

УДК 338.2

© 2010 г. ЕЛИСЕЕВА О. А., ЛУКЪЯНОВ А. С., ТАРАСОВ А. Э.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ И АНАЛИЗ РИСКОВ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Газовая отрасль России будет развиваться при сохранении имеющихся и появлении новых рисков, обусловленных мировым финансовым кризисом, возросшей неопределенностью оценок мировых цен с нарушением баланса интересов производителей и потребителей газа, угрозой потери конкурентоспособности российского газа на внешних рынках. В этих условиях при выборе стратегии развития отрасли и ее производственно-финансовой программы необходим риск-анализ оптимальных решений. Излагаются особенности проведения и результаты риск-анализа стратегических решений, обеспечивающие повышение устойчивости и эффективности развития газовой отрасли в условиях неопределенности внешних и внутренних факторов.

Введение. Энергетической стратегией России на период до 2030 г. (ЭС-30 одобрена Правительством РФ 27.08.2009 г.) в качестве стратегических целей развития газовой отрасли определены:

- стабильное, бесперебойное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на газ;
- развитие единой системы газоснабжения и ее расширение на Восток России, усиление на этой основе интеграции регионов страны;
- совершенствование организационной структуры газовой отрасли в целях повышения экономических результатов ее деятельности и формирование либерализованного рынка газа;
- обеспечение стабильных поступлений в доходную часть консолидированного бюджета страны в соответствии со значением энергетического сектора в формировании валового внутреннего продукта и экспорта на заданном временном этапе государственной энергетической политики.

Для достижения этих целей объем ресурсов газа в России должен возрасти от 698 млрд м³ в 2008 г. до 871–905 млрд м³ к концу второго этапа перспективного периода и до 954–1009 млрд м³ – к 2030 г. При этом добыча газа должна возрасти от 664 млрд м³ до 803–837 млрд м³ и 885–940 млрд м³ по обозначенным периодам соответственно, т.е. в 1,4–1,5 раза по сравнению с уровнем 2008 г.

В перспективе должно измениться территориальное размещение газодобычи. Поскольку выработка газовых месторождений происходит сравнительно быстро (25–35 лет по первоначальной площади), то к 2030 г. могут практически прекратить существование как объекты добычи главные на сегодняшний день месторождения отрасли: Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское, до минимума снизится добыча на Уренгойском месторождении, в два раза – на Заполярном, на 70% – на Ямбургском.

Компенсировать падение на истощающихся месторождениях и обеспечить намечаемый рост добычи в целом по отрасли возможно только, реализовав комплекс мероприятий по вводу новых месторождений, строительству системы газопроводов, хранения и переработки газа.

Стоящие перед отраслью задачи по надежному обеспечению выходящей из кризиса экономики России и экспорту газа потребуют значительных усилий по развитию отрасли и реализации огромных инвестиций. Объем капиталовложений в развитие газовой промышленности в ЭС-30 оценивается за период 2009–2030 гг. в 565–590 млрд долл.

В этой связи разработка эффективной производственно-финансовой программы отрасли с обоснованием важнейших стратегических решений по ее реализации становится в ряд национальных проектов.

Учет рисков развития газовой отрасли при формировании производственно-финансовых программ развития

Мировой кризис прервал в 2009 г. растущую траекторию развития газовой отрасли России. Сокращение спроса на газ на внутреннем и внешнем рынках и снижение цен вносит существенные коррективы в намеченные планы по развитию отрасли. Происходит перестройка всей экономики России, а широка и многосторонний характер кризиса затрудняет количественные оценки показателей развития отрасли в перспективе. Возрастает неопределенность оценок будущего развития газовой отрасли и компаний.

Сохраняются и усугубляются сложившиеся риски развития газовой отрасли и появляются новые:

- падение добычи на уникальных разрабатываемых месторождениях в Тюменской и Оренбургской обл. требует вовлечения в эксплуатацию более дорогих ресурсов газа, удаленных от развитой газовой инфраструктуры, залегающих на большой глубине;

- риск ухудшения ресурсной базы в части высокой вырабатываемости крупных запасов метанового газа в Западной Сибири и увеличения доли в извлекаемых запасах “жирного” газа с большим содержанием этана, пропана, бутанов, углекислого газа и других компонентов, в т.ч. гелия. Это требует развития газопереработки и соответствующей инфраструктуры;

- высокая неопределенность в оценках мировых цен на топливно-энергетические ресурсы в перспективе. Оценки уровня цен на нефть и газ и спроса на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) ведущими мировыми агентствами (Международное Энергетическое агентство, Cambridge Energy Research Associates, Департамент энергетики США и др.) разнятся многократно — от ожидания снижения цены на нефть до 23 долл./барр. и роста до 200 долл./барр. Соответствующий разброс имеется и в оценках уровня цен на газ из-за индексации их по нефти;

- замедляется процесс либерализации внутреннего рынка газа, задерживается развитие конкурентного сегмента рынка газа (даже малообъемные биржевые торги газом в течение 2009 г. не проводились) и провозглашенный Правительством переход на принцип формирования внутренних цен по равнодоходности с ценами на европейском рынке;

- нарушение баланса интересов производителей и потребителей газа в части отставания спроса на газ от запланированных темпов на внутреннем рынке и за рубежом (вплоть до недобора объемов по контрактам);

- создание избыточных производственных мощностей и омертвление инвестиций вследствие неподтвержденного прогноза спроса на газ и незапланированного падения добычи на действующих месторождениях, что ведет к недозагрузке газотранспортных мощностей. Этот вид рисков вытекает из предыдущего;

- появление дефицита газа на внутреннем рынке из-за увеличения спроса на газ по сравнению с запланированными уровнями, вследствие недостаточного внедрения энергосберегающих мероприятий и технологий и замещения газа другими энергоресурсами. Высокая инерционность газовой отрасли не позволяет за короткий срок резко увеличить и изменить состав производственных мощностей;

- длительный период низких цен на газ сокращает инвестиционные возможности отрасли и перспективы реализации высоко капиталоемких газовых проектов;

– сокращение из-за мирового кризиса возможностей привлечения внешних заимствований для инвестиций в российскую газовую отрасль ставит под угрозу реализацию новых капиталоемких проектов;

– низкая эффективность геологоразведочных работ в новых регионах;

– развитие новых проектов добычи и поставок более дешевого газа на рынки Западной Европы из Северной Европы, Африки, Ближнего Востока, Закавказья и Средней Азии создают условия для превышения предложения над спросом, падения цен на газ, появляется угроза потери конкурентоспособности российского газа на внешних рынках.

Высокие риски развития газовой отрасли, особенно в условиях кризиса и последующей рецессии экономики, приводят к тому, что численная оценка индикаторов развития, данная в ЭС-30, к настоящему времени не отражает возможных параметров развития газовой промышленности на отмеченных этапах перспективного периода (при том, что обозначенные цели развития отрасли сохраняются).

В ИНЭИ РАН разработан и применяется математический аппарат, который позволяет оперативно при изменении внешних факторов развития (уровня спроса и цен на газ) выбрать инвестиционную стратегию газовой отрасли либо отдельных газодобывающих компаний, и сформировать динамику добычи газа и развития транспортной сети, при которых:

– будет обеспечен спрос внутреннего рынка, выполнены обязательства по экспорту газа;

– будут выполнены все финансовые обязательства отрасли (компаний) перед кредиторами, государством и акционерами;

– сохранится финансовая устойчивость и инвестиционная привлекательность отрасли (компаний).

Постановка задачи формирования оптимальной производственно-финансовой программы развития газовой отрасли максимизирует при заданном спросе и ценах газа по 26 регионам страны и его экспорте на европейский и азиатский рынки чистый дисконтированный доход отрасли за весь рассматриваемый период при условии выполнения всех производственно-технологических и заданного набора критериальных ограничений.

Инструментарий для формирования производственно-инвестиционной программы развития газовой отрасли

Оптимизационная линейная динамическая модель, описывающая развитие газовой отрасли, ОАО “Газпром” и независимых производителей газа до 2030 г. (далее Омо “Газ”), решает задачи оценки сравнительной эффективности различных инвестиционных программ отрасли (компаний) и стратегических решений по развитию отрасли. Модельные расчеты достаточно адекватно отражают производственную и финансовую специфику ОАО “Газпром” и независимых компаний, направления их развития и условия взаимодействия в течение длительного перспективного периода, условия работы на внешних и внутреннем газовых рынках с учетом импорта газа и оказания транспортных услуг.

Структурно Омо “Газ” содержит:

– производственный блок, описывающий технологические и ресурсные ограничения, динамические и технологические взаимосвязи в процессе основных сфер деятельности компаний газовой отрасли;

– финансовый блок, в котором моделируется движение финансовых потоков, отражается динамика доходов, расходов, финансового баланса, активов газовой отрасли и компаний, собственного и заемного капитала. Все составляющие финансового баланса являются переменными модели и автоматически пересчитываются при варьировании производственных показателей и цен на магистральный и сжиженный газ;

– рейтинговый блок, в котором отражено влияние производственно-финансовых решений на такие показатели как доходность активов; собственных средств; инвести-

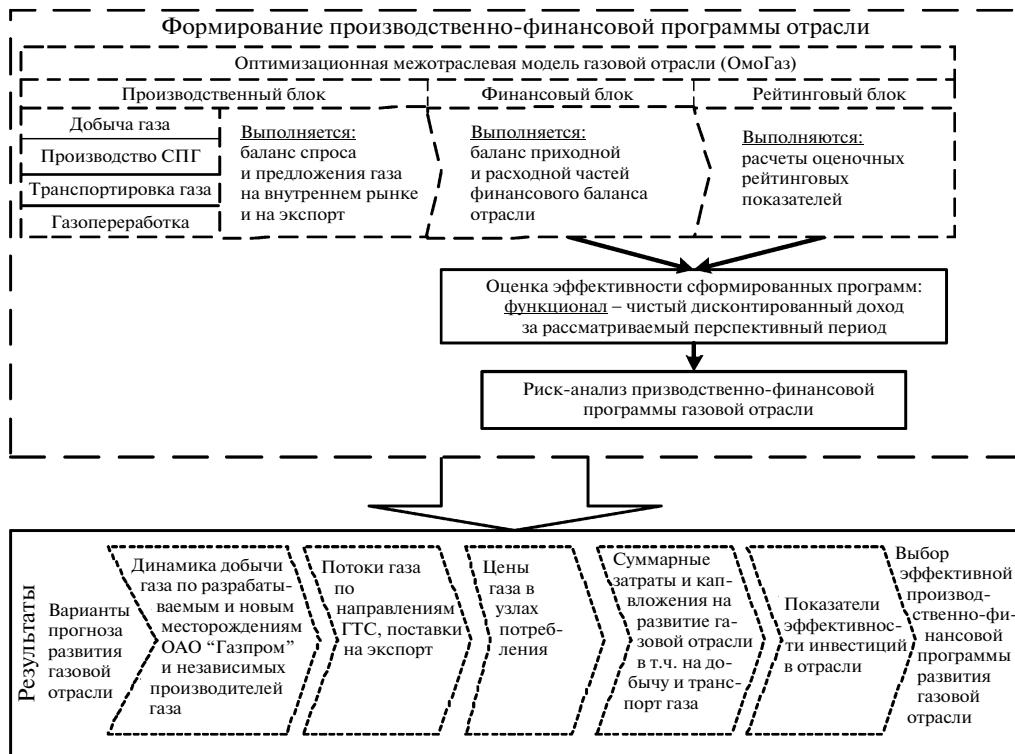


Рис. 1. Схема формирования и оценки эффективности производственно-финансовой программы газовой отрасли России

ций; показатели финансовой устойчивости; количественные оценки капитализированной стоимости и инвестиционной привлекательности компаний. Ограничениями в этом блоке служат критические значения рейтинговых показателей, за пределами которых компании отрасли ожидает банкротство. Этот блок играет роль критериальных требований.

Содержание модели постоянно усложняется, отражая происходящие изменения в развитии отрасли и газовом бизнесе [1, 2]. Так, для анализа перспектив развития производства сжиженного природного газа (СПГ) в модель был введен блок его производства, для перспектив по переработке газа – блок газопереработки. Соответствующими оценками был расширен финансовый блок.

В настоящее время в Омо “Газ” учитываются следующие сферы деятельности газовых компаний: подготовка запасов газа, добыча газа и конденсата, производство сжиженного природного газа, переработка газа и конденсата, транспорт сетевого и сжиженного газа; а также конденсата и продуктов газопереработки, продажа газа, конденсата и продуктов газопереработки на внутреннем и внешних рынках; закупки газа на внутреннем и внешних рынках, финансовое обеспечение производственной деятельности газовых компаний. Схема модели и получаемые результаты приведены на рис. 1.

Омо “Газ” как современный экономико-математический инструмент формирования и оценки эффективности оптимальных производственно-инвестиционных программ долгосрочного развития газовой отрасли удовлетворяет следующим требованиям.

– Субъектами моделирования являются ОАО “Газпром” и независимые производители газа (НПГ) с отражением условий их взаимодействия.

– Структурной основой модели служит совокупность балансов: запасов газа всего и с разбивкой по месторождениям, регионам и компаниям; добычи, импорта, переработки, сжижения, транспортировки и поставок потребителям газа, включая экспортные и транзитные поставки, всего и не менее чем по 20 узлам магистральной газотранспортной сети;

добычи и производства конденсата и продуктов газопереработки;

финансовые балансы с учетом собственных и привлекаемых ресурсов и их распределением между инвестиционными и текущими нуждами, включая дивидендную политику и налоговые выплаты – всего по отрасли и по компаниям.

– В состав целевых (критериальных) ограничений включены предельные (критические) значения рейтинговых индикаторов и показателей, отражающих финансовую устойчивость и инвестиционную привлекательность газовых компаний.

– Оптимальные решения формируются в рамках задачи линейного программирования с привлечением любого из заданного набора динамических критериев (ограничений), в частности, суммарных за период отраслевых инвестиций, темпа роста средних цен внутреннего рынка газа за период, а также среднеотраслевого уровня капитализации компаний за рассматриваемый прогнозный период. Состав этого списка уточняется в процессе исследований.

Совместное (в одной модели) рассмотрение всех производственных предложений и финансовых возможностей компании и факторов (внутренних и внешних), влияющих на эффективность их реализации, обеспечивает комплексную оптимизацию производственных и финансовых программ отрасли и составляющих ее газовых компаний с выбором технологически реализуемых и экономически оправданных вариантов развития добычи, сжижения, переработки и транспорта сетевого и сжиженного газа и расчетом финансового состояния отрасли и газовых компаний.

Главные особенности модели, позволяющие использовать ее как базовый инструмент в задачах оптимизации перспективных направлений развития газовой отрасли, следующие:

– модель динамическая и ориентирована на отдаленную перспективу. Она обеспечивает за счет описания (по годам до 2020 г. и по пятилеткам до 2030 г.) производственного и финансового развития ОАО “Газпром” и НПП, информационную и концептуальную преемственность стратегических решений на отдаленную перспективу (до 2020–2030 гг.) с детализированной программой развития на ближайший период;

– модель может быть приспособлена к изменению сценария, фиксированию программ и управляющих решений, включению и отключению ограничений, смене модификации модели с помощью добавления новых ограничений, новых управлений, новых блоков.

Набор исходной информации (модификация модели) изменяется в зависимости от цели исследования – может рассматриваться отрасль в целом, отдельная компания, часть отрасли в пределах ЕСГ или развитие только на востоке страны.

Вся работа с моделью осуществляется в среде Excel пакета Microsoft Office, с использованием всего арсенала доступных в этой программе средств. Только решение задач линейного программирования осуществляется с помощью специализированного пакета программ. Связь между Excel и пакетом программ линейного программирования производится через файлы и тоже автоматизирована.

Омо “Газ” позволяет:

1. Определить эффективные, по критериям экономической (народнохозяйственной) и коммерческой (корпоративной) эффективности, объемы добычи газа по России в целом, компаниям и нефтегазовым районам. При этом учитывается состояние и заданная динамика объемов и производственно-экономических показателей освоения разведанных запасов газа, возможности научно-технического прогресса в подготовке запасов и разработке месторождений газа;

2. Оценить размеры экспорта и импорта газа при заданных ценовых параметрах и емкости внешних рынков.

3. Оценить размеры инвестиций по основным производственным сферам газовой отрасли с разбивкой по отдельным проектам и компаниям.

4. Построить финансовые балансы газовой отрасли России и ведущих компаний в зависимости от внешних (регулирование, налогообложение, уровень цен) факторов, а также производственной, инвестиционной и кредитной активности компаний.

5. Оценить риск инвестиционной программы как отдельной газовой компании так и отрасли в целом и способы управления риском.

6. Определить устойчивость выбранной стратегии развития отдельных компаний и отрасли в целом.

7. Определить оптимальные варианты развития сети магистральных газопроводов.

8. Определить оптимальные варианты строительства заводов по переработке и сжиганию газа.

Краткая характеристика сформированных на “Омо Газ” производственно-финансовых программ развития газовой отрасли

Использование модели Омо “Газ” позволило скорректировать прогнозы развития газовой отрасли исходя из сложившихся к концу 2009 г. оценок внешних факторов развития, – темпов преодоления кризиса, уровней мировых цен на нефть и газ на внешних и внутренних рынках.

Расчеты проводились для скорректированных с учетом кризиса умеренного и инновационного вариантов социально-экономического развития России. Уточненный инновационный вариант предполагает преодоление спада и получение прироста ВВП уже в 2010 г. с выходом к 2015 г. на темпы роста (но не на уровни) экономики, соответствующие заложенным в “Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации”, утвержденной Правительством РФ в ноябре 2008 г. Умеренный вариант предполагает выход экономики на динамику инновационного развития лишь к 2020 г.

Вследствие присущей ценам на нефть высокой неопределенности изменились оценки величины и динамики цен на основные энергоносители. Так, Минэкономразвития России (МЭР) в вариантах прогноза социально-экономического развития России на 2009–2011 гг. увеличивал оценку цены на нефть Urals в 2009 г. с 41 до 54 долл./барр., по факту она составила ~70 долл./барр. [3, 4].

За основу в наших расчетах принят прогноз цен на нефть МЭР от июля 2009 г. (одобренный Правительством РФ), где намечается рост среднегодовой цены барреля нефти Urals к 2010 г. до 55 долл./барр. в умеренном и 60 долл./барр. (в постоянных долларах 2007 г.), в инновационном сценариях. В дальнейшей перспективе также предполагается рост цен на нефть, но разными темпами – к 2020 г. в 1,2–1,3 раза (до 66–75 долл./барр.), к 2030 г. – в 1,4–1,5 раза к уровню 2010 г. (до 73–86 долл./барр.). Тогда, исходя из установившегося соотношения в ценах, рост расчетной цены 1000 м³ сетевого российского газа на границе со странами Европейского Союза прогнозирует-ся с 215–225 долл./тыс.м³ в 2010 г. до 300–342 долл./тыс.м³.

При формировании цен на природный газ в России реласлась задача обеспечения самодостаточности внутреннего рынка газа через переход к равной доходности его поставок на внутренний рынок и на экспорт. Внутренние цены на газ будут стремиться к соответствию (но не равенству) ценам на оптовых рынках Центральной Европы за вычетом удельных платежей (включая таможенные) за транспортировку газа на экспорт из того или иного района страны. Принятые Правительством РФ в 2007 г. сроки введения равнодоходных цен с учетом кризиса отодвигаются к 2014 г. [5]. К 2020 г. цена на газ на внутреннем рынке увеличится по сравнению с уровнем регулируемых цен 2010 г. в два раза, к 2030 г. – в 2,5–2,6 раза (до 190–205 долл./1000 м³) (рис. 2).

Перспективы развития отраслей экономики по сценариям развития экономики и прогнозируемые уровни цен на ТЭР позволили в результате многовариантной имитации рыночных равновесий спроса и предложения основных видов ТЭР на внутреннем и внешних рынках энергоресурсов определить рациональные объемы потребления и

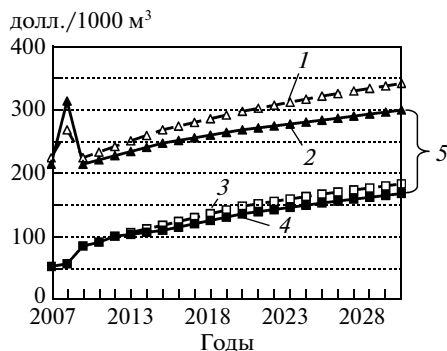


Рис. 2. Прогноз цен на газ на внутреннем и внешнем рынках, долл./1000 м³: 1 – цена на газ на границе ЕС, инновационный вариант; 2 – цена на газ на границе ЕС, умеренный вариант; 3 – цена на газ в РФ, инновационный вариант; 4 – цена на газ в РФ, умеренный вариант; 5 – зона затрат на транспорт и таможенные пошлины

добычи топлива по видам, в т.ч. газа. Рациональные уровни добычи газа на 2030 г. были оценены в 840 млрд м³ для умеренного сценария развития и 884 млрд м³ – для инновационного. Таким образом, намечаемые ЭС-30 уровни добычи газа по инновационному сценарию представляются завышенными на всем временном периоде.

В рассчитанной производственно-инвестиционной программе развития отрасли учитывается сложное финансовое положение текущих кризисных и ближайших посткризисных лет (2009–2011 гг.), когда ограничивается возможность привлечения дополнительных средств, цены на газ на внутреннем рынке регулируются государством и темпы их роста не обеспечивают роста доходности газовых компаний. Недостаток источников финансирования обуславливает задержку ввода в разработку Бованенковского месторождения на Ямале – в умеренном варианте до 2015 г., в инновационном – до 2014 г. Соответственно, задерживается строительство газопровода от Ямала до Ухты. На 2015 г. откладывается ввод в разработку месторождений в другом новом регионе освоения – акватории Обско-Тазовских губ. Из крупных проектов в Тюменской обл. до 2015 г. прогнозируется выход на проектный уровень добычи Южно-Русского месторождения, ввод новых блоков на Юрхаровском месторождении компании НОВАТЭК, а также рост добычи попутного нефтяного газа за счет увеличения до 95% утилизации выходящих с нефтью ресурсов ПНГ.

В Европейской части страны в инновационном варианте прогнозируется ввод Штокмановского месторождения не ранее 2015 г., в умеренном варианте определена целесообразность ввода месторождения после 2015 г. Ожидается начало реализации компанией ЛУКОЙЛ нового проекта на шельфе Каспийского моря с первоочередным вводом месторождения им. Ю.Корчагина, и уже к 2015 г. освоение других подготовленных месторождений с уровнем добычи 14–20 млрд м³.

На Дальнем Востоке до 2015 г. прогнозируется только наращивание добычи на действующих сахалинских проектах и выход завода по производству СПГ на “Сахалине-2” на проектную мощность в 9,6 млн т или 13,6 млрд м³ по входящему сырью.

После 2015 г. прогнозируется интенсивное развитие всех новых проектов, без этого невозможно компенсировать падение уровней добычи газа на разрабатываемых месторождениях и нарастить объемы по стране в целом. На п-ове Ямал на Бованенковском месторождении необходимо довести добычу до 140 млрд м³, ввести в разработку Харасавэйское (до 32 млрд м³), в инновационном варианте – Крузенштернское месторождения; сформировать новый газодобывающий район в акватории Обско-Тазовских губ; ввести новые месторождения ОАО “ЛУКОЙЛ” в Большехетской впадине ЯНАО и на шельфе Каспийского моря; реализовать Штокмановский проект со строительством завода по СПГ (с учетом изменения сроков ввода в разработку месторождения).

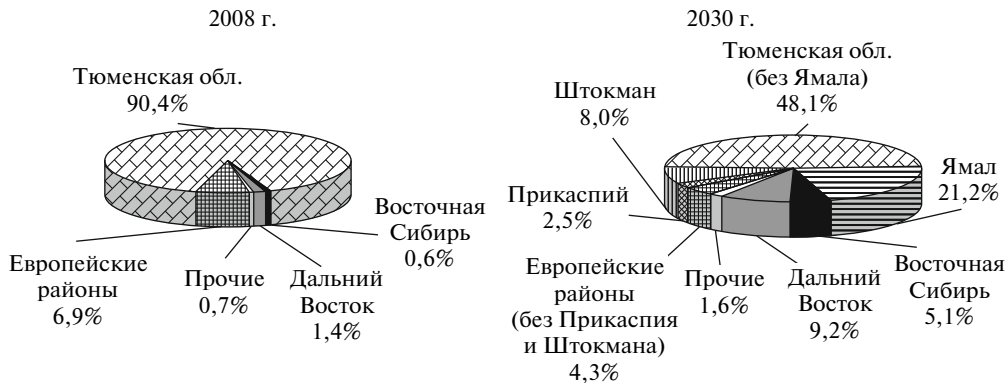


Рис. 3. Динамика объемов и региональной структуры добычи газа России

Рациональный вариант баланса газа предполагает создание после 2020 г. крупной газодобывающей базы на ресурсах газа Иркутской обл., развитие газодобычи на ресурсах Юрубчено-Тахомской нефтегазовой зоны в Красноярском крае, начало промышленной добычи шахтного метана в Кузбассе. Это позволит к 2030 г. довести уровень добычи по Восточной Сибири до 34–47 млрд м³ по умеренному и инновационному вариантам соответственно.

На Дальнем Востоке продолжится развитие сахалинской газодобывающей базы путем наращивания добычи на действующих и освоения новых проектов на шельфе Охотского моря, создания новых мощностей по производству сжиженного природного газа. Принципиально новая газовая база будет организована в Республике Саха (Якутия), где ввод в разработку Чаындинского месторождения (после 2015 г.) становится эффективным только с созданием мощностей по утилизации гелия. При решении вопросов экспорта дальневосточного газа в Китай объемы добычи могут возрасти к 2030 г. до 76–84 млрд м³.

В результате реализации намечаемых сдвигов доля Тюменской обл. в общероссийской добыче снизится от 90,4% в 2008 г. до 70%, из которых 20% будут обеспечивать новые газодобывающие районы области, доля восточных районов увеличится от 2% в 2008 г. до 14–15% в 2030 г. (рис. 3).

Изменения в ресурсной базе отрасли приводят к новому этапу в развитии газодобычи – уменьшается доля запасов чисто метанового газа и становятся необходимыми освоение запасов с многокомпонентным составом пластовой смеси и разработка месторождений с высоким содержанием углеводородов C₂₋₄, гелия, углекислого газа. Синхронизированное с освоением месторождений создание мощностей по переработке жидких углеводородов, выделению из газа углеводородов C₂₋₄ и их транспортировке должно стать определяющим для ввода этих запасов в разработку. (Особенно это относится к месторождениям востока страны с уникальным содержанием гелия.) Организация газопереработки не только предотвратит потери ценного углеводородного сырья, но и обеспечит повышение эффективности освоения газовых месторождений.

Производственная программа отрасли включает значительный объем газотранспортного строительства. Крупнейший проект – строительство многониточной системы от Бованенковского месторождения в направлении на г. Ухта с дальнейшим распределением ямалского газа по действующей ГТС и новым газопроводам на Грязовец, Торжок и Чебоксары для обеспечения спроса центральных районов России и поставок на экспорт.

Для диверсификации европейского экспорта газа в перспективном периоде намечается строительство:

– Северо-Европейского газопровода (Nord Stream). Первая нитка газопровода намечена к вводу в 2011 г., с объемами поставок в 27 млрд м³. С вводом второй нитки полная мощность газопровода составит 55 млрд м³;

– в направлении стран южной Европы намечается строительство южного газопровода (“Южный поток”), производительностью до 30 млрд м³. В оптимизационных расчетах по развитию отрасли в умеренном варианте программное решение было получено при сдвиге ввода в эксплуатацию первой нитки Nord Stream на 2015 г., а Южного потока – на 2025 г. при производительности в 30 млрд м³. В программе по инновационному варианту развития, где более благоприятные внешние факторы, сохраняются намеченные сроки ввода первой нитки Nord Stream (2011 г.). Южный газопровод будет возможно ввести в 2020 г.

Для выхода газа со Штокмановского месторождения в ЕСГ намечается строительство газопровода от побережья (п. Териберка) до Волхова.

В восточных регионах первоочередным объектом является газопровод Сахалин-Хабаровск-Владивосток для поставок газа на внутренний рынок (ввод первой очереди намечен к 2011 г.) и на экспорт (с 2013 г.). Строительство ГТС от Чайнинского месторождения Республика Саха (Якутия) до Владивостока намечается в 2016–2020 гг. В дальнейшей перспективе к этой системе для поставок газа на экспорт в страны АТР предполагается подключить газ с Ковыктинского месторождения. Исходя из рассчитанного баланса газа мощность создаваемой ГТС в направлении границы с Китаем должна составить 50–60 млрд м³, для чего потребуются построить либо две трубы по 1420 мм, либо три трубы по 1020–1220 мм.

Всего же по отрасли только в европейской части страны объемы строительства новых магистральных газопроводов должны составить ~ 9,5 тыс. км, на востоке страны – 7 тыс. км, а при решении соединения восточной ГТС с действующей – 11 тыс. км. Потребуются большие объемы работ по реконструкции действующей ГТС, как по замене линейной части, так и установке дополнительных цехов на компрессорных станциях.

Реализация прогнозируемой программы добычи газа, строительства ГТС, развития смежных подотраслей будет возможна при росте капиталовложений в отрасли с 666 млрд руб. в 2008 г. до 772–872 млрд руб. в 2015 г. В последующий период в отрасль должно быть направлено 13,7–13,9 трлн. руб. (537–545 млрд долл.). Почти половина капиталовложений должна быть направлена на развитие газотранспортной системы – 51, 55, 51%.

Необходимо отметить, что недостаток средств в 2010–2015 гг. в умеренном варианте определяет сдвиг проектов и инвестиций на последующие годы. В инновационном варианте объем капиталовложений в 2011–2015 гг. превышает капиталовложения умеренного варианта почти на 30%, т.е. средства отрасли позволяют реализовывать новые проекты в приближенные сроки.

Риск-анализ сформированных программ

Сформированная производственно-финансовая программа развития отрасли – это привязанная к конкретным датам последовательность финансирования и ввода проектов, реализация которых уже утверждена и в течение определенного длительного срока не может без значительных потерь быть остановлена вне зависимости от информации, которая может поступить в процессе дальнейшего развития отрасли. Возможное отклонение факторов развития отрасли от заложенных в расчетах несет определенные риски, которые необходимо выявить и оценить участникам конкретных проектов (государству и частным компаниям), и инвестиционным организациям, участвующим в их финансировании.

Специфика риск-анализа производственно-инвестиционных программ развития отраслей и компаний заключена в базовом подходе. Целью риск-анализа отдельного инвестиционного проекта является определение вероятности получения убытков в момент его завершения в случае неблагоприятной ситуации. Подобный подход не-

приемлем для оценки программы развития отрасли и крупной компании в главном: они не имеют заранее определенного срока “жизни”, при достижении которого подводятся итоги. Траектория “жизнедеятельности” отрасли (совокупность динамик, характеризующих финансовое состояние отрасли) должна быть предметом риск-анализа целиком, на длительном интервале будущего развития, превышающем характерное время жизни конкретного инвестиционного проекта. При управлении развитием компаний абсолютная величина прибыли выступает скорее как одно из условий устойчивого развития. На первый план выходит оценка риска снижения ее рыночной стоимости, рейтингов и, наконец, банкротства.

Газовая отрасль не может ограничиться риск-анализом отдельных проектов, поскольку ее проекты высоко инерционны, очень капиталоемки и связаны общим технологическим процессом (разведка-добыча-транспорт-реализация). Отличием риск-анализа отрасли является невозможность отказаться от реализации какой бы то ни было программы, как это может быть принято относительно инвестиционного проекта.

В ИНЭИ РАН разработана и реализуется методика риск-анализа производственно-финансовых программ отрасли на весь период ее реализации, общая схема которой представлена на рис. 4.

Основная идея риск-анализа заключается в использовании имитационных экспериментов. Это означает, что производится расчет многих имитаций процесса реализации исследуемой инвестиционной программы. Кардинально отличающиеся прогнозы внешних условий развития отрасли рассматриваются как сценарии развития, случайные вариации внутренних и внешних условий развития — как имитации в рамках одного сценария.

В имитационном эксперименте система проверяет для каждого сценария развития событий и анализируемого варианта программных решений выполнение основных критериев финансовой устойчивости. Вычисления в имитационной системе организованы по методу Монте–Карло [6, 7]. Исходные данные для каждой имитации в сценарии формируются с помощью датчика случайных чисел в пределах заданных экспертами диапазонов для факторов риска. Имитация считается успешной, если для каждого года исследуемого периода времени выполнены моделируемые взаимосвязи и критериальные условия исследуемой инвестиционной программы. Совокупность имитаций описывает разнообразие возможных реализаций инвестиционной программы, соответствующее описанию экспертов. Выводы делаются на основании статистической обработки имитаций.

Следующим шагом метода имитационного моделирования является расчет с помощью имитационной процедуры последствий реализации тех или иных значений первичных факторов риска. Для этого расчет финансового состояния отрасли производится в простейшем случае (когда нет управляющих воздействий, позволяющих изменить ход выполнения программы в зависимости от поступления новой информации, неизвестной в настоящее время) по детерминированной схеме.

Полученные для каждого случайного сочетания факторов риска оптимальные решения с их характеристиками эффективности программы отрасли статистически обрабатываются: по каждой характеристике определяются интервалы возможных значений, оценки среднего значения величины и т.д. На основе количественного анализа характеристик функционирования компаний на рассматриваемом интервале времени выбираются предпочтительные стратегии и дается оценка их риска.

Если в некоторой имитации хотя бы один из установленных критериев инвестиционных программ не был выполнен хотя бы в одном году, то данная имитация считается неудачной. Оценка риска вычисляется по результатам имитационного моделирования, как отношение числа неуспешных имитаций к числу всех проделанных имитаций. Количество имитаций определяется из требуемой точности оценки.

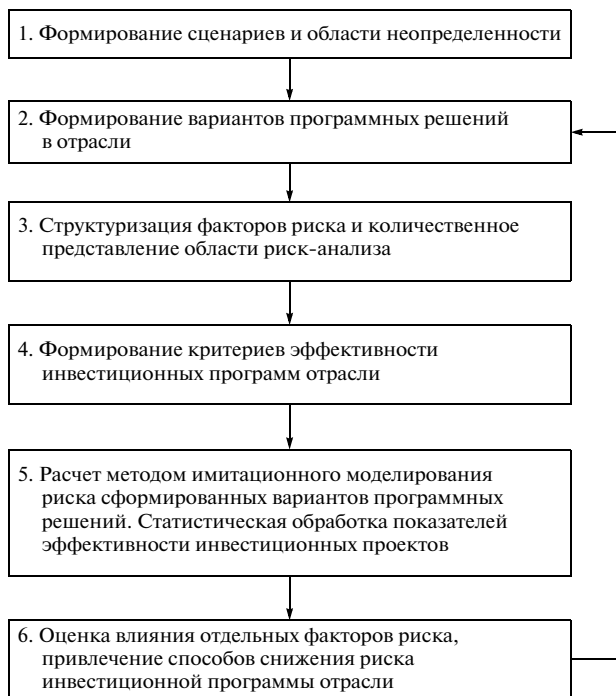


Рис. 4. Этапы риск-анализа инвестиционных программ

Поскольку неизвестно, какое сочетание условий реализуется в жизни, необходимо выработать единую по их совокупности оценку риска программного решения, например, по методу минимакса.

Необходимо отметить, что анализ сценариев – самый ответственный и наименее формализуемый этап выработки программных решений. Оценивается состояние отрасли в каждом из сценариев и на этой основе производится ранжирование анализируемых сценариев. Причем важно не столько выделить особо привлекательные сценарии, сколько отметить наиболее опасные, не обеспечивающие стабильное существование газовой отрасли.

Программы с повышенным (неоправданным) риском должны быть отвергнуты, но не обязательно отдавать предпочтение программе с минимальным риском. Так, если уменьшение риска связано со свертыванием производства, то предпочтительнее можно программу отрасли с несколько большим риском, но не связанную с уменьшением производства. Окончательное решение должно быть принято после взвешивания эффективности программы и ее рискованности.

Важным преимуществом метода имитационного моделирования является то, что оценка риска дается не в каких-то условных единицах, а в размерности вероятности, т.е. отношения числа случаев получения убытков в результате реализации к общему числу случаев.

Расчет оценки риска может быть дополнен:

- анализом влияния отдельных факторов риска на риск проекта в целом;
- анализом различных способов управления риском.

В наших расчетах в процессе статистической имитации каждый вариант инвестиционной программы адаптировался к 1000 случайных реализаций внешних и внутренних условий развития отрасли. Эти реализации строятся по специальным программам, использующим метод Монте–Карло, на основе диапазонов и (или) функций

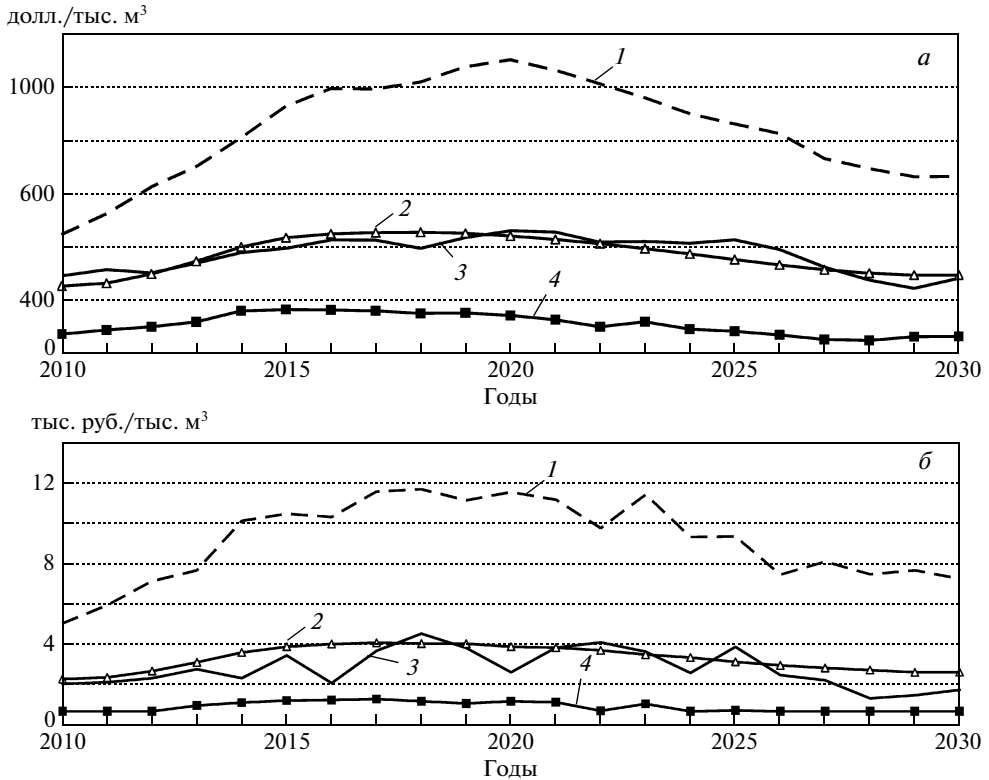


Рис. 5. Цены на газ в Европе (а) и России (б): 1 – максимальная; 2 – средняя; 3 – одна из имитаций цены; 4 – минимальная

распределения вероятности значений всех рассматриваемых факторов риска. Учитывались следующие факторы риска и взаимосвязи между ними: мировая цена нефти; цена газа в Европе, АТР и СНГ; цена газа и потребность в газе на внутреннем рынке; предельный объем экспорта газа в Европу и АТР; тарифы на транспортировку газа по территории Европы и СНГ; цена импортируемого газа и возможности импорта; цена на СПГ; цена на пропан-бутан, этан, конденсат и объемы их производства; капиталовложения и затраты по основным видам деятельности. На рис. 5 показаны сформированные для расчетов диапазоны цен и случайные промежуточные динамики внешних (на европейском рынке) и внутренних цен газа (рассчитаны как равновесные с ценами европейского рынка).

Метод статистических исследований позволяет определить два критериальных параметра, характеризующих в условиях неопределенности эффективность рассматриваемых вариантов инвестиционной программы отрасли и не определяемых другими методами исследования. Первым из них является риск полного провала в деятельности отрасли или компании, исчисляемый для каждого варианта инвестпрограммы как доля в общем числе случайных реализаций тех условий, при которых не удовлетворяется минимальный внешний и весь внутренний спрос (нарушается баланс газа) или отрасль (газовая компания) терпит финансовое банкротство.

Вторым критерием служит функция распределения значений главного интегрального показателя эффективности деятельности компании – чистого дисконтированного дохода (ЧДД) за рассматриваемый период – с обычными статистическими характеристиками распределения: математическое ожидание и дисперсия.

от -200 до -100	0%	0%
от -100 до 0	8,4%	8,4%
от 0 до 100	23,8%	32,2%
от 100 до 200	23,9%	56,1%
от 200 до 300	18,6%	74,7%
от 300 до 400	11,5%	86,2%
от 400 до 500	8,0%	94,2%
от 500 до 600	3,8%	98,0%
от 600 до 700	1,5%	99,5%
от 700 до 800	0,5%	100,0%
свыше	0%	100,0%

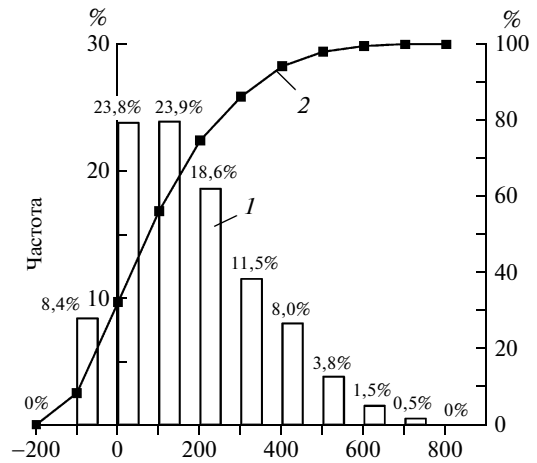
Матожидание 199,17 млрд долл.
Матожидание на успешных имитациях 250,55 млрд долл.
Оценка риска по ЧДД 8,4%
Общий риск 21,1%

от -200 до -100	0%	0%
от -100 до 0	8,4%	8,4%
от 0 до 100	30,1%	38,5%
от 100 до 200	23,4%	61,9%
от 200 до 300	17,2%	79,1%
от 300 до 400	10,9%	90,0%
от 400 до 500	6,5%	96,5%
от 500 до 600	2,5%	99,0%
от 600 до 700	0,9%	99,9%
от 700 до 800	0,1%	100,0%
свыше	0%	100,0%

Матожидание 178,13 млрд долл.
Матожидание на успешных имитациях 230,65 млрд долл.
Оценка риска по ЧДД 8,4%
Общий риск 24,0%

а

Гистограмма ЧДД до 2030 г. млрд долл.



б

Гистограмма ЧДД до 2030 г. млрд долл.

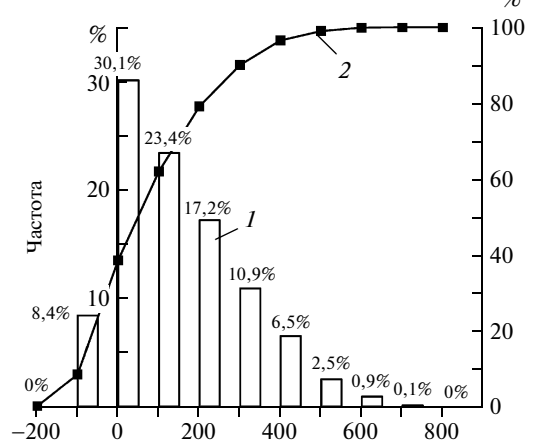


Рис. 6. Распределение чистого дисконтированного дохода отрасли для инвестиционной программы: а – умеренный вариант; б – инновационный вариант: 1 – частота; 2 – интегральное распределение, %

На рис. 6 приведены гистограммы – функция распределения значений главного интегрального показателя эффективности деятельности отрасли – ЧДД за рассматриваемый период и ее математическое ожидание для двух вариантов развития отрасли.

Для умеренного варианта рассчитанной программы риск провала в деятельности отрасли оценивается в 21,1%, т.е. в 211 случаях из 1000 не было найдено решение задачи, удовлетворяющей заданный спрос на газ и финансовые ограничения. В табл. 1 представлены значения названных критериальных параметров для умеренного и инновационного вариантов инвестиционной программы.

В процессе риск-анализа стратегий развития отрасли кроме показателя чистого дисконтированного дохода определяются также показатели: свободный денежный поток, остаток денежных средств, чистая прибыль, дивиденды ежегодные и дисконтированные за весь период, заемные средства, гиринг, годовые кредиты. Итоги расчетов приведены в табл. 2. Анализ показывает, что инновационный вариант менее рискованный, чем умеренный по чистой прибыли и дисконтированным дивидендам, оди-

Основные критериальные параметры вариантов инвестиционной программы газовой отрасли

Варианты программы	Умеренный	Инновационный
Математическое ожидание ЧДД, млрд долл.	199,2	178,1
Риск провала (банкротства), %	21,1	24,0

Таблица 2

Риски стратегий газовой отрасли по отдельным критериям

Риски	Варианты программы	
	Умеренный	Инновационный
По чистому дисконтированному доходу, %	8,4	8,4
По дисконтированным дивидендам, %	4,3	3,8
По чистой прибыли	14,6	13,8
По гирингу, %	10,5	11,4
По кредитам, %	20,9	24
Общий, %	21,1	24

наково рискованный по ЧДД, но хуже по гирингу и значительно хуже по годовым кредитам, а следовательно, и по общему риску.

Среднее значение заемных средств в 2030 г. на успешных имитациях для умеренного варианта составило 70 млрд руб., для инновационного варианта – 130 млрд руб., что по-видимому объясняется инновационностью этих вариантов.

Выполненный риск-анализ производственно-финансовых программ развития газовой отрасли до 2030 г. позволяет количественно оценить для отрасли последствия выбираемых стратегий развития и сделать следующие **выводы**:

а) в условиях большой неопределенности внутренних и, особенно, внешних условий развития отрасли наиболее эффективной (обеспечивающей минимум риска при максимальном ожидаемом значении чистого дисконтированного дохода газовой отрасли) является стратегия умеренного инвестирования в ближайшем перспективном периоде (2010–2015 гг.) в крупные новые проекты с задержкой их развертывания;

б) при этой стратегии, отвечающей принципу «отложенного освоения», целесообразно в текущие годы и наступающей пятилетке организационно и технологически подготовить новые проекты, а не форсировать их вводы. Интенсивное инвестирование в крупные эффективные проекты целесообразнее отложить до изменения внешних условий развития.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шевчук Л.М., Лукьянов А.С., Кудрявцев А.А. Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний // Изв. РАН. Энергетика. 2000. № 2.
2. Энергетика России, стратегия развития. М.: ГУ ИЭС Минэнерго России, 2003.
3. www.economy.gov.ru 19 марта 2009 г.
4. Ведомости от 09.07.2009.
5. “О совершенствовании государственного регулирования цен на газ”. Постановление Правительства РФ от 28 мая 2007 г. № 333.
6. Ермаков С.М. Метод Монте–Карло и смежные вопросы. М.: Наука, 1971.
7. Метод статистических испытаний (метод Монте–Карло). М.: Госиздат. физико-матем. литер., 1962.