокращается (рис. 3.2).

Основными причинами подобной динамики являются естественное истощение ресурсной базы, снижение эффективности операций по повышению нефтеотдачи – по различным оценкам, операции гидроразрыва пласта (ГРП) уже проведены на более чем 70%

пригодных для этого скважинах в ХМАО, а также отсутствие стимулов к разведке и разработке более мелких и сложных запасов.

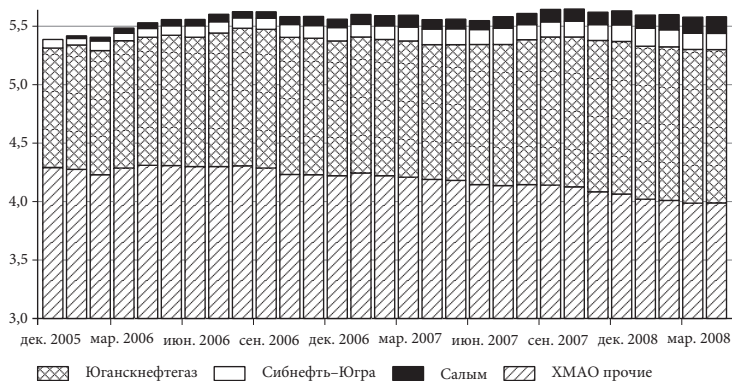


Рис. 3.2. Добыча нефти в ХМАО в 2006–2008 гг., млн бар/с¹

Тем не менее уже по итогам 2006 г. Министерство природных ресурсов отчиталось о том, что прирост запасов нефти превзошел объемы ее добычи в целом по России; тенденция продолжилась и в 2007 г., когда совокупный прирост запасов составил 550 млн т против 492 млн т добычи.

Наиболее любопытным в данной ситуации выглядит удельный прирост запасов нефти на метр разведочного бурения: если в 1999 г. он составлял около 170 т, то по итогам 2007 г. – уже более 630 т. Таким образом, эффективность разведочного бурения за последние годы выросла в несколько раз. Впрочем, ряд представителей отрасли имеют другую точку зрения: по их мнению, нефтяные компании в начале 90-х годов XX в. активно списывали с баланса малорентабельные запасы, часть из которых, по всей видимости, сейчас возвращается обратно.

Несмотря на довольно высокую теоретическую эффективность в разведочном бурении, которая уже превзошла средние показатели, наблюдавшиеся во времена СССР, очевидно, что для сохранения добычи на текущем уровне на старых месторождениях и уве-

¹ ЦДУ ТЭК.

личения добычи за счет новых проектов нефтяникам необходимо будет повысить объем эксплуатационного бурения и ввода новых скважин, а также заметно нарастить объемы разведочного бурения, что неизбежно повлечет за собой существенный рост капитальных затрат на добычу. Представитель «Лукойла» Г. Красовский поясняет, что сейчас компании инвестируют в нефтедобычу около 20 млрд дол. в год¹. Но чтобы сохранить производство хотя бы на нынешнем уровне, надо вкладывать в 2–2,5 раза больше. По оценке Л. Федуна, президента компании «Лукойл», нефтяникам необходимо на освоение новых месторождений суммарно около 1 трлн дол., или около 30 млрд дол. ежегодно.

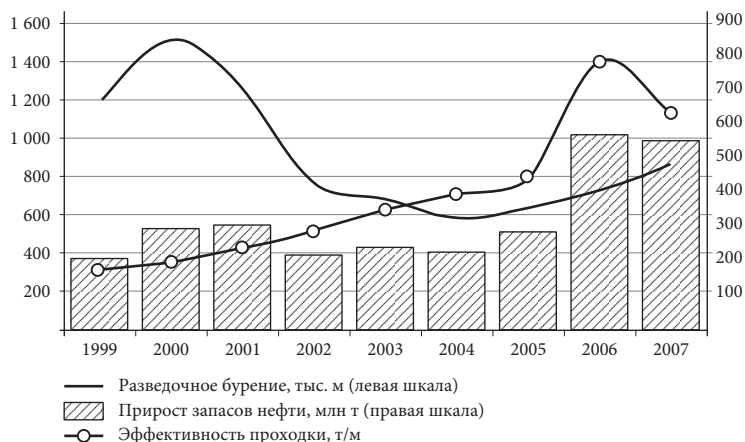


Рис. 3.3. Динамика и эффективность проходки в разведочном бурении²

Между тем при текущем режиме налогообложения и конъюнктуре мирового энергетического рынка эта задача представляется практически невыполнимой. Так, в VI квартале 2008 г. 99% экспортной цены главного добывающего актива Роснефти «Юганскнефтегаза» уходило на пошлину, НДС и транспортные расходы.

¹ Тутушкин, А. Налоги или нефть / А. Тутушкин // Ведомости. 2008. № 69 (2091).

² Российский нефтегазовый сектор: вновь в центре внимания // Банк Москвы. 2008. 9 апр.

Для сравнения: в III квартале на все эти расходы приходилось 80% экспортной цены, а в последней четверти 2007 г. – 65%. По данным Минэнерго России, при существующем налоговом режиме 5-летний план развития показывает стагнацию отрасли: добыча нефти снижается, и в 2013 г. достигнет уровня в 450 млн т (–8% к 2008 г.), а дефицит инвестиций в отрасль достигнет 200 млрд р. в 2009 г. и 500–600 млрд р. в 2010 г. Снижение добычи составит за 2009–2013 гг. более 110 млн т. Для сравнения: Концепция долгосрочного социально-экономического развития России предусматривает средний уровень добычи нефти в 2011–2015 гг. на уровне 524 млн т, а в 2016–2020 гг. – на уровне 533 млн т¹.

Уже в начале 2008 г. государство предприняло шаги для либерализации налогового режима: ускорило пересмотр цены для расчета экспортной пошлины, снизило НДС, обнулило ставки на ввоз уникального оборудования, ускорило амортизацию. Кроме того, введенный в действие с 1 января 2007 г. Федеральный закон «О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса РФ и признании утратившим силу отдельных положений законодательных актов РФ» от 27 июля 2006 г. № 158-ФЗ предусматривает дифференциацию НДС для месторождений, выработанных более чем на 80%, а также применение нулевой ставки для добычи сверхвязкой нефти при условии использования прямого метода учета количества добытой нефти на конкретных участках недр².

По данным Правительства РФ, нефтяники на вышеперечисленных мерах уже сэкономили 500 млрд р. Следующий вопрос на повестке дня – снижение пошлины для восточно-сибирской нефти, а также ввод налоговых «каникул» для новых проектов на территории региона. Кроме того, правительство разрабатывает новую концепцию налогообложения: налог будет взиматься от реально накопленного дохода, он заменит НДС, но будет касаться только новых месторождений.

¹ Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г.

² Потенциал Ромашкино далеко не исчерпан // Нефтегазовая вертикаль. 2007. Режим доступа : <http://www.ngv.ru/article.aspx?articleID=24723>.

В целом оптимизация налогообложения должна помочь нефтяникам высвободить средства на реализацию капиталоемких проектов и стабилизацию добычи на текущих уровнях. За счет высвобождающихся средств нефтяники смогут задействовать новые добывающие мощности, а значит, повысить отдачу от обширных доказанных запасов.

Говоря о ресурсной базе, необходимо учитывать тот факт, что высокие капиталовложения российских компаний являются практически неизбежными в свете экономического развития Сибири и Дальнего Востока. Если для зарубежной компании портфолио проектов добычи и переработки по всему миру является средством минимизации издержек, то для большинства российских компаний подобный вариант практически недоступен. Текущая стратегия российских компаний предполагает развитие проектов на территории страны.

Стоит отметить, что активизация «ресурсного национализма» на современном этапе является уникальным шансом для российских компаний войти в перспективные проекты в сотрудничестве с другими государственными нефтяными компаниями. Проекты российских компаний на территории Венесуэлы, Вьетнама, Ирака, Египта, стран СНГ говорят о наличии позитивных сдвигов в данном направлении. Однако концентрация на капиталоемких отечественных проектах пока не позволяет российским компаниям иметь столь же широкую географию операций, как у ТНК или государственных компаний Китая (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Основные проекты российских компаний (в сравнении с Exxon Mobil)

Компания	Проекты	Страна
«Роснефть»	20%-ная доля в международном проекте «Сахалин-1» на условиях соглашения о разделе продукции (СРП) Обустройство Ванкорского месторождения (Красноярский край)	Россия
	Освоение Верхнечонского месторождения (на севере Иркутской области; совместно с ТНК-ВР)	Россия
	Реконструкция и модернизация Комсомольского и Туапсинского нефтеперерабатывающих заводов	Россия

Окончание табл. 3.4

Компания	Проекты	Страна
«Лукойл»	Проект Кандым – Хаузак – Шады в Узбекистане (добыча газа)	Узбекистан
	Приобретение активов по переработке бытовых сетей (АЗС) в Европе и США	Европа, США
	СП с Сопосо по разработке месторождений в Тимано-Печорской провинции	Россия
	Добывающие проекты на Каспии	Россия
«ТНК-ВР»	Развитие месторождения Верхнечонска и Увата	Россия
	Увеличение мощностей по переработке Ковыктинское месторождение газа (Иркутская область)	Россия Россия
«Сургутнефтегаз»	Программа геологоразведки на текущих лицензионных участках (в основном ХМАО)	Россия
	Развитие Талаканского месторождения	Россия
	Модернизация и расширение производства «Киришиннефтеоргсинтеза» (НПЗ)	Россия
«Татнефть»	Ввод в строй Нижнекамского НПЗ	Россия
	Разработка месторождений высоковязкой нефти (битумов) – СП с «Shell»	Россия
«Газпромнефть»	Развитие Приобского месторождения (ХМАО)	Россия
	Развитие группы месторождений в Омской и Томской областях	Россия
	Модернизация Омского НПЗ	Россия
«Exxon Mobil»	Проекты глубоководной добычи (Xikomba и Kizomba)	Ангола
	Доля в международном проекте «Сахалин-1»	Россия
	Проекты СПГ	Катар
	Развитие текущих месторождений (включая Prudhoe Bay)	Аляска
	Проекты по разработке нефтяных песков (северо-западные территории)	Канада

Сегодня органы государственного управления РФ проводят протекционистскую политику в отношении привлечения иностранных партнеров к совместной разведке и разработке важнейших ресурсных проектов. По закону о доступе иностранных компаний к стратегическим отраслям, их доля в проектах по добыче ресурсов не должна превышать 10%¹. Открыв стратегическое месторождение полезных ископаемых, иностранная компания получит компенсацию всех затрат на лицензию, разработку участка и 25–50% премии. Расходы на разведку всех остальных участков, которые пришлось исследовать в поиске стратегических запасов, не компенсируются. При этом все месторождения с запасами нефти свыше 70 млн т, газа свыше 50 млрд куб. м и ресурсы всего континентального шельфа считаются стратегическими.

Прямые инвестиции гораздо более устойчивы к неблагоприятной конъюнктуре: по данным Росстата, в 2008 г. приток иностранных инвестиций в Россию сократился на 14,2% (до 103,8 млрд дол.). При этом прямые инвестиции снизились на 2,8%, а портфельные – на 66,3%. Однако в России вопросу привлечения иностранных инвестиций в нефтяную отрасль уделяется недостаточно внимания.

Помимо нестабильной добычи нефти слабым звеном российских компаний является переработка. По мнению специалистов Института Дж. Бейкера, вертикальная интеграция – это один из важнейших факторов высокой эффективности нефтяных компаний, поскольку на основе текущих ресурсов позволяет создавать добавленную стоимость.

Однако для российских компаний данный факт является дискуссионным. По мнению аналитиков инвестиционного банка UBS, политика низких экспортных пошлин на нефтепродукты и стимулирования их экспорта – ошибочна. Переработка тонны сырой нефти, купленной в Роттердаме, на нефтеперерабатывающем заводе, аналогичном среднероссийскому, позволяет получить нефтепродукты, которые стоят на 24 дол. дешевле исходного сырья. Этот показатель уже год является отрицательным².

¹ От редакции: награда инвестору // Ведомости. 2009. № 48 (2318).

² Грозовский, Б. Хватит поощрять нефтепереработку / Б. Грозовский, Ф. Стеркин, Д. Казьмин // Ведомости. 2008. № 184 (2206).

Из России тоже выгоднее экспортировать сырую нефть, а не нефтепродукты: в первом случае выше доход и государства, и компаний, отмечает UBS. Если продолжать поддерживать экспорт нефтепродуктов, инвестиции в строительство новых нефтепроводов окажутся избыточными: их нечем будет заполнить. Не стоит стимулировать нефтепереработку и ради увеличения производства бензина внутри страны, отмечает UBS: удовлетворить внутреннюю потребность в бензине на пару десятилетий можно, если корзина нефтепродуктов, получаемая в результате переработки на российских заводах, будет такой же, как среднеевропейская.

В то же время стоит принять во внимание традиционные аргументы «за». В частности, благодаря развитию переработки компании избавляются от необходимости освоения новых труднодоступных месторождений, получают продукт с более высокой добавленной стоимостью (уменьшая зависимость от ценовой конъюнктуры нефтяного рынка). Стимулируя переработку, государство решает ряд стратегических задач: в первую очередь экологические проблемы, развивает энергосберегающие технологии, экономит ресурсы.

Таким образом, наряду с привлечением инвестиций, развитие нефтепереработки в России является скорее государственным начинанием, нежели внутренней потребностью нефтяных компаний. Итог очевиден: в то время как у ведущих международных нефтяных компаний объемы добычи и переработки сопоставимы, у российских компаний доля переработки в лучшем случае достигает 40% («Роснефть»).

Итак, низкая производственная эффективность российских компаний, по данным западных исследований, является логичным следствием обширных капиталоемких запасов. При этом существующая система налогообложения скорее дестимулирует нефтяные компании в плане увеличения доли нефтепереработки, а значит – ограничивает возможности получения добавленной стоимости от доли запасов нефти, находящихся в стадии текущей разработки.

Традиционные факторы повышения производственной эффективности, в независимости от отраслевой принадлежности, включают в себя:

повышение технического уровня производства, производимой и осваиваемой продукции;

диверсификацию, территориальную организацию производства, совершенствование организации производственных процессов;

с точки зрения государства, структурную перестройку экономики, формирование оптимальной правовой среды, совершенствование государственного регулирования.

Для нефтегазовой отрасли России данные факторы примут следующий вид:

1) активизация технологического сотрудничества, актуального, прежде всего, на стадиях освоения месторождений в трудных геолого-климатических условиях;

2) создание совместных предприятий с иностранными партнерами с целью финансирования капиталоемких проектов на территории страны;

3) с точки зрения государства, определение целевой структуры отрасли, оптимизацию налоговой политики, системы недропользования и инвестиционного климата. ■

3.2. Оценка эффективности государственных и частных нефтяных компаний с использованием модифицированной методики АСФ

Нами проведен сравнительный анализ эффективности государственных компаний с долей государства в уставном капитале более 25% и частных нефтяных компаний, по данным операционной и финансовой отчетности за 2007 г.

В качестве методического инструментария исследования была использована модель анализа среды функционирования фирмы. Для проведения расчетов мы воспользовались программным обеспечением **Efficiency Measurement System**, разработанным специалистами Дортмундского университета для академических целей.¹

В качестве экзогенных параметров были использованы запасы нефти и газа (б. н. э.), а также число сотрудников компании

¹ www.wiso.uni-dortmund.de/lsg/or/scheel/ems.

(табл. 3.5), а в качестве выходного параметра – выручка от реализации нефти и газа компании. Выбор выручки объясняется тем, что на данный финансовый показатель не оказывает влияния на себестоимость добычи энергоносителей.

Таблица 3.5

Экзогенные параметры модели за 2007 г.

Компания	Запасы, млн б. н. э.	Персонал, чел.	Выручка, млн дол.
BP	17 800	97 600	291 438
Chevron	10 777	65 000	220 904
Conoco	10 600	32 600	194 495
Exxon	22 700	80 800	404 552
Shell	11 920	104 000	355 782
Total	10 449	96 400	217 649
CNOOC	2 601	3 288	11 931
Petrochina	21 224	466 502	109 815
Eni	6 370	75 862	120 762
MOL	345	14 500	14 413
OMV	1 216	33 665	27 478
Petrocanada	1 119	5 600	19 763
Petrobras	15 000	68 931	87 735
Sinopec	4 079	334 377	159 088
Statoilhydro	6 010	29 500	89 215
«Роснефть»	21 699	106 000	49 216
«Лукойл»	20 369	150 000	81 891
«Газпромнефть»	4 000	48 000	21 100

Примечание. Составлено автором на основе данных годовых отчетов.

По результатам исследования получены следующие значения нормированного показателя эффективности. Исходя из данных рис. 3.4, можно сделать вывод, что частные компании более эффективно используют имеющиеся в их распоряжении ресурсы. Например, показатели эффективности Shell, Exxon и Conoco Phillips равны 1. Наиболее низкие показатели эффективности характерны для российских компаний, а также китайской PetroChina и бразильской Petrobras. **В среднем эффективность государственных**

компаний выборки (0,52) составляет 68% эффективности частных (0,76), что соответствует результатам более ранних исследований (по результатам исследования А. Аль Обайдана и Г. Скалли эффективность государственных нефтяных компаний составила 63–65% эффективности частных).

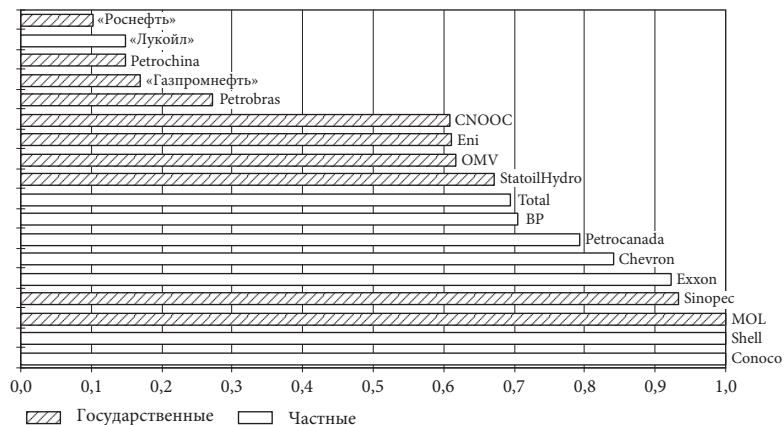


Рис. 3.4. Оценка производственной эффективности (данные за 2007 г.)

Принимая во внимание результаты исследования и расчеты специалистов Института Дж. Бейкера, мы решили изучить эффективность частных и государственных компаний в динамике. В табл. 3.6 нефтяные компании мира ранжированы по показателю эффективности в 2007 и 2004 гг. При этом стоит отметить, что в американском исследовании использовалась более широкая выборка, поэтому значение имеют не абсолютные показатели компаний, а их положение относительно друг друга в итоговом ранге эффективности.

На рис. 3.5 представлены показатели эффективности частных компаний в сравнении с 2004 г.

В целом по итогам периода расклад сил кардинальным образом не изменился, а эффективность большинства компаний увеличилась. Лидируют американские компании, а также британская BP. В то же время стоит отметить рывок Shell, Total и «Лукойла», который привел к сближению показателей всей выборки.

Таблица 3.6

**Сравнительный рейтинг нефтяных компаний
по эффективности использования ресурсов в 2004 и 2007гг.**

Компания	Страна	Форма собственности	Ранг		Эффективность	
			2004	2007	2004	2007
Conoco	США	Част.	3	1	0,71	1,00
Shell	Нидерланды	Част.	4	2	0,67	1,00
MOL	Венгрия	Гос.	12	3	0,29	1,00
Sinorec	Китай	Гос.	8	4	0,61	0,93
Exxon	США	Част.	1	5	0,84	0,92
Chevron	США	Част.	5	6	0,67	0,84
Petrocanada	Канада	Част.	7	7	0,62	0,79
BP	Великобритания	Част.	2	8	0,75	0,70
Total	Франция	Част.	11	9	0,39	0,69
Statoilhydro	Норвегия	Гос.	6	10	0,63	0,67
OMV	Австрия	Гос.	10	11	0,54	0,62
Eni	Италия	Гос.	13	12	0,29	0,61
CNOOC	Китай	Гос.	9	13	0,57	0,61
Petrobras	Бразилия	Гос.	14	14	0,26	0,27
«Газпромнефть»	Россия	Гос.	15	15	0,17	0,17
Petrochina	Китай	Гос.	17	16	0,03	0,15
«Лукойл»	Россия	Част.	16	17	0,06	0,15
«Роснефть»	Россия	Гос.	18	18	0,02	0,10

Примечание. Рассчитано автором.

По нашему мнению, рост эффективности европейских компаний связан, прежде всего, с укреплением евро относительно доллара. Укрепление национальной валюты привело к росту выручки в долларовом выражении. В то же время рост эффективности «Лукойла» стал следствием структурных перемен в российской нефтяной отрасли, включая повышение информационной прозрачности, повышение эффективности операционной деятельности, рост производительности труда.

Данные выводы подтверждаются динамикой эффективности государственных компаний (рис. 3.6).

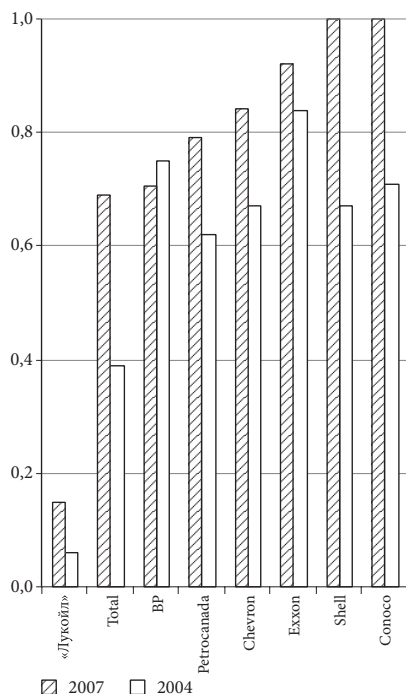


Рис. 3.5. Динамика эффективности частных компаний

Вновь наилучшие результаты показывают европейские компании. INA, MOL, Eni существенно улучшили показатели эффективности по сравнению с 2004 г.

Из компаний других регионов мира стоит выделить «Роснефть» и Petrochina. Для российской компании ключевым импульсом повышения эффективности стало расширение деятельности за счет добывающих и нефтеперерабатывающих активов «ЮКОСа». Что касается Petrochina, то здесь ключевую роль сыграло внедрение принципов западного корпоративного управления¹. Если ранее государственные нефтяные компании Китая представляли собой закрытые ин-

¹ Хи, X. Chinese NOCs' Overseas Strategies: Background, Comparison, Remarks in The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets / Xiaoje Xu // Th James A. Baker III Institute for Public Policy (Rice University). 2007. Mar.

ституты, то сегодня они работают в рамках классической модели акционерного общества. На практике выполняются рекомендации Всемирного Банка¹, который выделяет следующие факторы повышения эффективности государственных нефтяных компаний:

- внедрение принципов оценки деятельности, характерных для частных компаний, в том числе контроль над затратами;
- повышение информационной прозрачности;
- определение оптимального уровня истощения запасов энергоносителей, позволяющего удовлетворить долгосрочные потребности общества;
- контроль за числом занятых.

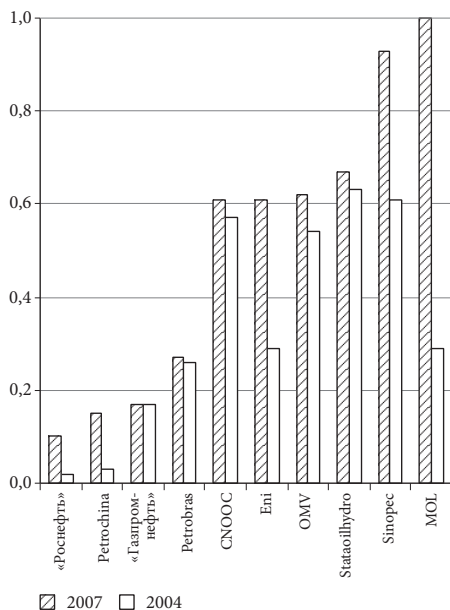


Рис. 3.6. Изменение эффективности государственных компаний

Рост эффективности государственных нефтяных компаний стоит считать ключевой тенденцией последних лет. Переход к клас-

¹ *Investing in Oil in the Middle East and North Africa: Institutions, Incentives and the National Oil Companies* // World Bank Report. 2007. Aug.

сической корпоративной модели, характерной для западного общества, вкупе с установлением контроля над перспективной ресурсной базой привел к сближению показателей эффективности государственных и частных компаний.

Вышеуказанная тенденция получила подтверждение и в 2008 г. Публикация рейтинга авторитетного отраслевого агентства Platts стала весьма знаковой для российских компаний, поскольку «Роснефть» и «Газпром» вошли в первую десятку рейтинга Platts из 250 самых эффективных энергетических компаний мира (см. табл. 3.1 и 3.2).

«Роснефть» стала самой быстрорастущей компанией мира и передвинулась с 16-го места на 6-е. «Газпром» поднялся на семь ступеней, оказавшись на 10-м месте, следом за ним – «Лукойл» (в 2007 г. был на 12-м месте).

Отставание российских компаний с позиции эффективности использования ресурсов можно объяснить свойствами входных данных, прежде всего запасов. Если низкая производительность труда персонала является характерной особенностью нефтяных компаний развивающихся стран, то вклад доказанных запасов нефти и газа представляется не вполне корректным. Запасы российских компаний – одни из крупнейших в мире, однако их освоение сопряжено с крайне высокими капитальными вложениями и их разработка является перспективой ближайших лет.

Стоит отметить, что анализ эффективности с позиции монетизации ресурсов (персонала, запасов нефти и газа) является попыткой оценить эффективность операций компании. С позиции акционера ключевым показателем служит капитализация, которая вкупе с дивидендными выплатами формирует ожидаемую доходность на вложенный капитал. Эффективность компании в данном случае отражает уровень соответствия текущей капитализации максимально возможной, исходя из финансовых и операционных показателей деятельности.

Мы провели оценку эффективности деятельности мировых нефтяных компаний для акционера. В исследовании использовались данные операционной и финансовой отчетности по 18 компаниям за 2007 г. (табл. 3.7), математический метод – методика АСФ, ориентированная на выход (output-oriented model).

Таблица 3.7

Экзогенные параметры модели эффективности для акционера

Компания	Выручка, млн дол.	Чистая прибыль, млн дол.	Добыча, млн б. н. э.	Объем переработки, млн б. н. э.	Запасы, млн б. н. э.	Собственный капитал, млн дол.
BP	291 438	20 845	1 394	776	17 800	93 690
Chevron	220 904	18 688	956	669	10 777	77 088
Conoco	194 495	11 891	848	934	10 600	88 983
Exxon	404 552	40 610	1 526	2 033	22 700	121 662
Shell	355 782	31 331	1 163	1 276	11 920	123 960
Total	217 649	16 730	873	881	10 449	60 393
CNOOC	11 931	4 111	469	0	2 601	17 664
Petrochina	109 815	19 151	1 110	824	21 224	89 079
Eni	120 762	12 048	634	275	6 370	53 509
MOL	14 413	1 136	37	107	345	4 278
OMV	27 478	2 165	117	197	1 216	11 159
Petrocanada	19 763	2 542	153	93	1 119	11 039
Petrobras	87 735	13 138	840	717	15 000	65 179
Sinpec	159 088	7 435	339	1 144	4 079	40 430
Statoilhydro	89 215	7 525	629	111	6 010	30 252
«Роснефть»	49 216	12 862	758	294	21 699	28 440
«Лукойл»	81 891	9 511	713	381	20 369	41 213
«Газпромнефть»	21 100	4 143	238	120	4 000	10 433

Примечание. Составлено автором на основе данных годовых отчетов компаний.

На основании рис. 3.7 несложно сделать вывод о том, что инвесторы и акционеры в конце 2007 г. предпочитали участие в уставном капитале государственных компаний. По операционным и финансовым показателям конца года, капитализация китайских эмитентов и бразильской Petrobras соответствует максимально возможной. В то же время многие частные компании демонстрируют низкие показатели. Во многом данный факт объясняется рядом негативных тенденций в сегменте крупнейших частных мировых компаний, обозначенных в гл. 2.

Стоит отметить, что российские компании также находятся далеко не в числе первых. Низкая эффективность в данном случае отражает страновые риски, а также постепенное истощение ключевых месторождений. Применительно к «Лукойлу» низкая капитализация является следствием административного ресурса государственных компаний, который может наложить существенные ограничения на ее дальнейшее развитие.

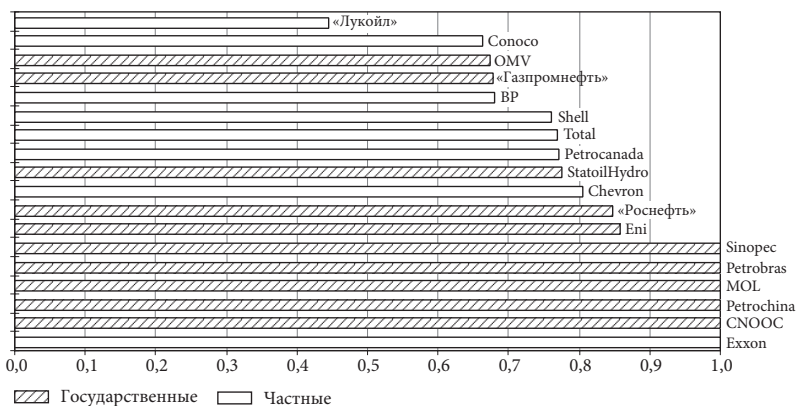


Рис. 3.7. Эффективность деятельности крупнейших нефтяных компаний мира в 2007 г.

По итогам оценки эффективности использования ресурсов, а также эффективности с позиции акционера-инвестора мы рассчитали интегральный показатель эффективности. Экономический смысл показателя заключается в совмещении текущей производ-

Таблица 3.8

Показатели АСФ эффективности и интегральный показатель

Компания	Страна	Форма собственности	Ранг 2007	Интегральный показатель	Эффективность производства	Эффективность для акционера
MOL	Венгрия	Гос.	1	1,00	1,00	1,00
Sinorec	Китай	Гос.	2	0,97	0,93	1,00
Exxon	США	Част.	3	0,96	0,92	1,00
Shell	Нидерланды	Част.	4	0,88	1,00	0,76
Sonoco	США	Част.	5	0,83	1,00	0,66
Chevron	США	Част.	6	0,82	0,84	0,81
CNOOC	Китай	Гос.	7	0,80	0,61	1,00
Petrocanada	Канада	Част.	8	0,78	0,79	0,77
Eni	Италия	Гос.	9	0,73	0,61	0,86
Total	Франция	Част.	10	0,73	0,69	0,77
Statoilhydro	Норвегия	Гос.	11	0,72	0,67	0,78
BP	Великобритания	Част.	12	0,69	0,70	0,68
OMV	Австрия	Гос.	13	0,65	0,62	0,67
Petrobras	Бразилия	Гос.	14	0,64	0,27	1,00
Petrochina	Китай	Гос.	15	0,57	0,15	1,00
«Роснефть»	Россия	Гос.	16	0,47	0,10	0,85
«Газпромнефть»	Россия	Гос.	17	0,42	0,17	0,68
«Лукойл»	Россия	Част.	18	0,30	0,15	0,44

твенной эффективности компании и долговременных перспектив бизнеса, оцениваемых фондовым рынком.

Как видно из табл. 3.8, наилучшие интегральные показатели эффективности демонстрируют американские компании, а также ряд государственных компаний, не имеющих принадлежности к одной стране. Интерпретируя результаты анализа, стоит учитывать возможные ограничения методологии.

Так, высокий результат китайской компании Sinopec вряд ли стоит считать выдающимся. Во-первых, китайская компания занимается, главным образом, нефтепереработкой, а не добычей нефти. Поэтому собственная ресурсная база в сравнении с выручкой крайне невелика, что на фоне других компаний дает высокий прирост показателя производственной эффективности.

Во-вторых, высокая оценка инвесторами показателей китайских компаний во многом объясняется структурой фондового рынка страны, который фактически состоит из двух независимых сегментов. Так, иностранные инвесторы не могут покупать акции китайских компаний, торгующихся на Шанхайской бирже. Доступ к торгам на данной площадке имеют только китайские инвесторы, влияние которых на котировки акций в последние годы приводило к существенной переоценке ценных бумаг по всем фундаментальным и сравнительным показателям¹.

Для устранения данного фактора в расчетах использованы котировки депозитарных расписок компаний на Нью-Йоркской фондовой бирже (NYSE). Однако существует взаимосвязь котировок на разных площадках, поэтому капитализация эмитента по-прежнему может быть завышенной. Следовательно, и показатель эффективности компании с позиции инвестора и акционера также не является показательным.

К числу компаний, которым удастся сочетать высокую производственную эффективность и эффективность с позиции акционера и инвестора стоит отнести Statoil. Компания заняла 3-е место как

¹ Lewis, S. Chinese NOCs and World Energy Markets: CNPC, Sinopec, CNOOC in *The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets* / S. Lewis // The James A. Baker III Institute for Public Policy (Rice University). 2007. Mar.

в рейтинге производственной эффективности государственных компаний после небольшой венгерской MOL и китайской Sinorec, так и в итоговом рейтинге, пропустив вперед эти две компании.

Для российской нефтяной отрасли исследование успеха Statoil является крайне важным, поскольку по ряду показателей (размеру, качественным характеристикам ресурсной базы) она близка российским компаниям.

Так, капитализация Statoil в конце 2007 г. составила чуть более 92 млрд дол. Для сравнения – капитализация «Лукойла» на 31 декабря 2007 г. почти достигла 72 млрд дол., «Роснефти» – 100 млрд дол. Ресурсная база Statoil в Норвегии на данный момент серьезно истощена, что соответствует состоянию месторождений российских компаний в Западной Сибири.

Наконец, корпоративная модель Statoil считается одной из наиболее эффективных среди всех государственных компаний (наряду с Saudi Aramco) и может служить источником ценного опыта для развития нефтяной отрасли России. ■

3.3. Роль государства в повышении эффективности нефтяных компаний

Первым шагом для определения правовой и регулятивной среды для норвежской промышленности стала декларация национального суверенитета и принадлежности континентального шельфа Норвегии в 1963 г.

Первоначальное распределение лицензий проходило при активном участии иностранных (транснациональных) нефтяных компаний, хотя две норвежские компании также претендовали на ресурсную базу страны: Norsk Hydro (крупнейший индустриальный конгломерат) и Норвежская нефтяная компания (консорциум компаний судостроения и тяжелой промышленности). Допуск ТНК к первоначальной фазе развития отрасли позже оказался весьма полезен, поскольку решил проблему нехватки компетентного человеческого капитала. Кроме того, участие ТНК сократило риски финансирования и геологоразведки для норвежских участников и правительства.

Второй этап лицензирования проходил подобно первому, и стало ясно, что государство может увеличить свою долю в доходах. Был предпринят ряд шагов для прямого участия государства в месторождениях, предназначенных к разведке. Однако форма участия государства была неочевидна, а возможность создания корпоративной структуры вызывала активные дискуссии. Хотя норвежский частный капитал декларировал желание принять активное участие в развитии нефтяного сектора, существовали серьезные доводы против подобного варианта. Прежде всего, государственные структуры боялись, что контроль над частной компанией перейдет к иностранным инвесторам и акционерам.

В итоге был создан триумвират профильного министерства, нефтяного директората и компании Statoil, который был ответственен за разработку политики, регулирование и коммерческие интересы правительства. О целях норвежского государства при определении нефтяной политики заявил сам «архитектор» новой системы управления Й. Эвенсен, который сформулировал знаменитые «десять заповедей» государственного управления нефтяной промышленности, среди них:

- государственное управление и контроль над всеми видами деятельности на континентальном шельфе;
- нефтяные месторождения должны развиваться таким образом, чтобы обеспечить независимость от импорта нефти;
- развитие новых отраслей промышленности на основе нефти;
- развитие нефтяной отрасли должно осуществляться с учетом интересов других отраслей и при условии обеспечения защиты окружающей среды.
- государственное участие должно быть реализовано на всех уровнях: координация норвежских интересов в нефтяной промышленности и интеграция промышленности в отрасль;
- создание государственной нефтяной компании для защиты государственных интересов и для кооперации с норвежской промышленностью.

Парламент страны определял перечень месторождений и регионов, открытых для разведки, в то время как правительство (а позже – министерство) занималось распределением лицензий.

Подобное разделение властных полномочий является важным достижением норвежской политики в нефтяной сфере, которое сохранилось до настоящего времени.

Ключевым отличием Норвегии от других стран с государственной нефтяной компанией стало наличие конкурирующих частных компаний. Врожденная конкуренция, обусловленная присутствием компаний Norsk Hydro и Saga, означала, что с самого начала Statoil подвергалась куда большему давлению, чем другие государственные нефтяные компании.

Основными функциями Statoil на начальном этапе были: 1) управление долей государства в лицензионном фонде и трубопроводах; 2) стимулирование технологического обмена и экономического развития.

Statoil – важный пример того, как национальная компания, управляемая профессиональным менеджментом, может служить интересам страны, внося вклад как в ее экономическое развитие, так и во внешнюю политику; пример того, каким образом можно структурировать нефтяную отрасль в целях удовлетворения интересов всей экономики государства, а не ограниченного числа физических и юридических лиц.

На текущий момент StatoilHydro является одной из крупнейших в мире нефтяных компаний. Объем добычи углеводородов составил в 2007 г. 629 млн б. н. э., объем переработки нефти – 111 млн б. н. э. Число сотрудников компании 29 500 чел. Statoil имеет долю в большинстве из 50 нефтяных и газовых месторождений Норвежского континентального шельфа и в 2005 г. была оператором 24 месторождений. Ключевые месторождения Sleipner East и West, Troll, Asgard, Statfjord и Gullfaks.

Характерной особенностью компании является высокая степень выработки внутренней ресурсной базы. Усредненный годовой темп роста запасов Норвегии увеличивался до 1980 г. одновременно с ростом цен на нефть (рис. 3.8). На фоне высоких цен и потенциала открытия новых месторождений Норвегия стала ареной конкуренции крупнейших транснациональных компаний. После 1980 г. рост запасов продолжился, но стал постепенно замедляться. Средний

размер запасов открытого месторождения уменьшался на протяжении последних 25 лет.



Рис. 3.8. История открытия новых месторождений в Норвегии, б. н. э.¹

Рис. 3.9 показывает, что объем добычи нефти компанией Statoil на протяжении последних лет практически не меняется, а прирост запасов не замещает объем добычи (за исключением 2005 г.).

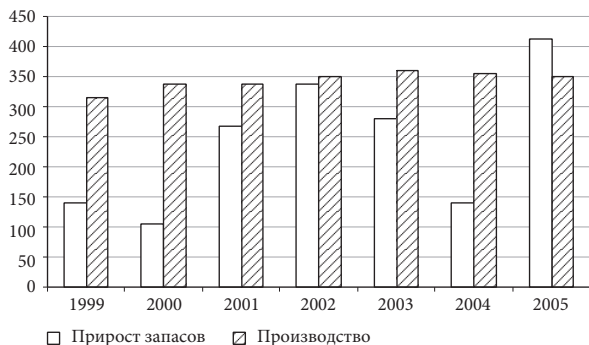


Рис. 3.9. Объем добычи нефти и сопутствующий прирост запасов Statoil, б. н. э.²

¹ Gordon, R. Statoil: A Study in Political Entrepreneurship in The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets / R. Gordon, T. Stenvoll // The James A. Baker III Institute for Public Policy (Rice University). 2007. Mar.

² Там же.

Ввиду невозможности восполнения резервов на постоянной основе добыча компании в начале XX в. оказалась под угрозой снижения.

Поскольку прирост запасов сокращался, повышенную значимость в стратегическом развитии компании стали приобретать:

- 1) коммерческая разработка разведанных запасов, добыча на которых не производится;
- 2) разведка месторождений-спутников в районе текущей инфраструктуры;
- 3) применение передовых технологий для увеличения коэффициента извлечения и поддержания текущего уровня добычи на основных месторождениях;
- 4) реструктуризация портфеля ранее сделанных инвестиций, включая неудавшийся проект НПЗ Mongstad.

Однако ключевым решением Statoil в данных условиях стал выход на международный рынок.

В 1990 Statoil заключила альянс с BP, который стал очень важным шагом для компании. С точки зрения операционной деятельности новые проекты компаний создавались в сфере взаимного интереса, что приводило к минимизации исходных затрат. Альянс привел к нескольким крупным открытиям в Анголе, участию в проекте Az-eri/Chirag/Guneshli. Производство за счет активов, приобретенных или открытых Statoil в ходе альянса, сегодня составляет большую часть добычи компании за рубежом. Хотя альянс уже прекратил свое существование, взаимовыгодные отношения между компаниями недавно обеспечили покупку Statoil доли в газовых проектах BP InSalah и InAmenas в Алжире.

Другие международные проекты компании на сегодня включают в себя ряд приобретений и разработок в Ирландии, США, Иране и Венесуэле.

Летом 1999 г. Statoil представила план по реорганизации своей собственности. В частности, он предполагал частичную приватизацию компании, которая рассматривалась менеджментом в качестве основного пути поддержания конкурентоспособности.

В итоге, как и предполагалось, Statoil была частично приватизирована, а также потеряла право собственности над всей системой

трубопроводов, доступ к которым должен был быть открыт для всех участников на равной, недискриминационной основе. 8 июня 2001 г. акции Statoil получили листинг на биржах Осло и Нью-Йорка. Продажа акций Statoil в 2001 г. и последующая торговля депозитарными расписками дала четкую независимую оценку доли государства в уставном капитале компании.

При этом Statoil продолжала искать адекватный ответ на постепенное истощение ресурсной базы: проводила консолидацию и реструктуризацию активов, диверсификацию производства за счет международных проектов, также приступила к усиленному развитию проектов добычи газа и развитию проектов СПГ Ormen Lange и Snohvit, увеличила инвестиции в нефтепереработку.

Стоит отметить, что развитие нефтегазового сектора страны, как правило, осуществляется преимущественно за счет нефти, а добыча газа является второстепенной задачей (даже если запасы газа существенны). Нигерия, Тринидад, Египет, Малайзия – основные примеры. Однако с постепенным истощением ресурсов или ограничением добычи нефти по политическим мотивам газ может стать альтернативным источником энергии, а также катализатором роста экономики и благосостояния.

В период с 15 октября 2001 г. и пикового значения в 2006 г. депозитарные расписки компании на NYSE выросли почти в 6,4 раза. Отчасти интерес инвесторов объяснялся тем фактом, что корпоративная модель компании была максимально приближена к модели классического коммерческого предприятия. В сравнении со многими государственными компаниями некоммерческие функции Statoil были относительно ограничены. Кроме того, со временем важность некоммерческих функций компании (например, обеспечение элементов социального благосостояния или регулирования) постепенно падала.

События 2005–2006 гг. являются отражением фундаментальных изменений международной стратегии Statoil и нового этапа развития компании. Компания совершила ряд приобретений в Мексиканском заливе, объявила о планах слияния операций с Norsk Hydro. Соответственно, исходя из масштабов своей деятельности, Statoil заняла полноценную конкурентную нишу рядом с Shell, BP, Total, Chevron, ExxonMobil или ConocoPhillips.

На презентации объединенной компании Э. Райтен, глава Norsk Hydro, заявил о том, что компании представляют собой прекрасную пару и сделка приведет к:

- созданию базы для роста стоимости проектов Норвежского континентального шельфа;
- появлению сильного международного конкурента;
- достижению масштаба и возможностей для ускорения роста;
- созданию благоприятных условий для роста стоимости акционерного капитала;
- адекватному ответу на вызовы изменяющейся конкурентной среды.

Избыточное дублирование операций двух компаний в нескольких регионах мира было очевидно. Менее очевидно было то, что Statoil и Norsk Hydro в данных районах практически не выступали как партнеры. Некоторые элементы конкуренции двух компаний, акции которых принадлежали норвежскому правительству, не вполне соответствовали задаче максимизации стоимости акционерного капитала.

К примеру, Мексиканский залив являлся для обеих компаний ключевым регионом присутствия, в котором они пытались закрепиться, главным образом, за счет приобретений. При этом активы Statoil составляли будущие проекты и лицензии на разведку в районах глубоководного бурения. Активы Hydro имели более разноплановые параметры – от месторождений неглубокого залегания до глубоководных, и включали перспективные проекты и объекты текущей добычи. Комбинация активов двух компаний на момент слияния выглядела куда более сбалансированной.

Ресурсные ограничения стали одним из основных факторов, повлиявших на решение правительства об объединении двух компаний. Они включали в себя:

- растущие входные барьеры для новых инвестиционных возможностей;
- нехватку компетентного персонала в целевых регионах;
- дефицит дорогостоящего сервисного оборудования, в частности, глубоководных буровых платформ.

Объединение позволило сделать совокупность активов компании более сбалансированной, а компанию более устойчивой перед

лицом страновых и проектных рисков. Кроме того, «глубокий» портфель активов дал возможность компании осуществлять не-большие сделки, включающие как приобретение, так и продажу.

В целом можно выделить два основных фактора, которые повлияли на все стадии развития компании: качественные изменения ресурсной базы, упомянутые выше, и аспекты внутренней политики государства.

Колебания от правого к левому полюсам норвежской политической системы оказали влияние и на работу Statoil. С самого начала консерваторы ратовали за ограничение участия государства и активную роль Norsk Hydro в развитии нефтяной инфраструктуры страны. Партия лейбористов, напротив, выступала за активное вмешательство правительства и использование Statoil в качестве политического инструмента.

Тем не менее, хотя государство намеревалось создать сильную компанию для стимулирования индустриального развития, оно не собиралось создавать компанию политического конкурента. Меж тем подобная проблематика вышла на первый план уже в 70-х годах, когда властные полномочия руководства Statoil порой становились на пути решений правительства страны. С того момента, как Statoil стала инструментом фискальной политики, собственники и вся нефтяная отрасль оказались чрезмерно зависимы от компании. В 80-х годах данная зависимость еще более укрепи-лась и наряду с просчетами в развитии проекта Mongstad стала основанием для смены руководства Statoil.

Дистанция между компанией и изменчивыми политическими условиями является отличительной особенностью норвежско-го подхода к управлению государственной нефтяной компанией. Данный факт резко контрастирует с другими государственными компаниями, такими как Sonangol в Анголе, которая управляет авиакомпанией, банком и телекоммуникационной компанией, или NNPC в Нигерии, в ведении которой находятся социальные программы. В норвежском случае правительственная инфраструктура возникла до разработки нефти и газа, поэтому некоммерческие функции не находились в сфере ответственности компании.

Фактически традиция корпоративной независимости публичных компаний ведет отчет со времени скандала Kings Bay, который разрушил политический курс Норвегии в начале 60-х годов прошлого столетия и привел к отставке лейбористского правительства. Kings Bay – это горнодобывающая компания, в которой в 1962 г. произошла одна из наиболее масштабных трагедий в истории Норвегии. Расследование гибели 21 шахтера привело к выводам о недостаточном внимании к технике безопасности, о чем государственный регулятор предупреждал за год до трагедии. Однако дублирующая роль министерства как регулятора, собственника и члена Совета директоров привела к тому, что многие меры были не приняты в срок.

Другим инструментом энергетической политики, который использовался весьма эффективно, была стратегия лицензирования и роль ТНК. Намерение стимулировать конкуренцию и избежать нежелательных эффектов в других секторах экономики повлияли на этапы реализации лицензий в двух аспектах. Во-первых перспективные участки передавались на продолжительное время, но их площадь была сравнительно небольшой. В итоге активность на месторождениях Норвежского континентального шельфа оставалась стабильной на длительных отрезках времени, а не имела кратковременный и взрывной характер. Во-вторых, компании с большими запасами и уровнем производства впоследствии жаловались на то, что не получили лицензии. Отчасти это объяснялось преференциями в пользу Statoil. Однако правительство также старалось не допустить появления в секторе слишком влиятельного игрока.

Пример компании Statoil является крайне важным для анализа предпосылок эффективной работы государственной компании. В гл. 1 мы отмечали ряд факторов, которые могут привести к низкой эффективности производства государственных нефтяных компаний, в том числе низкую квалификацию и коррупционные процессы в среде менеджмента, зависимость от властных структур, отсутствие контроля со стороны миноритарных акционеров. Пример компании Statoil важен и для понимания возможных «рецептов» борьбы с этими негативными явлениями.

Прежде всего, опыт Statoil диктует необходимость активного сотрудничества с иностранными нефтяными компаниями, как

минимум, на начальной стадии новых проектов и на территории страны, и за рубежом. Как показывает норвежский опыт развития новых капиталоемких месторождений, на начальной стадии единственным эффективным механизмом минимизации затрат является привлечение иностранного партнера, в частности ТНК. В то же время реализация масштабного проекта своими силами зачастую сопряжена с риском неверной оценки, что отчетливо прослеживается на примере провала норвежского проекта компании Statoil Mongstad.

Сотрудничество государственной компании и частного капитала, государственных компаний разных стран позволяет в данном случае:

- минимизировать риски высоких капиталовложений;
- использовать технологическую экспертизу частных компаний, особенно в вопросе глубоководного шельфового бурения;
- повысить компетентность персонала, в частности, путем обучения на предприятиях партнера;
- перенять западную модель корпоративного управления, основными характеристиками которой являются жесткий контроль затрат и стратегическое планирование операций;
- принять участие в реализации масштабных проектов на новых для себя рынках.

Для российских компаний данный вывод крайне важен, поскольку многие проблемы нефтяной отрасли Норвегии аналогичны проблемам российского нефтегазового комплекса, а значит, имеют сходные решения.

С учетом норвежского опыта можно детализировать факторы повышения эффективности российских нефтяных компаний.

1. Активизация международного технологического сотрудничества может быть осуществлена на условиях создания совместного предприятия с иностранным партнером, в котором ему будет отводиться сервисная функция. С целью повышения заинтересованности партнера размер компенсации услуг может быть привязан к финансовым показателям проекта. Государство в этом случае может предоставить режим льготного налогообложения.

2. Повышение компетенции персонала производится на базе совместных проектов с иностранными компаниями, включающими систему стажировок на предприятиях партнера.

3. Финансирование капиталоемких проектов может стимулироваться режимом льготного налогообложения для новых проектов в труднодоступных территориях, а также системой долгосрочного лицензирования наиболее сложных участков. При этом зарубежный партнер выступает миноритарным акционером проекта, способным провести полноценную финансовую и технологическую экспертизу.

Реализация предложенных мер будет способствовать повышению эффективности деятельности нефтяных компаний, поскольку позволит, с одной стороны, вовлечь в активную стадию добычи неиспользуемые запасы, с другой – создаст предпосылки роста капитализации российских компаний. Последнее весьма важно в свете низкой территориальной диверсификации операций нефтяных компаний России и необходимости новых приобретений, которые могут быть осуществлены за счет акционерного капитала. ■

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В начале XXI в. на мировом рынке нефти произошли существенные изменения, значительно вырос спрос на энергоносители со стороны быстрорастущей экономики Азии. При этом рост предложения оказался весьма ограниченным вследствие геологических или технологических факторов, а также вследствие боязни возврата цен на энергоносители к уровням 80–90-х годов XX столетия. Мировой спрос на нефть превзошел возможности всех стран, за исключением нескольких, по добыче нефти, необходимой для выживания мировой экономики. А рост цен отражал неустойчивый баланс спроса и предложения в условиях невозможности оперативного наращивания поставок энергоносителей в случае необходимости.

Итогом вышеозначенных процессов стало формирование исключительно благоприятной конъюнктуры нефтяного рынка и изменение фирменной структуры нефтяной отрасли. На смену диктату крупных транснациональных компаний пришло сложное взаимодействие государственных корпораций, агрессивно расширяющих операции по всему миру, и частных компаний, использующих наработанный опыт для сохранения сфер влияния.

В условиях контроля государственных компаний над наиболее привлекательными месторождениями преимущества частных компаний перестали играть решающую роль. Низкие издержки производства и благоприятная конъюнктура цен позволили государственным компаниям проявить самостоятельность в операциях. Выход на мировой финансовый рынок и повышение информационной прозрачности способствовали росту эффективности производства.

В результате проведенного сравнительного анализа эффективности деятельности государственных и частных нефтяных компаний, по данные за 2007 г., было установлено, что частные компании более эффективно используют имеющиеся в их распоряжении ресурсы. В среднем эффективность государственных компаний выборки (0,52) составила 68% эффективности частных (0,76), что

соответствует результатам более ранних исследований. Однако сравнение с результатами аналогичного исследования специалистов Института Дж. Бейкера, проведенного на основе данных 2004 г., говорит о постепенном сближении показателей эффективности государственных и частных компаний.

Доказательством благоприятных изменений в государственном сегменте нефтяной отрасли стали показатели эффективности деятельности государственных нефтяных компаний для акционера/инвестора. В отличие от классической трактовки расчетной эффективности производства, эффективность для акционера позволяет учесть более широкий спектр входных данных и перспективы бизнеса компании, а значит – отобразить постепенное укрепление позиции государственных компаний на мировом энергетическом рынке.

Инвесторы и акционеры в 2007 г. предпочитали участие в уставном капитале государственных компаний. Капитализация китайских нефтяных компаний, бразильской Petrobras соответствовала максимально возможной, исходя из операционных и финансовых показателей конца года. В то же время многие частные компании продемонстрировали низкие показатели, что стало отражением постепенного истощения ключевых месторождений и трудностей с замещением запасов.

Эффективность производственной деятельности российских нефтяных компаний, по итогам исследования, оказалась относительно низкой, хотя имеются позитивные тенденции роста эффективности использования ими ресурсов. Данный факт является следствием недостаточной (по мировым меркам) монетизации запасов нефтепродуктов, а также избыточного количества занятых. Одним из основополагающих факторов, ограничивающих эффективность российских нефтяных компаний, стало постепенное истощение ресурсной базы и необходимость масштабных капитальных вложений в поддержание добычи.

Рост эффективности производства многих государственных нефтяных компаний на мировом рынке нефти стоит считать ключевой тенденцией последних лет. Переход к классической корпоративной модели, характерной для западного общества, вкуже с уста-

новлением контроля над перспективной ресурсной базой привел к сокращению разрыва между компаниями с разной формой собственности.

Однако мировой финансовый кризис может внести существенные коррективы в дальнейшие перспективы роста эффективности государственных компаний. Поэтому целесообразно более детальное изучение эффективности компаний нефтяной отрасли с учетом операционных и финансовых показателей кризисного периода. Подобное исследование стало бы ключевым для понимания устойчивости новой корпоративной модели государственных нефтяных компаний к неблагоприятной конъюнктуре мирового рынка. ■

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Закономерности и тенденции развития мирового рынка нефти	5
1.1. Мировая нефтяная промышленность: закономерности развития	6
1.2. Перспективы развития мирового рынка нефти	22
1.3. Фирменная структура мирового рынка нефти: соотношение государственного и частного секторов	33
2. Методология исследования эффективности нефтяных компаний мира	49
2.1. Теоретико-методологические аспекты оценки эффективности деятельности компании	50
2.2. Международная методика анализа среды функционирования нефтяных компаний	65
2.3. Модификация международной методики АСФ с учетом эффективности деятельности нефтяных компаний для акционеров	76
3. Сравнительная эффективность деятельности нефтяных компаний мира	85
3.1. Эффективность нефтяных компаний России на мировом рынке нефти	86
3.2. Оценка эффективности государственных и частных нефтяных компаний с использованием модифицированной методики АСФ	100
3.3. Роль государства в повышении эффективности нефтяных компаний	111
Заключение	122

Научное издание

Капустина Лариса Михайловна,
Крылов Денис Сергеевич

**Мировой рынок нефти:
соотношение государственного
и частного секторов**

Редактор и корректор
М. Б. Ширяева

Технический редактор
А. А. Гребенщикова

Издательство Уральского государственного экономического университета
620144, г. Екатеринбург, ул. 8 Марта / Народной воли, 62 / 45

Поз. 112. Подписано в печать 25.05.2009.
Формат бумаги 60 × 84 / 16. Уч.-изд. л. 6,18. Усл. печ. л. 7,44.
Тираж 500 экз. Заказ .

Отпечатано с готового оригинал-макета в типографии АМБ
620142, г. Екатеринбург, ул. Щорса, 7. Тел. 214-90-03.