

УДК 338.2

Моделирование инвестиционной стратегии нефтегазовой компании в условиях технологического разрыва

Михайлов Валерий Олегович

Аспирант,

Кубанский государственный университет,
350040, Россия, Краснодар, ул. Ставропольская, 149;

e-mail: mihailovval25@mail.ru

Аннотация

Для определения оптимального времени корректировки инвестиционной стратегии в целях плавного прохождения нефтегазовой компании «технологического разрыва» в настоящей работе строится имитационная модель развития компании в зависимости от выбираемой ею стратегии формирования проектного портфеля. Модель позволяет определить качественные закономерности развития компаний и оценить относительные показатели роста в динамике, но не их абсолютные величины. Экзогенными параметрами, вводимыми в модель, являются текущие цена единицы основной продукции компании и объём реализации продукции.

Ключевые слова

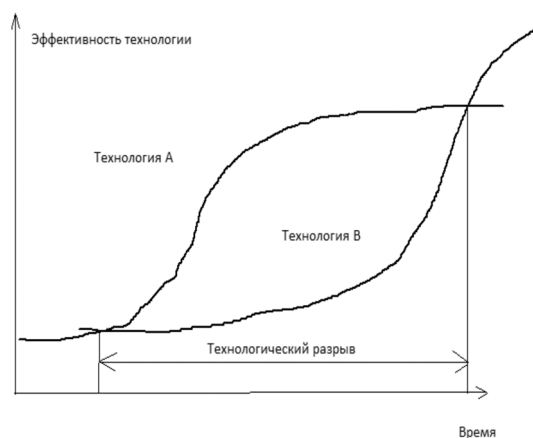
Нефтегазовый кластер, инвестиции, диверсификация, альтернативная энергетика, имитационное моделирование.

Введение

В настоящее время энергетические кластеры всего мира (в том числе и нефтегазовые) находятся в ситуации

так называемого «технологического разрыва» (рис. 1). Существующие технологии, основанные на использовании в качестве первичных источников энергии топливно-энергетических

полезных ископаемых (технологии группы А) всё меньше и меньше удовлетворяют требованиям восполнения общественных потребностей с минимальными издержками по затратам и ресурсам, а также снижения негативного воздействия на окружающую среду и сохранения целостности экосистем. Однако для большинства новых технологий (технологии группы В) в области развития энергетики их коммерческий потенциал ещё до конца не ясен, а стоимость перехода на новые технологии чрезвычайно высока.



(Доля первичных видов энергии, в процентах)



Рис. 1. Технологический разрыв в энергетической отрасли

Экономический агент, первым начавший в нужный момент освоение технологии В и соответствующие капиталовложения в неё, получает весомые шансы повысить свою конкурентоспособность в будущем. Однако неопределённость ситуации заключается в том, что агенты не знают, когда начинать вкладывать в технологию В, в каком объёме это необходимо делать и как поступить с возможностями технологии А. Наиболее приемлемой может оказаться стратегия смешанных инвестиций в обе технологии в течение всего интервала «технологического разрыва». Вкладывая в технологию А и обеспечивая непрерывное получение прибыли, можно «выжать» максимальную отдачу от ранее вложенного капитала. Однако при сложившемся стереотипе поведения именно этот фактор и не позволяет экономическим агентам отказаться от технологии А. В случае недостаточного инвестирования в технологию В экономический агент может тем самым позволить своему конкуренту быстрее развернуть её возможности, что принесёт ему более высокую потребительскую стоимость. В итоге технология А с более низким качеством переработки исходного продукта начнёт вытесняться технологией В, доля рынков продук-

тов последней растёт, а продуктов технологии А – падает. Вследствие этого падает прибыль экономического агента и снижается его потенциал для дальнейшего развития. С другой стороны, преждевременный отказ от технологии А не позволяет экономическому агенту в полной мере воспользоваться её возможностями для наращивания инвестиционного потенциала и, как следствие, тоже ведёт к снижению или даже полной утрате конкурентоспособности¹.

Одним из немногих кластерообразующих «стратегических новаторов» в России является сегодня компания Газпром, которая проводит в собственных научных центрах исследования по широкому кругу проблем: от разработки новых газовых месторождений, прогнозирования спроса на газ и до модернизации газовых установок и систем транспортировки газа. Проводятся также исследования в области использования сжиженного газа в качестве автомобильного топли-

ва. Кроме этого, Газпром участвует в совместной программе с Федеральным агентством по атомной энергии (Росатом) по разработке экологически чистой, высокопроизводительной установки (с КПД 85 % и выработкой в 200 kW) на топливных элементах.

Благодаря внедрению новых технологий суммарная экономия энергоресурсов ОАО «Газпром» за период 2002-2010 гг. составила 29,8 млн условного топлива, причем 85,5 % пришлось на транспортировку газа, 12,2 % на добычу конденсата, нефти и газа, а остальное на переработку конденсата, нефти и газа, бурение и капитальный ремонт скважин, подземное хранение и распределение газа. При этом общие затраты на энергосбережение за весь период составили 15,6 млрд руб, при этом достигнутая экономия топливно-энергетических ресурсов оценивается в 24,4 млрд руб².

В настоящее время компания Газпром начинает реализацию масштабной программы инновационного развития, направленной на повышение энергоэффективности и

1 Сухарев О.С. Экономика технологического развития. М.: Финансы и статистика, 2008. – 480 с.; Ратнер С.В., Акинина М.М. Методика оценки инновационного потенциала компаний регионального нефтегазового кластера (на примере Краснодарского края) // Экономический анализ: теория и практика. – 2011. – № 4 (211). – С. 2-10.

2 Ратнер С.В., Михайлов В.О. Стратегическая конкурентоспособность нефтегазовых кластеров в ситуации технологического разрыва // Экономический анализ: теория и практика. – 2011. – № 34 (241). – С. 2-10.

энергосбережение и призванной обеспечить Газпрому позиции технико-технологического лидера в энергетическом бизнесе. Ожидается, что уже в 2011-2013 гг. затраты на энергосбережение ОАО «Газпром» составят 4920,8 млн руб, тогда как экономия достигнет 11880,9 млн руб. В рамках развития сотрудничества с внешними источниками инноваций планируется увеличение в 1,7 раза объёмов финансирования НИОКР, выполняемых по заказу компании опорными вузами. Общий бюджет данного направления программы инновационного развития до 2020 года составляет 9,6 млрд руб. Кроме того, проанализировав успешный опыт инновационной деятельности на базе венчурных фондов, руководство компании приняло решение о создании корпоративного венчурного фонда «Газпром Венчур». Инвестиции в венчурный фонд инновационных технологий за период действия Программы составят 24,1 млрд руб. В 2012 году «Газпром Венчур», согласно имеющимся планам инновационного развития, начнёт инвестировать в конкретные проекты. Преимущественно речь идёт о финансировании компаний и научных организаций (а точнее, их spin-off подразделений), занимающихся разработкой техноло-

гий и производством оборудования, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой газа и другого углеводородного сырья.

Что касается степени диверсификации проектного портфеля Газпрома, то на настоящий момент он ограничивается только набором базовых технологий типа А и конвергентных энергосберегающих технологий, но не включает проекты, направленные на развитие альтернативной энергетики. Подобного рода нацеленность на среднесрочную перспективу и отказ от вложений в долгосрочные и требующие значительных исследовательских усилий проекты по развитию альтернативной энергетики могут на определённом этапе помешать Газпрому выйти на позиции мирового технологического лидера в своей отрасли. Кроме того, неиспользование ВИЭ для обеспечения внутренних энергетических потребностей страны в тех регионах, где для этого есть все необходимые природно-климатические условия (например на юге России, в прибрежных зонах и т. д.), не позволяет сократить потребление нефти и газа на внутреннем рынке и увеличить тем самым их объёмы поставок на экспорт. Таким образом, даже в случае успешной реализации ресурсоёмкой про-

граммы инновационного развития у Газпрома, как и у подавляющего большинства других российских промышленных компаний, не вкладывающих столь существенных средств в инновации, сохраняется риск потерь, обусловленных отставанием по времени в процессе освоения новых рынков, формирующихся по мере совершенствования технологий группы В.

Для определения оптимального времени корректировки инвестиционной стратегии с точки зрения плавного прохождения технологического разрыва в настоящей работе строится имитационная модель развития компании в зависимости от выбираемой ею стратегии формирования проектного портфеля.

Согласно сценарию BLUE, снижение спроса на нефтепродукты в период 2012-2050 составит 1,3 % в год в предположении о линейном характере данного процесса. Правдоподобность данного предположения подтверждается динамикой снижения специальных тарифов на электроэнергию, получаемую из альтернативных источников, заложенной в Renewable Energy Sources Act (Германия), которая также является линейной и составляет 5 % в год начиная с 2015 года. В соответствии с тем же сценарием BLUE

снижение спроса на природный газ составит 0,3 % в год³.

Моделирование инвестиционной стратегии нефтегазовой компании

Выразим зависимость цены данных ресурсов от рыночного спроса как

$$Цена_{Газ} = A + a \cdot Спрос_{на Газ}$$

$$Цена_{НефПр} = B + b \cdot Спрос_{на НефПр},$$

где

A, B – текущая себестоимость природного газа и нефтепродуктов соответственно;

a, b – коэффициенты эластичности.

Рассмотрим основные компоненты себестоимости продукции нефтегазовых компаний. Не учитывая компоненты, связанные с управлением, себестоимость природного газа можно представить как

3 Перспективы энергетических технологий 2010. Сценарии и стратегии до 2050 года. Пер. на рус. – Paris, France: International Energy Agency, 2010. – 604 с.; Ратнер С.В. Возможности адаптации опыта Германии по созданию рамочных условий для промышленного использования инновационных технологий в области энергетики // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2011. – № 43 (136). – С. 71-78.

$$A = \text{стоимость}_{\text{разведки}} + \text{стоимость}_{\text{добычи}} + \text{стоимость}_{\text{транспортировки}}$$

а себестоимость нефтепродуктов как

$$B = \text{стоимость}_{\text{сырья}} + \text{стоимость}_{\text{переработки}} + \text{стоимость}_{\text{транспортировки}}$$

Где

$$\text{стоимость}_{\text{сырья}} = \text{стоимость}_{\text{разведки}} + \text{стоимость}_{\text{добычи}} + \text{стоимость}_{\text{доставки}}$$

Введём параметр П – прибыль компании, определяемый в упрощённом случае, не включающем другие виды производственной деятельности компании, как

$$П = (\text{ЦЦенаГаз} - A) \cdot \text{Объем}_{\text{добычи}} + (\text{ЦЦенаНефП} - B) \cdot \text{Объем}_{\text{производства}} + \text{ПП},$$

где

ПП – потенциальная прибыль от внедрения технологий нового технологического уклада (технологий типа В);

$\text{Объем}_{\text{добычи}}$; $\text{Объем}_{\text{производства}}$ – для простоты приняты константами, соответствующими текущему уровню объёмов производства той или иной компании. Заметим, что при циклических снижениях спроса на продукцию, связанных с колебаниями деловой активности в мировой экономике, нефтегазовые компании обычно сокращают добычу, стремясь сохранить установившийся уровень цен. Однако в нашем случае природа снижения спроса совершенно иная, определяемая сменой технологического уклада и представляемая в виде долгосрочного нисходящего тренда. Поэтому будем считать, что компании-производители

поддерживают текущие объёмы производства, чтобы максимальным образом «выжать» прибыль из существующих технологий.

Будем считать, что определённую долю прибыли П (нераспределённая прибыль) компания реинвестирует в разработку новых технологий по следующим направлениям:

- альтернативная энергетика (технология В);
- инновационные технологии разведки (технология А);
- инновационные технологии добычи (технология А);
- инновационные технологии транспортировки (технология А/конвергентные технологии);
- инновационные технологии переработки (конвергентные технологии).

Справедливость предположения об инвестировании части собственных средств в разработку и внедрение инновационных технологий подтверждается эмпирическими данными официальной статистики и отчётности крупных нефтегазовых корпораций. На рис. 2 представлена структура инвестиций в основной капитал компаний по добыче топливно-энергетических полезных ископаемых за период 2005-2009 гг. Из диаграммы

видно, что основными источниками инвестиций являются собственные средства компаний. Данные отчётов ОАО «Газпром» (www.gazprom.ru), ОАО «Роснефть» (www.rosneft.ru), ОАО «Лукойл» (www.lukoil.ru) и других крупных компаний свидетельствуют о том, что привлечённые инвестиции в основном направляются на разработку новых месторождений по уже существующим, а не инновационным технологиям.



Рис. 2. Структура инвестиций в основной капитал добывающих компаний (топливно-энергетический сектор) в 2005-2009 гг. (составлено автором по данным «Промышленность России, 2010, www.gks.ru)

Будем считать, что распределение инвестиционных ресурсов компании по данным направлениям происходит в процентном соотношении, соответствующем приоритетам, заложенным в её стратегии или в энергетической стратегии государства, если основным собственником компании

является государство. Учитывая данные соображения, инвестиции компании ОАО «Газпром» в разработку и внедрение новых технологий можно оценить следующим образом:

$$I(i) = kIII(i-1) = ITT(i) + IAT(i) \quad (1)$$

$$ITT(i) = 0,95I(i)$$

$$IAT(i) = 0,5I(i) \quad (2)$$

Где

$I(i)$ — инвестиции компании на i -том шаге имитационного цикла (один имитационный цикл приблизительно равен одному году);

k — коэффициент интенсивности инвестирования (доля прибыли, направляемой на развитие инновационных технологий всех трёх рассматриваемых типов);

$ITT(i)$ — инвестиции компании в разработку и внедрение технологий типа А и конвергентных технологий на i -том имитационном цикле;

$IAT(i)$ — инвестиции компании в разработку и внедрение технологий типа В на i -том имитационном цикле.

Нетрудно заметить, что в распределении (2) заложено 95 % инвестиций на разработку технологий типа А и конвергентных технологий и 5 % инвестиций на разработку технологий типа В, что вполне соответствует приоритетам Энергетической стратегии России на период до 2030 года, и даже

более того – является верхней оценкой ожидаемых объёмов инвестиций в разработку технологий типа В.

Будем считать, что инвестиции в указанные выше технологии через определённый период времени (равный периоду окупаемости инвестиционных проектов, направленных на разработку и внедрение инновационных технологий) снижают величину соответствующего компонента себестоимости продукции (в процентном соотношении, равном рентабельности инвестиций) что, в свою очередь, ведёт к увеличению прибыли и инвестиционных возможностей компании. Отразим это введением дополнительного члена в выражение, описывающее прибыль компании:

$$\begin{aligned} \Pi = & (\Pi_{\text{ЦенаГаз}} - A) \cdot \text{Объем}_{\text{добычи}} + \\ & + (\Pi_{\text{ЦенаНефП}} - B) \cdot \text{Объем}_{\text{производства}} + \\ & + \Pi\Pi + \Pi_{\text{ИТТ}} \end{aligned} \quad (3)$$

Здесь

$$\Pi_{\text{ИТТ}} = \Delta A \cdot \text{Объем}_{\text{добычи}} + \Delta B \cdot \text{Объем}_{\text{производства}} -$$

прибыль от инвестиций в разработку инновационных решений по направлениям А и конвергентных технологий.

Чтобы оценить величину $\Pi_{\text{ИТТ}}$ на каждом шаге имитационного цикла, необходимо знать период окупаемости инвестиционных проектов по разработке и внедрению инновацион-

ных технологий в выбранных направлениях, а также их рентабельность, что определяется на основе эмпирических данных по нефтегазовой отрасли в целом и по деятельности исследуемой компании в частности. Так, по данным о деятельности компании ОАО «Газпром» можно оценить период окупаемости инвестиционного проекта по разработке и внедрению инновационных технологий в области разведки в среднем в 3 года; в области добычи – 5 лет; в области транспортировки и переработки – 7 лет. Период окупаемости инвестиций в альтернативную энергетику можно оценить по мерам поддержки данной отрасли в Германии и США как 10-20 лет в зависимости от технологии (наземная или оффшорная ветроэнергетика, солнечная энергетика, биотопливо). Поэтому в среднем можно положить величину этого временного периода в 15 лет.

Рентабельность инвестиционных проектов по различным направлениям деятельности компании ОАО «Газпром», связанным с разработкой и внедрением технологий типа А и конвергентных технологий на основе эмпирических данных, представленных в открытом доступе, к сожалению, оценить не представляется возможным. Однако можно оценить их

рентабельность в целом, без разбивки на направления. Так, по данным члена Правления ОАО «Газпром» О.Е. Аксютин суммарные затраты Программы энергосбережения компании, направленной на развитие инновационных технологий в области разведки, добычи, транспортировки газа и переработки нефтепродуктов в период 2011-2013, составляют 4920,8 млн руб., тогда как ожидаемая экономия составит 11880,9 млн руб. Таким образом, можно приближённо считать период окупаемости инвестиций в технологии типа А и конвергентные технологии равным 3 имитационных цикла (что является нижней оценкой срока окупаемости), а коэффициент IR приближённо равным 2,4.

Так как согласно прогнозам Renewable Energy Sources Act (Германия) и другим документам по развитию альтернативной энергетики рентабельность технологий типа В в среднем через 15 лет сравнивается с текущей рентабельностью технологий типа А⁴, для оценки роста значений

4 Ратнер С.В. Возможности адаптации опыта Германии по созданию рамочных условий для промышленного использования инновационных технологий в области энергетики // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2011. – № 43 (136). – С. 71-78.

величины III в выражении (3) необходимо оценить среднюю рентабельность технологий типа А в настоящее время. Рентабельность продукции топливно-энергетических компаний, полученной в основном за счёт использования технологий типа А, представлена в динамике за последние годы на рис. 3, а рентабельность активов топливно-энергетических компаний – на рис. 4.

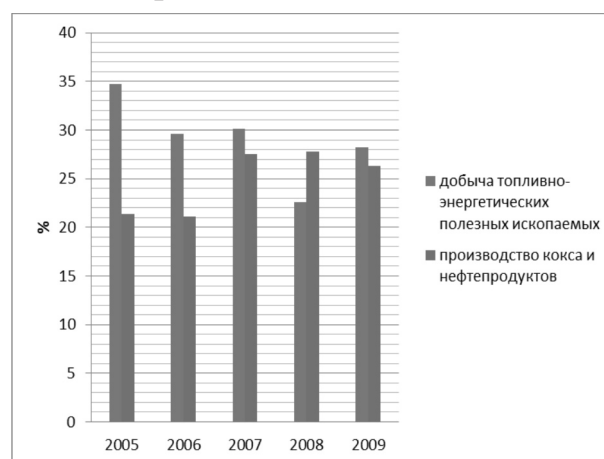


Рис. 3. Рентабельность продукции топливно-энергетических компаний (составлено по данным «Промышленность России, 2010», www.gks.ru)

Следует отметить, что несмотря на некоторое снижение рентабельности компаний добывающего сектора, произошедшее за последние годы, тем не менее рентабельность их продукции намного выше, чем в других отраслях экономики. Снижение рентабельности добычи компенсируется у крупных энергетических концернов типа ОАО «Газпром» увели-

чением рентабельности производства нефтепродуктов. Характер изменений рентабельности активов компаний по добыче топливно-энергетических полезных ископаемых полностью совпадает с характером изменений рентабельности компаний по производству кокса и нефтепродуктов (рис. 4).

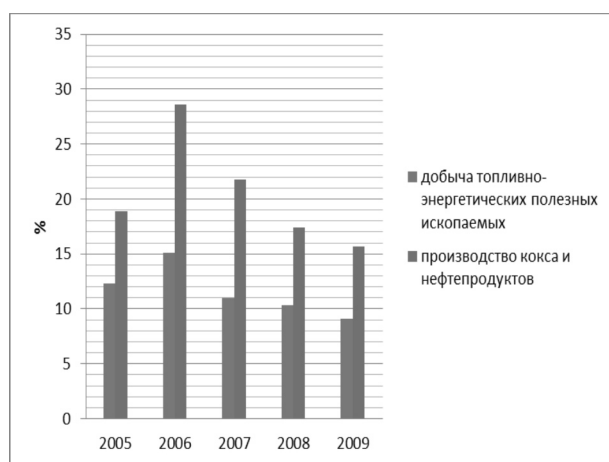


Рис. 4. Рентабельность активов топливно-энергетических компаний (составлено по данным «Промышленность России, 2010», www.gks.ru)

Таким образом, в качестве средней оценки показателя рентабельности инвестиций в технологии типа А можно принять 30 % ($IR = 1,3$). Кроме того, используя данные Renewable Energy Sources Act по бонусным тарифам на электроэнергию, полученную с помощью альтернативных источников, которые как минимум в 4,8 раз выше, нежели обычные, нетрудно рассчитать, что в настоящее время рентабельность технологий типа В отрица-

тельна, а коэффициент IR колеблется в пределах 0,2-0,27.

Тогда получим следующие выражения для пошаговой оценки показателя возврата инвестиций:

$$P_{ITT}(i) = RIT(i) = 2,4 \cdot ITT(i - 3) \quad (4)$$

$$ПП(i) = (0,2 + 0,073 \cdot (i - 1)) \cdot IAT(i)$$

Разработанная имитационная модель позволяет осуществить прогноз различных показателей деятельности нефтегазовой компании в зависимости от избранной ею инвестиционной стратегии на период до 2050 года в предположении реализации сценария BLUE. Формулы (1)-(4) полностью задают алгоритм преобразований эндогенных и экзогенных параметров модели при переходе от одного её состояния к другому. Программная реализация модели выполнена на языке Perl, относящемся к классу открытого программного обеспечения.

Следует отметить, что модель позволяет определить качественные закономерности развития компаний и оценить относительные показатели роста в динамике, но не их абсолютные величины. Экзогенными параметрами, вводимыми в модель, являются текущие цена единицы основной продукции компании и объём реализации продукции. Учитывая качественный

характер построений, при задании данных параметров на «входе» модели необходимо лишь правильно оценить их порядок. Однако при этом результаты, полученные на «выходе», нуждаются в осторожной интерпретации: полученные количественные оценки имеют смысл лишь в сравнении их с первоначальными значениями. Так, полученные количественные оценки прибыли можно правильно интерпретировать лишь в процентном соотношении с первоначальной прибылью, полученной на нулевом имитационном цикле.

В процессе моделирования под традиционной инвестиционной стратегией будем понимать стратегию инвестирования 95 % инвестиционных ресурсов, которые являются частью нераспределённой прибыли, полученной на предыдущем имитационном цикле, в разработку и внедрение инновационных технологий типа А и конвергентных технологий и 5 % – в разработку и внедрение альтернативных технологий. Доля нераспределённой прибыли, инвестируемой в разработку технологий всех типов (коэффициент интенсивности инвестирования k , $0 < k \leq 1$), может варьироваться на «входе модели», но сохраняется постоянной на протяжении всего перио-

да имитации. Теоретически компания может инвестировать всю прибыль в развитие, однако исходя из анализа эмпирических данных, представленных в отчётности крупных нефтегазовых компаний, значение коэффициента интенсивности инвестирования больше 0,5 маловероятно.

Заключение

По результатам проведённого имитационного моделирования были получены следующие выводы:

1. В условиях сохранения существующих тенденций в развитии технологий типа А и типа В (текущей рентабельности, линейной динамики выхода технологий типа В на уровень рентабельности традиционных технологий и т. д.) чем большую долю инвестиционных ресурсов компания направляет на развитие технологий типа В, тем более устойчивое развитие она демонстрирует на протяжении всего имитационного цикла, снижая падение прибыли, обусловленное снижением спроса на природный газ и нефтепродукты. Динамика снижения прибыли при распределении инвестиционных ресурсов 50 на 50 (50 % на развитие технологий типа А, 50 % на развитие технологий типа В) являет-

ся ещё более гладкой, падение в конце имитационного периода составляет всего 7,65 % от первоначальных значений.

2. Сравнение средних значений прибыли компании при использовании различных инвестиционных стратегий на протяжении имитационного периода показывает, что средняя прибыль за весь период наибольшая при использовании традиционной стратегии инвестирования, что достигается, в основном, за счёт резкого роста отдачи от инвестиций в технологии типа А и конвергентные технологии на первых 10-12 имитационных циклах.

3. При увеличении доли прибыли, направляемой на реализацию проектов развития, до 20 % от значений предыдущего временного периода, общая прибыль не падает ниже первоначальных значений вслед за падением спроса на традиционные продукты компании на протяжении всего имитационного цикла. При использовании альтернативной стратегии инвестирования, когда доля инвестиционных ресурсов, направляемых на развитие технологий типа В, равна половине от всех инвестиционных ресурсов, прибыль является возрастающей функцией на протяжении всего имитационного периода. После скач-

кообразного роста на 3-5 и 7-9 имитационных циклах, прибыль компании на последующих имитационных циклах демонстрирует плавный рост, близкий по характеру к линейному. Общая прибыль компании на последнем имитационном цикле возрастает по сравнению с первоначальным значением на 45 %.

4. Анализ динамики прибыли компании при использовании различных стратегий инвестирования позволяет выдвинуть следующее предположение: добиться максимальных значений средней за период прибыли компании возможно путём смены инвестиционной стратегии от традиционной или смешанной к альтернативной на определённом шаге имитационного цикла. Проверка данного предположения показала, что при небольших значениях коэффициента интенсивности инвестиций, оптимальным временем перехода компании от традиционной инвестиционной стратегии к альтернативной является 20-30 шаг от начала имитационного периода.

5. При более высоких значениях коэффициента интенсивности инвестирования оптимальное время перехода к альтернативной инвестиционной стратегии достаточно резко

смещается ближе к началу имитационного цикла. Так, результаты моделирования при $k = 0,5$ свидетельствуют о том, что значение средней за период прибыли компании при использовании традиционной стратегии в чистом виде и прибыли, полученной при смене инвестиционных стратегий от традиционной к альтернативной, сравниваются на 6-ом шаге имитационного цикла. Переход к альтернативной стратегии позднее 8-го шага приводит к резкому увеличению потери в значениях средней прибыли.

Библиография

1. Перспективы энергетических технологий 2010. Сценарии и стратегии до 2050 года. Пер. на рус. – Paris, France: International Energy Agency, 2010. – 604 с.
2. Ратнер С.В., Акинина М.М. Методика оценки инновационного потенциала компаний регионального нефтегазового кластера (на примере Краснодарского края) // Экономический анализ: теория и практика. – 2011. – № 4 (211). – С. 2-10.
3. Ратнер С.В. Возможности адаптации опыта Германии по созданию рамочных условий для промышленного использования инновационных технологий в области энергетики // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2011. – № 43 (136). – С. 71-78.
4. Ратнер С.В., Михайлов В.О. Стратегическая конкурентоспособность нефтегазовых кластеров в ситуации технологического разрыва // Экономический анализ: теория и практика. – 2011. – № 34 (241). – С. 2-10.
5. Сухарев О.С. Экономика технологического развития. – М.: Финансы и статистика, 2008. – 480 с.

Simulation of investment strategies of oil&gas companies amid technology gaps

Mikhailov Valery Olegovich

Postgraduate student,
Kuban State University,

P.O. box 350040, 149 Stavropol'skaya st., Krasnodar, Russia;
e-mail: mihailovval25@mail.ru

Abstract

At the present time energy clusters from all over the world (including O&G ones) are in the situation of so-called "technology gap". Current technologies, based on relying fuel and energy underground resources (group "A" technologies) as prime movers, less and less suit compensation of social needs with minimum cost concerning expenses and resources, as well as lowering negative environmental impact and integrity maintenance of ecological systems. However, for the most of new technologies (group "B" technologies) in the field of energy industry development their commercial potential is not clear yet, and the cost of "switching" to new technologies is extremely high.

Amid conservation of current trends in type "A" and type "B" technologies (current profitability, linear dynamics of type "B" technologies entering the traditional technologies profitability level etc.) the more investment resources a company places on development of type "B" technologies, the more sustained development such a company demonstrates during the whole imitation cycle, thus reducing profit lapse resulting from lessening of demand on natural gas oil products.

The author concludes that the analyses of a company's profit performance when using various investment strategies makes it possible to get maximum ratings of a company's average profit over a period by replacing traditional or mixed investment strategies with alternative ones at a certain stage of imitation cycle.

Keywords

Oil and gas cluster, investments, diversification, alternative energy, simulation.

References

1. *Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios and Strategies to 2050. Russian Translation* [*Perspektivy energeticheskikh tekhnologii 2010. Stsenarii i strategii do 2050 goda. Per. na rus.*], International Energy Agency, Paris, France, 2010, 604 p.

2. Ratner, S.V. (2011), "The opportunities to adapt the experience of Germany to create the framework conditions for industrial use of innovative energy technologies" ["Vozmozhnosti adaptatsii opyta Germanii po sozdaniyu ramochnykh uslovii dlya promyshlennogo ispol'zovaniya innovatsionnykh tekhnologii v oblasti energetiki"], *Natsional'nye interesy: priority i bezopasnost'*, No. 43(136), pp. 71-78.
3. Ratner, S.V., Akinina, M.M. (2011), "Methods of assessment of companies innovative capacity of regional oil and gas cluster (on the example of the Krasnodar Krai) ["Metodika otsenki innovatsionnogo potentsiala kompanii regional'nogo neftegazovogo klastera (na primere Krasnodarskogo kraya)"], *Ekonomicheskii analiz: teoriya i praktika*, No. 4(211), pp. 2-10.
4. Ratner, S.V., Mikhailov, V.O. (2011), "Strategic competitiveness of oil and gas clusters in the situation the technological gap" ["Strategicheskaya konkurentosposobnost' neftegazovykh klasterov v situatsii tekhnologicheskogo razryva"], *Ekonomicheskii analiz: teoriya i praktika*, No. 34(241), pp. 2-10.
5. Sukharev, O.S. (2008), *Economics of technological development* [*Ekonomika tekhnologicheskogo razvitiya*], Finansy i statistika, Moscow, 480 p.