

УДК 338.2
ББК 65.05.3

УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ В СИТУАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЫВА

Ратнер С. В.¹, Михайлов В. О.²

(ФГБУН Институт проблем управления РАН, Москва)

В работе предлагается имитационная модель выбора направления инвестиционного развития нефтегазового предприятия с учетом сценария постепенного вытеснения традиционных технологий производства энергии инновационными, в том числе альтернативными. С помощью данной модели исследуется влияние интенсивности инвестиционного процесса и распределения инвестиционных ресурсов на динамику прибыли компании.

Ключевые слова: энергетическая компания, технологическая сложность, альтернативная энергетика, диверсификация, имитационная модель.

1. Введение

В настоящее время энергетические компании всего мира (в том числе и нефтегазовые) находятся в ситуации так называемого «технологического разрыва». Существующие технологии, основанные на использовании в качестве первичных источников энергии топливно-энергетических полезных ископаемых (технологии группы А) все меньше и меньше удовлетворяют требованиям восполнения общественных потребностей с минимальными издержками по затратам и ресурсам, снижения негативного воздействия на окружающую среду и сохранения

¹ Светлана Валерьевна Ратнер, доктор экономических наук (laparat@mail.ru, тел. (495) 334-79-00).

² Валерий Олегович Михайлов, аспирант (mihailovval25@mail.ru, тел. (928) 262-80-06)

целостности экосистем [8]. Однако для большинства новых технологий в области развития энергетики (технологии группы *B*) их коммерческий потенциал еще до конца не ясен, а стоимость перехода на новые технологии чрезвычайно высока. Известно, что экономический агент, первым начавший в нужный момент освоение технологии *B* и соответствующие капиталовложения в нее, получает весомые шансы повысить свою конкурентоспособность в будущем за счет достижения высокого уровня технологической сложности своих производственных процессов, выхода на новые рынки и установления своего лидерства на них, в том числе и посредством введения новых стандартов энергоэффективности. Неопределенность ситуации заключается в том, что агенты не знают, когда начинать вкладывать в технологию *B*, в каком объеме это необходимо делать и как поступить с возможностями технологии *A* с точки зрения сохранения финансового потенциала компании [7].

Поэтому для определения порогового уровня технологической сложности проектных систем нефтегазовой компании [5] необходимо идентифицировать комплекс технологий *A*, комплекс технологий *B* и путем сравнительного анализа динамики их развития установить точку равновесия между их совокупностями в портфеле инвестиционных проектов, позволяющую осуществить плавный переход от *A* к *B* с минимальными финансовыми потерями. Кроме критерия снижения финансовых потерь и максимизации прибыли при переходе от технологий группы *A* к технологиям группы *B* также необходимо учитывать требования международного сообщества по снижению выбросов в атмосферу CO₂. Учитывая глобальные тенденции развития энергетики, данное требование может стать даже более важным, чем требование коммерческой эффективности. Поэтому соотношение долей проектов различной технологической сложности в структуре инвестиционного портфеля компании, по нашему мнению, следует определять на основе требований сценария карты *BLUE*, разработанного Международным энергетическим агентством и предполагающего активные приложения управленческих воздействий к энергетическим (в том числе нефтегазовым компаниям как кластерооб-

разующим предприятиям) для достижения цели снижения выбросов CO_2 к 2050 году вдвое по сравнению с 2005 годом.

Эксперты различных уровней и стран едины в своем мнении о том, что следующий технологический уклад развития экономики будет базироваться на использовании возобновляемых источников энергии. Весь комплекс технологий, относящийся к получению тепловой, электрической энергии и топлива за счет возобновимых источников, определим как комплекс технологий *B*. Технологии, закрепляющие использование нефти и газа как основных источников энергии, определим как комплекс технологий *A*.

Основой комплекса технологий *A* в настоящее время являются инновационные технологии, направленные на повышение эффективности производства энергии и топлива из нефти и газа. ТНК и образующиеся вокруг них кластеры энергетических компаний в силу своей ведущей роли в процессе смены существующего технологического уклада экономики вынуждены сочетать различные виды инвестиционных стратегий и вводить в свои портфели проекты, ориентированные на развитие промежуточных (между *A* и *B*) или конвергентных технологий. К таким технологиям можно отнести комплекс низкоуглеродных технологий, которые, наряду с альтернативной энергетикой, в настоящее время становятся инвестиционно привлекательными.

В настоящей работе построена и реализована на языке программирования *Perl* имитационная модель, позволяющая прогнозировать динамику развития нефтегазовой компании в условиях реализации сценария *BLUE* в зависимости от стратегии распределения инвестиционных ресурсов на развитие технологий типа *A* и технологий типа *B* и интенсивности инвестиционного процесса.

В настоящее время имитационное моделирование достаточно часто применяется в решении задач об управлении инвестиционными проектами или их портфелями. При этом, как правило, основное внимание уделяется риску и неопределенности внешней среды, которые моделируются как случайные возмущения в моделях Монте-Карло [4, 9]. Более сложные стохастические сетевые модели класса *GERT* для оценки рисков

в отношении сроков реализации и стоимости отдельных проектов компании допускают циклические операции и неопределенность в порядке их выполнения [1, 3].

В отличие от указанных подходов в настоящей работе рассматривается процесс параллельной реализации двух последовательностей нескольких различных проектов, в каждой из которых проекты относятся к одному технологическому классу и схожи по срокам окупаемости и средней норме рентабельности. Поскольку индивидуальные особенности проектов, принадлежащих одной и той же последовательности, никак не учитываются, а все процессы деятельности компании описываются в терминах накопителей, потоков и информации, которая определяет величину этих потоков, данную имитационную модель можно отнести к классу моделей системной динамики [10]. Кроме того, в модели учтена возможность введения управленческого воздействия, заключающегося в изменении инвестиционной стратегии компании (информации, определяющей величину инвестиционных потоков), что позволяет провести аналогию с имитационными моделями, построенными на основе использования знаковых ориентированных графов, аппарат которых позволяет формально строить траектории движения моделируемой системы и вводить управляющее воздействие в фазовом пространстве ее переменных на основе информации о программах ее развития в виде импульсных процессов. Однако в отличие от реализаций данного подхода в работах [2, 6], включающих возможность выбора нескольких альтернативных сценариев развития системы только на первых шагах импульсного процесса, в предложенной модели управленческое воздействие может быть приложено на любом шаге имитационного цикла по выбору исследователя.

На основе результатов имитационного моделирования разработаны сценарии развития нефтегазовых компаний при использовании ими различных инвестиционных стратегий, определены зависимости между интенсивностью инвестирования и распределением инвестиционных ресурсов, позволяющие максимизировать среднее значение прибыли компании за весь период прогнозирования.

2. Моделирование развития нефтегазовой компании в зависимости от выбираемой ею стратегии формирования проектного портфеля

Для определения зависимости цены основных видов продукции нефтегазовой компании от рыночного спроса используем уравнение рыночного равновесия в линейной форме

$$P_g = A + b \cdot D_g$$

$$P_o = B + c \cdot D_o,$$

где P_g, P_o – цена на природный газ и нефтепродукты соответственно; A, B – их текущая себестоимость; D_g, D_o – спрос на природный газ и нефтепродукты; b, c – коэффициенты эластичности.

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

$$A = C_p + C_e + C_t,$$

где C_p – затраты на геологоразведку; C_e – затраты на добычу; C_t – затраты на транспортировку.

А себестоимость нефтепродуктов представим как

$$B = C_{rm} + C_{proc} + C_t,$$

где C_{rm} – стоимость сырья; C_{proc} – затраты на переработку; C_t – затраты на транспортировку.

Введем параметр Π – прибыль компании, определяемый в упрощенном случае, не включающем другие виды производственной деятельности компании, как

$$\Pi = (P_g - A) \cdot V_g + (P_o - B) \cdot V_o + \text{ПП},$$

где ПП – потенциальная прибыль от внедрения технологий нового технологического уклада (технологий типа B); V_g, V_o – объем производства газа и нефтепродуктов соответственно, для простоты принятые константами, соответствующими текущему уровню объемов производства той или иной компании.

Заметим, что при циклических снижениях спроса на продукцию, связанных с колебаниями деловой активности в миро-

вой 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 объемы производства, чтобы максимальным образом «выжать» прибыль из существующих технологий.

Будем считать, что определенную долю прибыли Π (нераспределенная прибыль) компания реинвестирует в разработку новых технологий по следующим направлениям: альтернативная энергетика (технология B); инновационные технологии разведки и добычи (технология A); инновационные технологии транспортировки (технология A /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 отчетности крупных нефтегазовых корпораций [7].

Будем считать, что распределение инвестиционных ресурсов компании по данным направлениям происходит в процентном соотношении, соответствующем приоритетам, заложенным в ее 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:

$$(1) \quad I(i) = k \cdot \Pi(i-1) = ITT(i) + IAT(i),$$

$$(2) \quad ITT(i) = 0,95 \cdot I(i), \quad IAT(i) = 0,05 \cdot I(i)$$

где $I(i)$ – инвестиции компании на i -м шаге имитационного цикла (имитационный цикл – весь период работы модели, определяемый исследователем; один шаг приблизительно равен одному году); k – коэффициент интенсивности инвестирования (доля прибыли, направляемой на развитие инновационных технологий всех трех рассматриваемых типов); $ITT(i)$ – инве-

стиции компании в разработку и внедрение технологий типа A и конвергентных технологий на i -м шаге имитационного цикла; $IAT(i)$ – инвестиции компании в разработку и внедрение технологий типа B на i -м шаге имитационного цикла.

Будем считать, что инвестиции в указанные выше технологии через определенный 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 ведет к увеличению прибыли и инвестиционных возможностей компании. Отразим это введением дополнительного члена в выражение, описывающее прибыль компании:

$$(3) \quad \Pi = (P_g - A) \cdot V_g + (P_o - B) \cdot V_o + \text{ПП} + \Pi_{_ITT}$$

Здесь $\Pi_{_ITT} = \Delta A \cdot V_g + \Delta B \cdot V_o$ – прибыль от инвестиций в разработку инновационных решений по направлениям A и конвергентных технологий.

Чтобы оценить величину $\Pi_{_ITT}$ на каждом шаге имитационного цикла необходимо знать период окупаемости инвестиционных проектов по разработке и внедрению инновационных 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.

3. Определение эндогенных и экзогенных параметров модели на основе эмпирических данных по отрасли

Рентабельность инвестиционных проектов по различным направлениям деятельности компании ОАО «Газпром», связанным с разработкой и внедрением технологий типа A 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. Аксютина, 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 приблизительно считать период окупаемости инвестиций в технологии типа *A* и конвергентные технологии равным 3 шагам имитационного цикла (что является нижней оценкой срока окупаемости), а коэффициент *IR* приблизительно равным 2,4.

В качестве внешних условий развития компании рассматривается реализация сценария *BLUE* развития мировой экономики, изученного в первой главе работы. Заложенные в него цифры использованы для калибровки модели. Так, например, 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 [11]. В соответствии с тем же сценарием *BLUE* снижение спроса на природный газ составит 0,3% в год.

Так как согласно прогнозам *Renewable Energy Sources Act* (Германия) и других документов по развитию альтернативной энергетики рентабельность технологий типа *B* в среднем через 15 лет сравнивается с текущей рентабельностью технологий типа *A*, для оценки роста значений величины ПП в выражении (3), необходимо оценить среднюю рентабельность технологий типа *A* в настоящее время. Рентабельность продукции топливно-энергетических компаний, полученной в основном за счет использования технологий типа *A*, в период с 2005 по 2009 гг. снизилась с 35% до 28%. Однако несмотря на снижение рентабельности компаний добывающего сектора, произошедшее за последние годы, рентабельность их продукции остается намного выше, чем в других отраслях экономики. Снижение рентабельности добычи компенсируется у крупных энергетических кон-

цернов типа ОАО «Газпром» увеличением 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, которая на период 2005–2009 гг возросла с 21 до 26%.

Таким образом в качестве средней оценки показателя рентабельности инвестиций в технологии типа *A* можно принять 30% ($IR = 1,3$). Кроме того, используя данные *Renewable Energy Sources Act* по бонусным тарифам на электроэнергию, полученную с помощью альтернативных источников [4], которые как минимум в 4,8 раз выше, нежели обычные, нетрудно рассчитать, что в настоящее время рентабельность технологий типа *B* отрицательна, а коэффициент IR колеблется в пределах 0,2–0,27.

Тогда получим следующие выражения для пошаговой оценки показателя возврата инвестиций:

$$(4) \quad \Pi_ITT(i) = RIT(i) = 2,4 \cdot ITT(i - 3)$$

$$(5) \quad \text{ПП}(i) = (0,2 + 0,073 \cdot (i - 1)) \cdot IAT(i)$$

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)–(5) полностью задают алгоритм преобразований эндогенных и экзогенных параметров модели при переходе от одного ее 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 объем 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 с их 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 понимается стратегия инвестирования 95% инвестиционных ресурсов в разработку и внедрение инновационных технологий типа *A* и конвергентных технологий и 5% – в разработку и внедрение альтернативных технологий. Под комбинированной инвестиционной стратегией понимается стратегия формирования проектного портфеля компании, при которой 80% инвестиционных ресурсов направляется на развитие технологий типа *A*, а 20% – на развитие технологий типа *B*. Под альтернативной стратегией понимается стратегия формирования проектного портфеля компании, при которой 50% инвестиционных ресурсов направляется на развитие технологий типа *B*.

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

4. Прогнозирование динамики прибыли нефтегазовой компании на основе имитационного моделирования

На рис. 1 представлен график, отражающий динамику прибыли компании при реализации традиционной инвестиционной стратегии. Резкий скачок показателей прибыли компании на интервале между 3 и 5-м шагом имитационного цикла с момента осуществления первоначальных инвестиций связан с достижением периода окупаемости инновационных решений, принад-

лежащих группе технологий *A* и конвергентных технологий. Подобный, но гораздо менее резкий скачок, также наблюдается между 9 и 11-м шагом с момента осуществления первоначальных инвестиций. В последующий период происходит медленное снижение показателей прибыли за счет снижения спроса на ископаемые источники энергии и цены на продукцию компании. Падение прибыли к концу имитационного цикла составляет приблизительно 10,5% от первоначальных показателей.

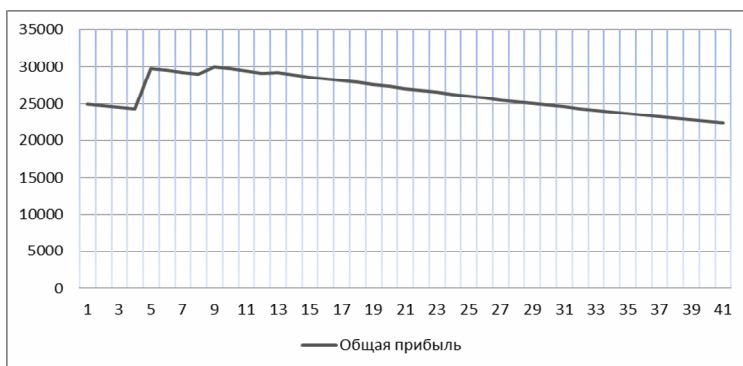


Рис. 1. Динамика снижения прибыли нефтегазовой компании при использовании традиционной инвестиционной стратегии, $k = 0,1$

Исследование структуры прибыли компании показывает, что в течение первых двух лет (имитационных циклов) прибыль компании достигается только за счет реализации традиционных видов продукции. Начиная с третьего года (шага имитационного цикла) с момента инвестирования в энергосберегающие технологии, значительная часть прибыли компании (от 17 до 25%) формируется за счет более эффективного использования энергетических ресурсов при добыче и транспортировке традиционных видов продукции. Данная компонента в общей структуре прибыли является наиболее стабильной и, начиная с 10-го года, держится практически на постоянном уровне, несмотря на снижение общей прибыли компании вследствие падения спроса на традиционные виды продукции. Доля прибыли, получаемая за счет внедрения технологий типа *B*, сначала имитационного

цикла ничтожно мала, тем не менее с течением времени она постоянно возрастает линейным образом (в полном соответствии с заложенным в модель линейным характером процесса достижения окупаемости инвестиций в альтернативную энергетику).

Исследуем вопрос о том, как будет изменяться прибыль нефтегазовой компании при использовании комбинированной инвестиционной стратегии, когда доля инвестиционных ресурсов, направляемых на разработку и внедрение инновационных технологий типа *A* и конвергентных технологий, составляет 80%, а на разработку и внедрение альтернативных технологий – 20% (что равносильно изменению в модели коэффициентов в формулах (2) на 0,8 и 0,2).

Как видно из сравнения графиков, представленных на рис. 1–2, динамика снижения общей прибыли нефтегазовой компании при использовании традиционной и комбинированной инвестиционных стратегий изменяется незначительно. Сохраняются такие общие тенденции, как скачкообразный рост прибыли на 3–5 шаге имитационного цикла, менее заметный скачок между 8–9 шагами и последующий плавный спад. Однако кривая прибыли при использовании комбинированной стратегии несколько более сглаженная – пик прибыли между 3 и 5 шагами имитационного цикла меньше по абсолютному значению, но и падение в конце имитационного цикла также меньше. По сравнению с первоначальными показателями оно составляет 9,6%.

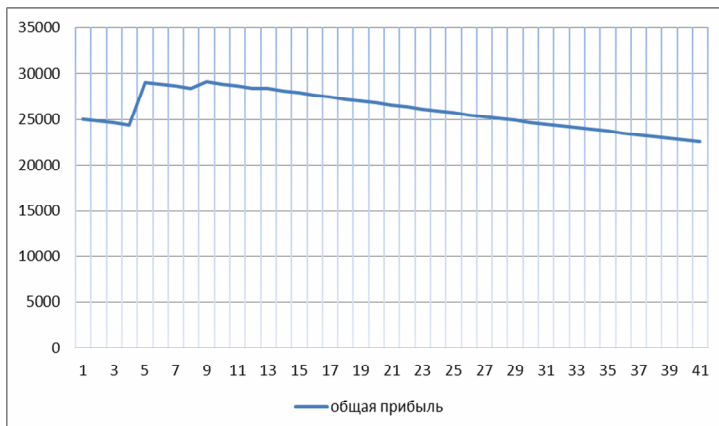


Рис. 2. Динамика снижения прибыли нефтегазовой компании при использовании комбинированной инвестиционной стратегии, $k = 0,1$

Далее проведем исследование динамики прибыли нефтегазовой компании в том случае, если она будет направлять более значительную долю своих инвестиционных ресурсов на разработку и внедрение альтернативных технологий. Назовем стратегию инвестирования, при которой 50% инвестиционных ресурсов направляются на разработку и внедрение альтернативных технологий, альтернативной стратегией инвестирования. При этом коэффициенты в формулах (2) положим по 0,5.

Как видно из графика, представленного на рис. 3, динамика снижения прибыли при использовании альтернативной стратегии инвестирования является еще более гладкой, падение в конце имитационного цикла составляет всего 7,65% от первоначальных значений. Однако если сравнить средние значения прибыли компании при использовании различных инвестиционных стратегий на протяжении имитационного цикла, то средняя прибыль за весь период будет все же больше при использовании традиционной стратегии инвестирования (рис. 4), что достигается, в основном, за счет резкого роста отдачи от инвестиций на первых 10–12 шагах.

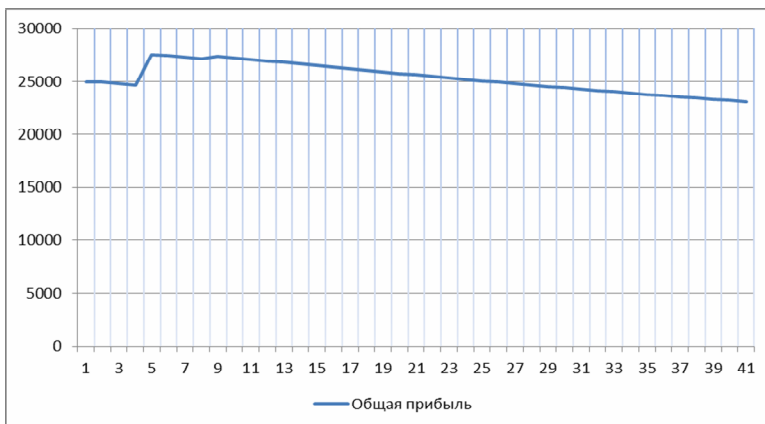


Рис. 3. Динамика снижения прибыли при использовании альтернативной стратегии инвестирования, $k = 0,1$

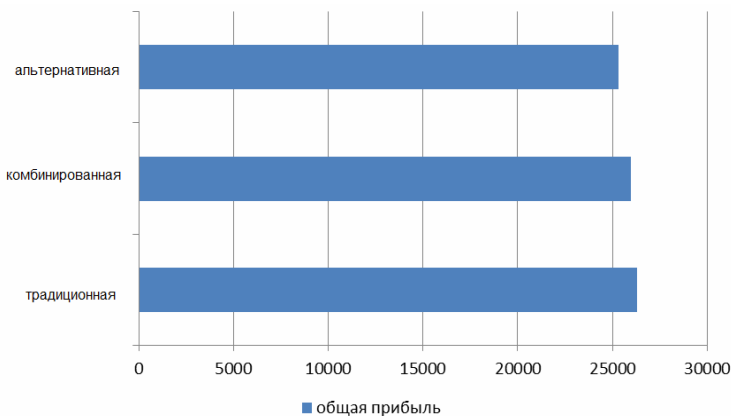


Рис. 4. Сравнение средней за период прибыли компании при использовании различных инвестиционных стратегий

Однако разница в средней прибыли при использовании трех различных видов инвестиционных стратегий невелика: между традиционной и комбинированной стратегией она составляет всего лишь 1%, а между традиционной и альтернативной – 3,5%.

Исследование изменений структуры общей прибыли при использовании альтернативной стратегии инвестирования показывает, что приблизительно на 15-м шаге имитационного цикла

вклад традиционных и альтернативных технологий в общую прибыль компании сравнивается, а начиная с 31-го шага рост прибыли достигается в основном за счет внедрения альтернативных технологий (рис. 5).

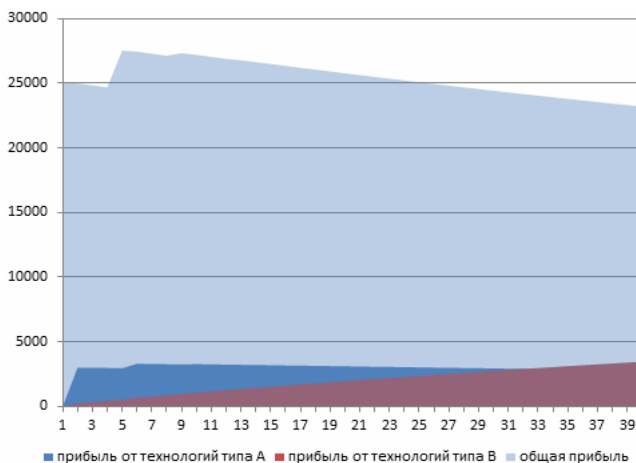


Рис. 5. Структура прибыли при реализации альтернативной стратегии, $k = 0,1$

Следует заметить, что данный результат свидетельствует о правильности калибровки модели и, следовательно, о корректности ее работы, а также о том, что ее можно использовать для построения прогнозов развития компаний.

5. Формирование оптимальной инвестиционной стратегии нефтегазовой компании

Исследуем вопрос о том, как будет изменяться прибыль компании при увеличении коэффициента интенсивности инвестирования. Построим графики, отражающие динамику изменения прибыли компании и ее структуру при использовании традиционной, комбинированной и альтернативной стратегий инвестирования при $k = 0,2$.

Главной отличительной чертой построенных графиков от предыдущего случая с коэффициентом интенсивности инвести-

рования, равным 0,1, является то, что на исследуемом временном горизонте прибыль компании вообще не падает ниже уровня первоначального значения (рис. 6). При использовании традиционной и комбинированной инвестиционной стратегии прибыль компании сначала демонстрирует скачкообразный рост в несколько этапов, объясняемый резким увеличением эффективности используемых технологий на 3–5, 7–9 и 11–13 шагах имитационного цикла. Затем следует плавный спад прибыли, тем не менее ее уровень остается выше первоначальных значений на 34,5% выше при традиционной стратегии и на 37,3% при комбинированной стратегии.

Структура прибыли при использовании традиционной и комбинированной стратегии с коэффициентом интенсивности инвестирования $k = 0,2$ в общих чертах повторяет структуру прибыли при коэффициенте интенсивности инвестирования $k = 0,1$.

А вот использование альтернативной стратегии инвестирования с коэффициентом интенсивности инвестиций $k = 0,2$ уже приводит к качественно иным результатам. Как видно из графика, представленного на рис. 6, прибыль компании в данном случае является возрастающей функцией на протяжении всего имитационного цикла. После скачкообразного роста на 3–5 и 7–9 шагах, еще более сглаженном по сравнению с динамикой изменений прибыли при использовании комбинированной инвестиционной стратегии, прибыль компании на последующих шагах имитационного цикла демонстрирует плавный рост, близкий по характеру к линейному. Общая прибыль компании на последнем шаге возрастает по сравнению с первоначальным значением на 45%.

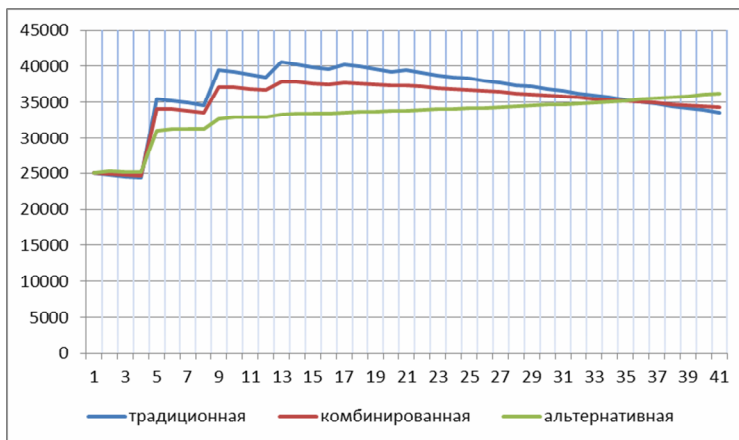


Рис. 6. Сравнительная динамика общей прибыли компании при использовании инвестиционных стратегий различного типа, $k = 0,2$

На диаграмме, отражающей структуру прибыли (рис. 7) можно заметить, что начиная с 15-го шага имитационного цикла основной вклад в рост прибыли вносят альтернативные технологии, а на последних 8–9 шагах они определяют и характер роста прибыли компании.

Однако, несмотря на явную предпочтительность динамики изменений прибыли при альтернативной стратегии инвестирования, средняя прибыль за исследуемый период по-прежнему остается наибольшей при использовании традиционной стратегии инвестирования (рис. 8)

Кроме того, разница в средней прибыли за период при использовании различных типов инвестиционных стратегий с коэффициентом интенсивности $k = 0,2$ уже гораздо больше, чем в случае $k = 0,1$: между традиционной и комбинированной стратегией она составляет 3,1%, а между традиционной и альтернативной – 8,3%.

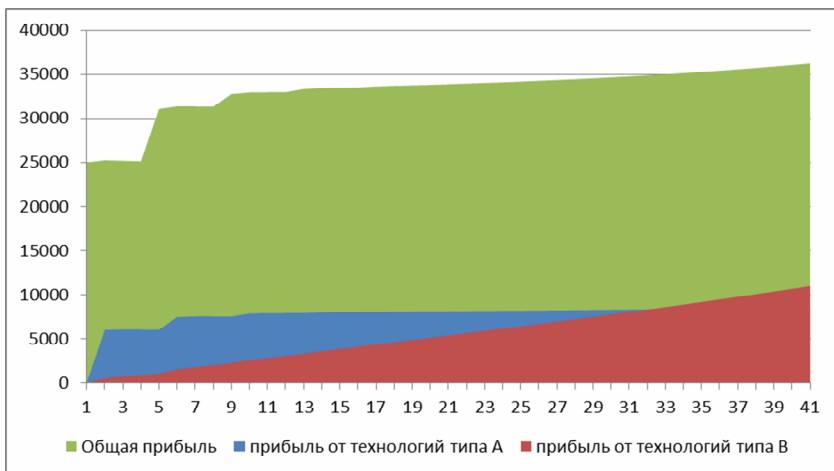


Рис. 7. Структура прибыли при использовании альтернативной инвестиционной стратегии, $k = 0,2$

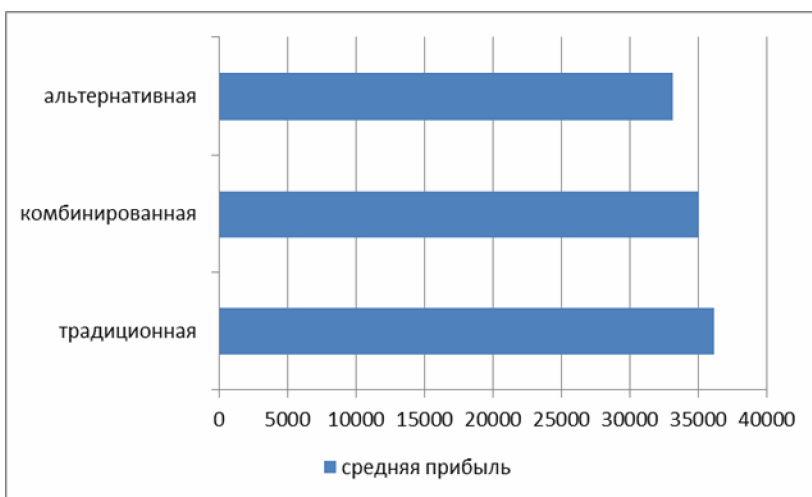


Рис. 8. Сравнение средней за период прибыли компании при использовании различных инвестиционных стратегий, $k = 0,2$

Дальнейшее увеличение коэффициента интенсивности инвестирования приводит к уменьшению выпуклости кривых прибыли при традиционной и комбинированной стратегии

инвестирования и увеличению количества в них скачкообразных участков роста, более резких для традиционной стратегии и менее выраженных для комбинированной стратегии инвестирования. Кривая прибыли, соответствующая альтернативной стратегии, наоборот, становится все более выпуклой вниз, приближаясь по форме к экспоненциальной кривой по мере продвижения к концу периода имитации (рис. 9).

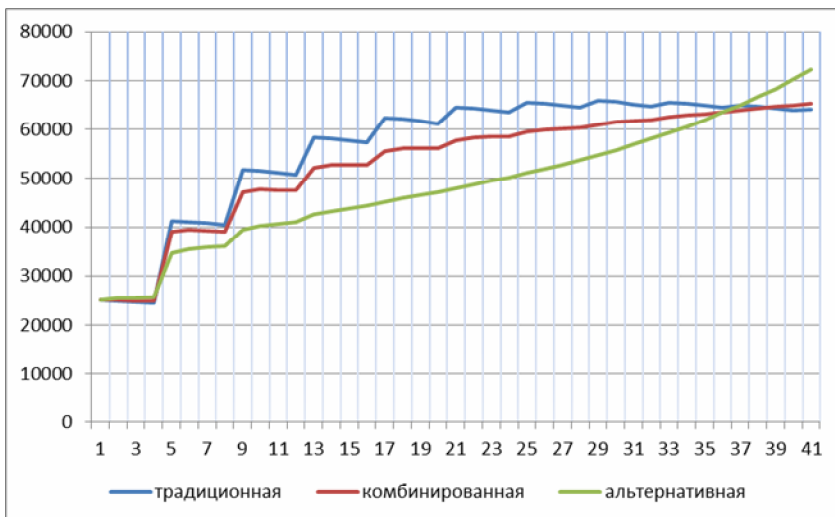


Рис. 9 Сравнительная динамика общей прибыли компании при использовании инвестиционных стратегий различного типа, $k = 0,3$

Что же касается среднего значения прибыли при использовании различных стратегий за весь моделируемый период, то сначала разница между этими величинами увеличивается, а потом, наоборот, сокращается. Так, разница между значениями средней за период прибыли традиционной и комбинированной стратегией при коэффициенте интенсивности инвестирования $k = 0,3$ составляет 5,68%, а между традиционной и альтернативной – более 14%.

При $k = 0,4$ традиционная стратегия превосходит комбинированную по среднему значению прибыли за период на 7,8%, а альтернативную – почти на 17,5%.

При коэффициенте интенсивности инвестирования $k = 0,5$ разница между значениями средней за период прибыли традиционной и комбинированной стратегией составляет 5,9%, а между традиционной и альтернативной – 7,5%. С увеличением коэффициента интенсивности инвестиций до 0,6 среднее значение прибыли за период при традиционной стратегии инвестирования уступает аналогичному показателю при комбинированной стратегии на 2,5%, а при альтернативной стратегии – аж на 35% (благодаря росту отдачи от технологий типа *B*, близкому к экспоненциальному) (рис. 10).

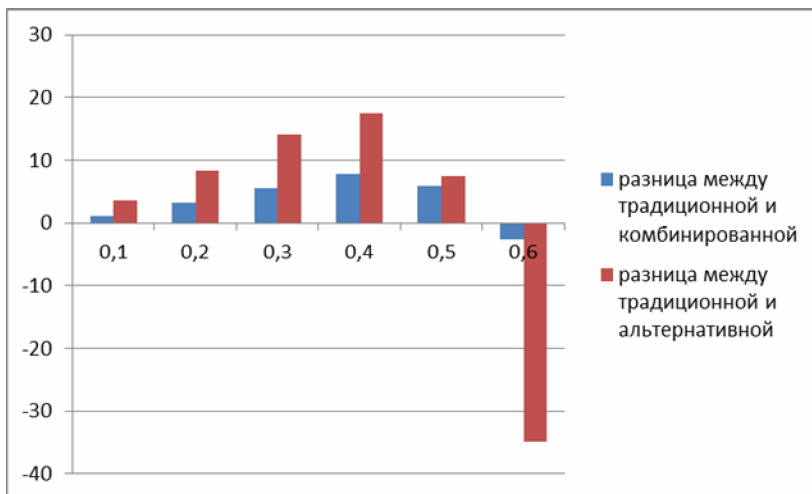


Рис. 10. Разница в значениях средней за период прибыли между традиционной, комбинированной и альтернативной стратегиями

Данный результат объясняется тем, что с увеличением количества инвестиционных ресурсов, вложенных на первоначальных стадиях имитационного цикла, экономическая отдача от них многократно возрастает быстрыми темпами и позволяет вкладывать все больше средств как в технологии типа *A*, так и в

технологии типа *B* на последующих стадиях имитационного цикла.

Полученные прогнозные результаты могут быть использованы нефтегазовыми компаниями при разработке инвестиционной стратегии. Зная долю прибыли, которая направляется на инвестиции в разработку и внедрение инновационных технологий типа *A* и *B*, компания может подобрать для себя оптимальную по динамике или по среднему значению прибыли инвестиционную стратегию. И, наоборот, выбрав определенную инвестиционную стратегию, компания может определить оптимальный коэффициент интенсивности инвестирования в разработку и внедрение инновационных технологий, позволяющий достичь нужной динамики прибыли и ее среднего за период значения.

6. Выбор временного интервала для смены инвестиционной стратегии

Анализ динамики прибыли компании при использовании различных стратегий инвестирования позволяет выдвинуть следующее предположение: добиться максимальных значений средней за период прибыли компании возможно путем смены инвестиционной стратегии от традиционной или комбинированной к альтернативной на определенном шаге имитационного цикла. При этом номер шага не должен быть слишком маленьким – чтобы позволить компании получить максимальную отдачу от вложений в инновационные технологии типа *A* (скачкообразный рост прибыли между 3–5 и 7–9 шагами имитационного цикла), и не слишком большим, чтобы успеть во время перестроиться на все более эффективные альтернативные технологии.

Проверим данное предположение, вводя в модель (1)–(5) в качестве экзогенного параметра номер шага, на котором происходит смена инвестиционных стратегий, и возможность повторного выбора инвестиционной стратегии после данного шага.

Как видно из графика, представленного на рис. 11 смена инвестиционной стратегии на альтернативную раньше 15 шага имитационного цикла не дает компании выигрыша по показате-

лю средней прибыли за рассматриваемый период. Более того, ранняя смена инвестиционной стратегии приводит к небольшому проигрышу по показателю среднего значения прибыли, который составляет приблизительно 1,7% при коэффициенте интенсивности инвестирования 0,1. Очевидно, это объясняется тем, что окупаемость альтернативных технологий в предположениях, на основе которых построена модель, достигается только через 15 лет после начала инвестиционного процесса. Смена инвестиционной стратегии на 25–35 шагах имитационного цикла дает наилучший результат по средней за период прибыли (выигрыш в 1,4%). Более поздний переход к альтернативной стратегии инвестирования также уменьшает среднюю прибыль компании.

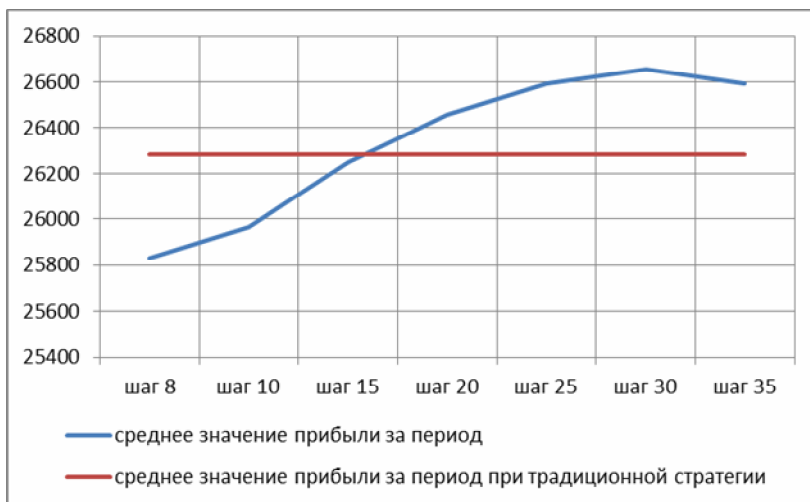


Рис. 11. Сравнение средних за период значений прибыли при традиционной стратегии и при переходе от традиционной к альтернативной стратегии, $k = 0,1$

Независимо от номера шага, на котором происходит смена инвестиционной стратегии, первые несколько лет наблюдается резкий скачок общей прибыли компании. Это связано с тем, что компания практически сразу после смены стратегии начинает получать более заметную прибыль от инвестиций в технологии

типа B , продолжая также в течение нескольких лет получать прибыль от инвестиций в технологии типа B , сделанные в предыдущие годы. Поэтому чем выше к данному периоду времени рентабельность технологий типа B , тем более резкий скачок прибыли наблюдается.

При увеличении значения коэффициента инвестирования общая картина перехода от традиционной стратегии к альтернативной в зависимости от шага имитационного цикла становится еще более выраженной (рис. 12)

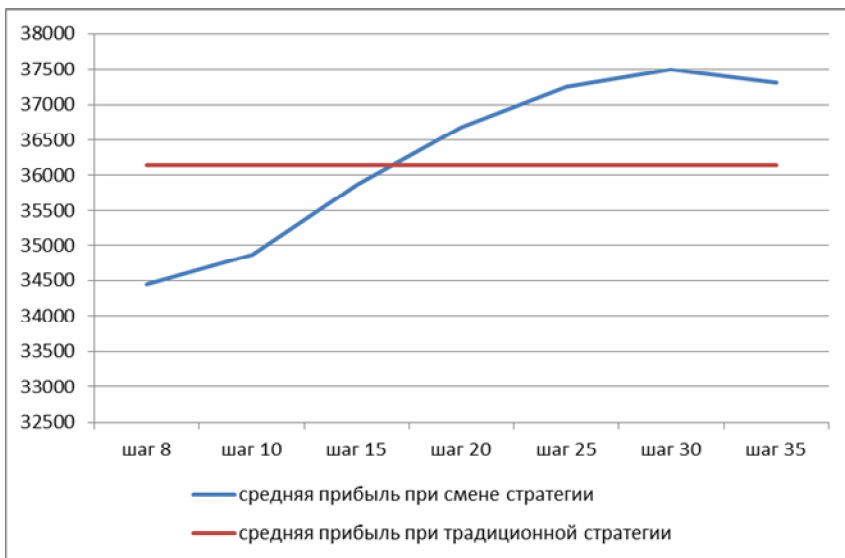


Рис. 12. Сравнение средних за период значений прибыли при традиционной стратегии и при переходе от традиционной к альтернативной стратегии, $k = 0,2$

Слишком ранний (значительно раньше 15-го шага) или слишком поздний переход (позже 30-го шага) к альтернативной стратегии приводит к еще более существенной потере в средней прибыли компании. Так, разница значений средней прибыли при традиционной стратегии и стратегии, включающий переход к альтернативной на 8-м шаге, дает проигрыш в 4,7%. Переход

на 30-м шаге дает выигрыш по сравнению с традиционной стратегией в 3,7%.

Анализ структуры прибыли позволяет определить причины возникновения более существенных отличий в значениях средней прибыли при том или ином выборе точки смены инвестиционных стратегий. Более интенсивные вложения в технологии типа *A* и конвергентные технологии приносят более значимые результаты, которые определяют скачкообразный рост общей прибыли компании не только на 3–5 и 7–9 шагах имитационного цикла, но и на более поздних. Поэтому при переходе к альтернативной инвестиционной стратегии ранее 15-го шага, компания несет более ощутимые потери от недоинвестирования в технологии типа *A*, которые все еще являются рентабельными.

Переход к альтернативной инвестиционной стратегии сначала также вызывает резкий скачок общей прибыли в силу того, что компания на протяжении нескольких лет получает прибыль от вложений в технологии типа *A*, сделанных тремя годами ранее, и одновременно получает не столь значительную, но все же прибыль от вложений в технологии типа *B*, рентабельность которых из года в год возрастает линейным образом.

При коэффициенте интенсивности инвестирования $k = 0,3$ разница при раннем переходе в альтернативной инвестиционной стратегии составляет 8,7% от среднего значения прибыли за имитационный цикл (проигрыш), а при оптимальном (30-й шаг имитационного цикла) – 9,7% (выигрыш).

Дальнейшее увеличение значения коэффициента интенсивности инвестирования приводит к результатам, аналогичным полученным в предыдущем параграфе – «цена» принятия неверного решения относительно выбора инвестиционной стратегии резко возрастает. Так, при коэффициенте интенсивности инвестирования, равном 0,4, проигрыш при слишком раннем переходе (на 8-м шаге имитационного цикла) к альтернативной стратегии инвестирования составляет более 10% от среднего значения прибыли за весь имитационный цикл, а выигрыш в случае оптимального времени перехода (25–30 шаг имитационного цикла) составляет 26,5%.

При значении коэффициента интенсивности инвестирования $k = 0,5$ оптимальное время перехода к альтернативной

инвестиционной стратегии достаточно резко смещается ближе к началу имитационного цикла. Так, результаты моделирования 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-м шаге имитационного цикла. Переход к альтернативной стратегии позднее 8-го шага приводит к резкому увеличению потери в значениях средней прибыли. Так, если на 8-м шаге эти потери составляют 6,3% от значения средней прибыли, то на 30-м шаге (который при более низких значениях коэффициента интенсивности инвестирования был признан оптимальным), эти потери составят уже более 68%.

7. Заключение

По результатам проведенного имитационного моделирования можно сделать следующие выводы:

1. В условиях сохранения существующих тенденций в развитии технологий типа *A* и типа *B* (текущей рентабельности, линейной динамики выхода технологий типа *B* на уровень рентабельности традиционных технологий и т.д.) чем большую долю инвестиционных ресурсов компания направляет на развитие технологий типа *B*, 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 *A*, 50% на развитие технологий типа *B*) является еще 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 цикла показывает, что средняя прибыль за весь период наибольшая при использовании традиционной стратегии инвестирования, что достигается в основном за счет резкого роста отдачи от инвестиций в технологии типа *A* и

конвергентные технологии на первых 10–12 шагах имитационного цикла.

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 *B* равна половине от всех инвестиционных ресурсов, прибыль является возрастающей функцией на протяжении всего имитационного периода. После скачкообразного роста на 3–5 и 7–9 шагах имитационного цикла прибыль компании на последующих имитационных циклах демонстрирует плавный рост, близкий по характеру к линейному. Общая прибыль компании на последнем шаге имитационного цикла 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 путем смены инвестиционной стратегии от традиционной или комбинированной к альтернативной на определенном 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 периода. 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-м шаге имитационного периода. Переход к альтернативной стратегии позднее 8-го шага приво-

дит к резкому увеличению потери в значениях средней прибыли.

Литература

1. АХБЮДЖА Х. *Сетевые методы в проектировании и производстве*. – М.: Наука, 1979. – 640 с.
2. ГРИБОВА Е.Н., НИЖЕГОРОДЦЕВ Р.М. *Управление развитием территорий: имитационное моделирование катастроф и преодоления их последствий* // Управление большими системами: Сб. трудов мол.уч. / Под общ. ред. Д.А. Новикова. – 2003. – №5. – С. 21–34.
3. ДЕМКИН И.В. *Управление инновационным риском на основе имитационного моделирования* // Проблемы анализа риска. – 2005. – Т.2, №3. – С. 249–273.
4. ДЕМКИН И.В., ПЕРЦЕВ Д.В. *Метод оценки интерпретированного риска портфеля инновационных проектов* // Проблемы управления. – 2009. – №3 – С. 54–60.
5. КЛЕЙНЕР Г.Б. *Микроэкономика знаний в свете системной парадигмы* // Инновационное развитие: экономика, интеллектуальные ресурсы, управление знаниями / Под ред. Б.З. Мильнера. – М.: ИНФРА-М, 2010. – С. 624 .
6. НИЖЕГОРОДЦЕВ Р.М., ГРИБОВА Е.Н., ЗАНЬКОВА Л.П., ХАТЬКО А.Ю. *Нелинейные методы прогнозирования экономической динамики региона*. – Харьков: ИД «Инжэк», 2008. – 320 с.
7. 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 – С. 2–10.
8. СУХАРЕВ О.С. *Экономика технологического развития*. – М.: Финансы и статистика, 2008 – 480 с.
9. BETTER M., GLOVER F. *Selecting project portfolios by optimizing simulations* // The Engineering Economist. – 2007. – №51. – P. 81–97.
10. FORRESTER J. *Industrial Dynamics*. – Cambridge, MA: MIT Press, 1961. – 464 p.

11. *The Wind Energy Industry in Germany*. Issue 2010/2011. – Berlin: Germany Trade and Invest, 2010. – 16 p.

DEVELOPMENT OF OIL&GAS COMPANIES IN SITUATION OF “TECHNOLOGICAL GAP”

Svetlana Ratner, Institute of Control Science, RAS, Moscow, Doctor of Science (lanarat@mail.ru).

Valery Michaylov, Kuban State University, Krasnodar, graduate student (michalovval25@mail.ru).

Abstract: We suggest a simulation model for choosing a strategic direction of oil&gas company development under a scenario of gradual displacement of traditional energy generation technologies with innovative renewable energy sources. We use this model to investigate influence of innovations intensity and details of funds distribution on company income.

Key words: energy company, technological complexity, clean energy, diversification, simulation model.

Статья представлена к публикации членом редакционной коллегии Р. М. Нижегородцевым