

УДК 338.45
JEL C63, C53

Г. Е. Соколова

*Институт экономики
и организации промышленного производства СО РАН
пр. Акад. Лаврентьева, 17, Новосибирск, 630090, Россия*

sokolova@ieie.nsc.ru

ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

В статье рассмотрена динамика добычи газа в России, структура продаж на различных сегментах рынка, а также сравнительная динамика цен продаж на этих сегментах. Рассмотрены проблемы подхода к созданию газового комплекса с помощью имитационной модели, позволяющей получить оценку эффективности проекта и определить область устойчивости полученных решений. В представленной модели учтен блок погашения кредита, позволяющий с первого года имитации определить возможность выплаты кредита. Объектом модели является группа газовых месторождений, для которых определяется минимальный дебит скважин, выше которого реализация проекта является экономически эффективной.

При определении исходного минимального дебита скважин за норму дисконта берется обобщенный средне-взвешенный процент по заемному и собственному капиталу с учетом рисков премий. Он же служит нижним барьером для внутренней нормы доходности, ниже которого проект отвергается как неэффективный.

Анализ динамики, а также методы экспертной оценки позволяют определить интервалы варьирования имитируемых параметров, таких как цена на газ и время выхода газового комплекса на запланированную мощность. Рассчитанные с использованием метода Монте-Карло для каждой случайной реализации модели значения имитируемых параметров позволяют получить множество оптимальных для каждой реализации значений минимального дебита скважин, а также определить область устойчивости решения.

Ключевые слова: имитационное моделирование, газовый комплекс, эффективность проекта, устойчивость, цены.

Российская промышленность, несмотря на озвучиваемые приоритеты (инновационности, наукоемкости, импортозамещения, реиндустриализации), во многом в середине десятых годов XXI в. базируется на выпуске продукции первых стадий технологических цепочек. Так, в 2014 г. доля топливно-энергетических товаров в общем объеме российского экспорта составляла почти 70 %¹. Таким образом, развитие нефтегазового комплекса страны, и газового в частности, до сих пор оказывает большое влияние на экономику страны в целом. Рассмотрим, какие основные тенденции были характерны для российского газового комплекса в новом тысячелетии.

¹ Итоги экспортной деятельности Российской Федерации за 2014 год // Министерство экономического развития Российской Федерации. URL: <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/foreigneconomicactivity/analysis/201503312>

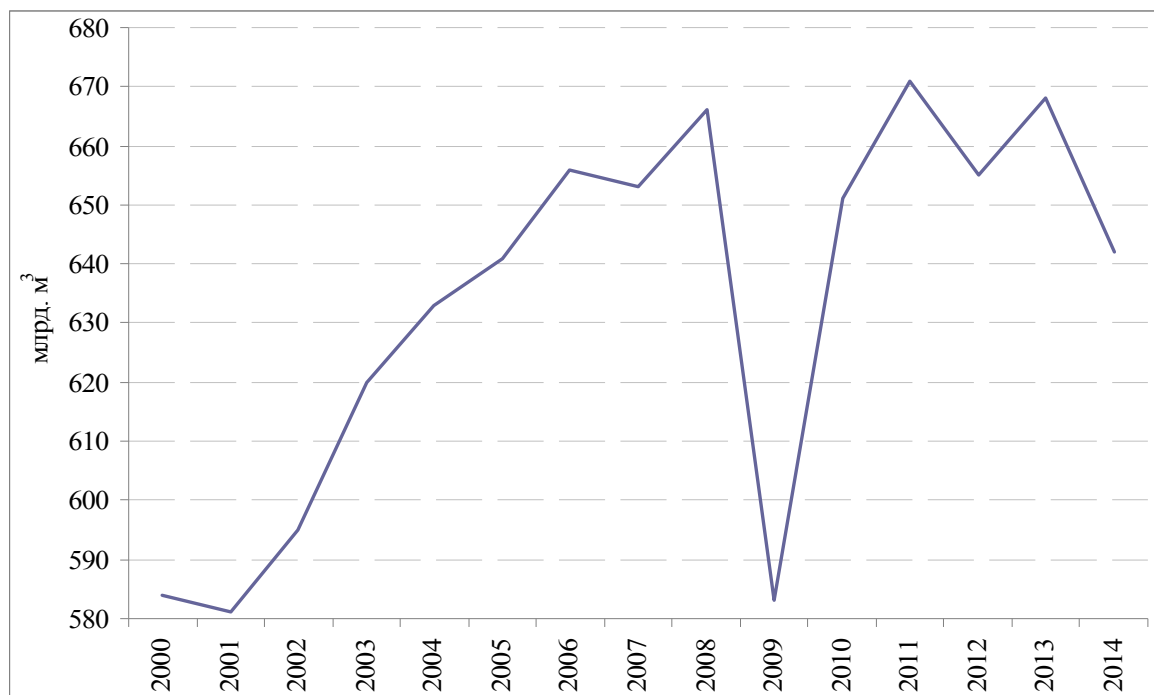


Рис. 1. Добыча природного (естественного) газа в РФ в 2000–2014 гг., млрд куб. м. Источник: Добыча газа природного и попутного в РФ в 2000–2014 гг., млрд куб. м // Офиц. сайт Федеральной службы государственной статистики. URL: [http://www.gks.ru/free doc/new site/business/prom/natura/natura2g.htm](http://www.gks.ru/free_doc/new_site/business/prom/natura/natura2g.htm); Консолидированная финансовая отчетность МСФО. 2001–2015 гг. // Офиц. сайт ПАО «Газпром». URL: www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/

На рис. 1 представлены данные объемов добычи природного (естественного) газа в РФ в 2000–2014 гг. Как видно из представленных данных, на протяжении почти всех нулевых годов наблюдался стабильный рост объемов добычи: с 581 млрд м³ в 2001 г. они возросли почти на 15 % – до 666 млрд м³. Первый по-настоящему кризисный 2009 г. сопровождался падением объемов добычи фактически до уровня начала нулевых годов, однако уже в следующем, 2010 г. произошло возвращение добычи к уровню 2008 г. Следует, однако, отметить, что в 2014 г. произошло наибольшее за последующие за 2009 г. снижение объемов добычи газа (на 25 млрд м³).

За анализируемый период претерпевала заметные изменения структура продаж российского газа (анализируется по данным продаж газа ОАО «Газпром», рис. 2). Отметим, что среди основных направлений продаж (внутри страны, в страны ближнего и дальнего зарубежья) за все годы анализируемого периода на долю внутрироссийских поставок приходилось больше половины от общего объема; тем не менее, для периода 2002–2008 гг. характерна тенденция постепенного снижения доли продаж на российский рынок – с 63,5 % в 2002 г. до 49,3 % в 2008 г. Компенсировалось это снижение заметным ростом доли поставок, в первую очередь, в страны ближнего зарубежья (с 9,1 до 18,2 % в 2006 г.). В первом по-настоящему кризисном 2009 г. доля внутрироссийских поставок снова увеличилась до 56,8 %, но в последующие годы наблюдалась та же тенденция, что и в нулевые годы: доля внутрироссийских поставок упала в 2014 г. практически до уровня 2008 г. (49,8 %). В то же время в первой половине десятых годов перераспределение структуры поставок произошло в первую очередь в пользу поставок в страны дальнего зарубежья: в 2014 г. доля этого сегмента рынка была максимальной за весь рассматриваемый период (38,6 %).

Отмеченные изменения структуры продаж, как представляется, вызваны во многом различной динамикой цен на разных сегментах рынка. Природный газ не является мировым биржевым товаром (как нефть), на который бы устанавливалась единая мировая цена, поэтому ОАО «Газпром» заключает контракты с различными покупателями по разным ценам.

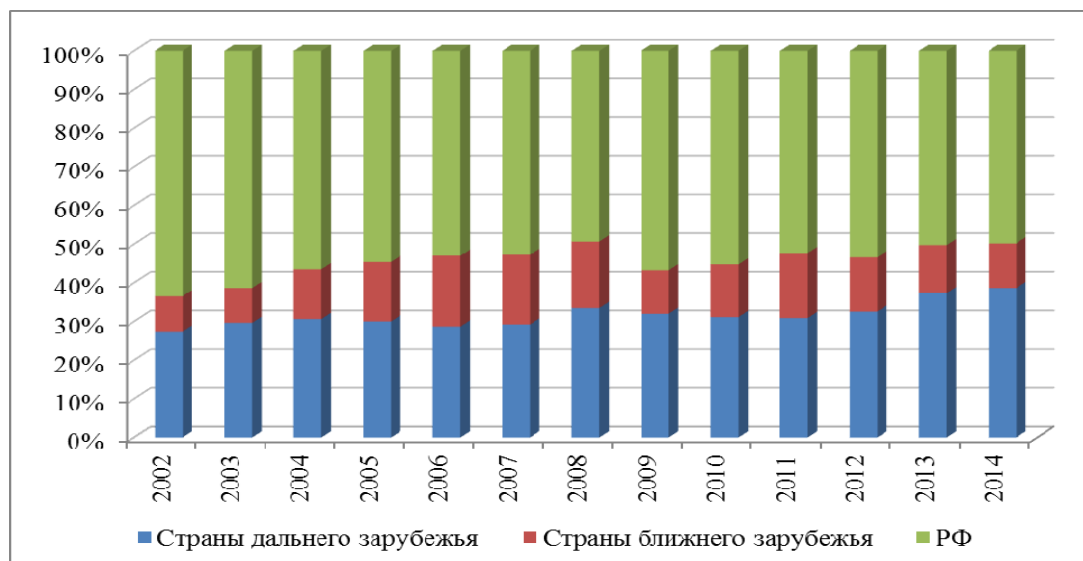


Рис. 2. Структура продажи газа по сегментам рынка ОАО «Газпром» в 2002–2014 гг., %. Источник: рис. 2–5 составлены по данным Консолидированной финансовой отчетности МСФО. 2001–2015 гг. // Офф. сайт ПАО «Газпром». URL: www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/

На рис. 3–4 представлена динамика текущих цен реализации газа ОАО «Газпром» на разные сегменты рынка в 2002–2015 гг. соответственно в рублях и в долларах. Для рублевых цен на всех сегментах рынка за исключением отдельных лет характерна тенденция роста; ежегодно росла и средневзвешенная (по объемам продаж на каждом из сегментов рынка) цена. Этот рост был обусловлен тремя обстоятельствами: изменением цен экспортных продаж (в иностранной валюте); инфляцией внутри страны; изменением обменного курса рубля к доллару (резкий скачок экспортных цен в 2015 г.).

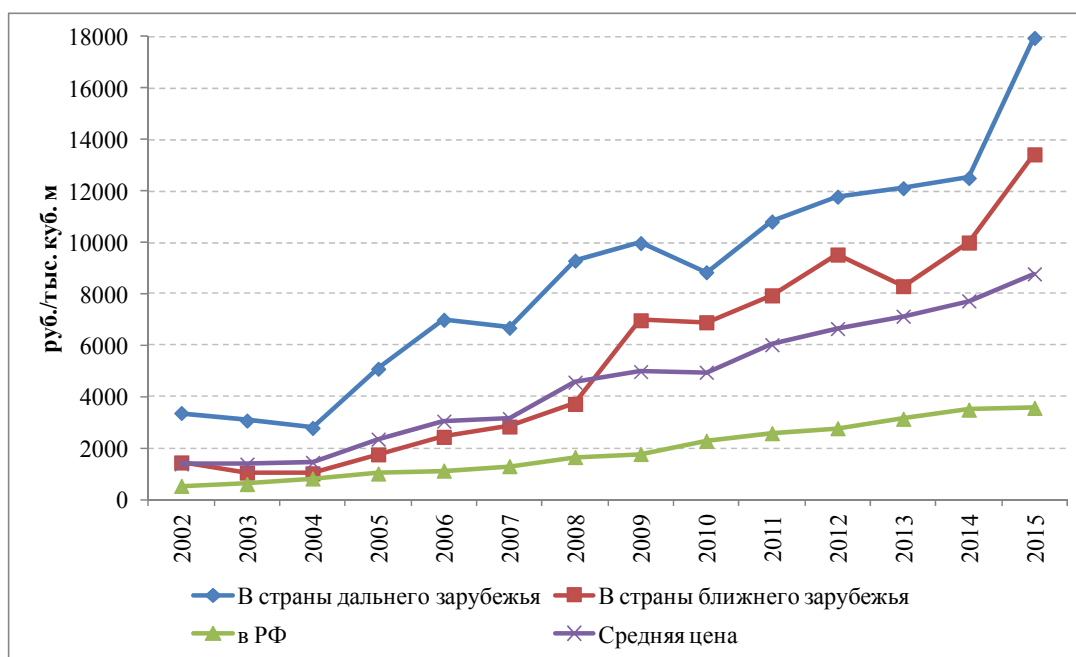


Рис. 3. Цены продаж газа по сегментам рынка ОАО «Газпром» в текущих ценах в 2002–2015 гг. (руб./тыс. куб м)

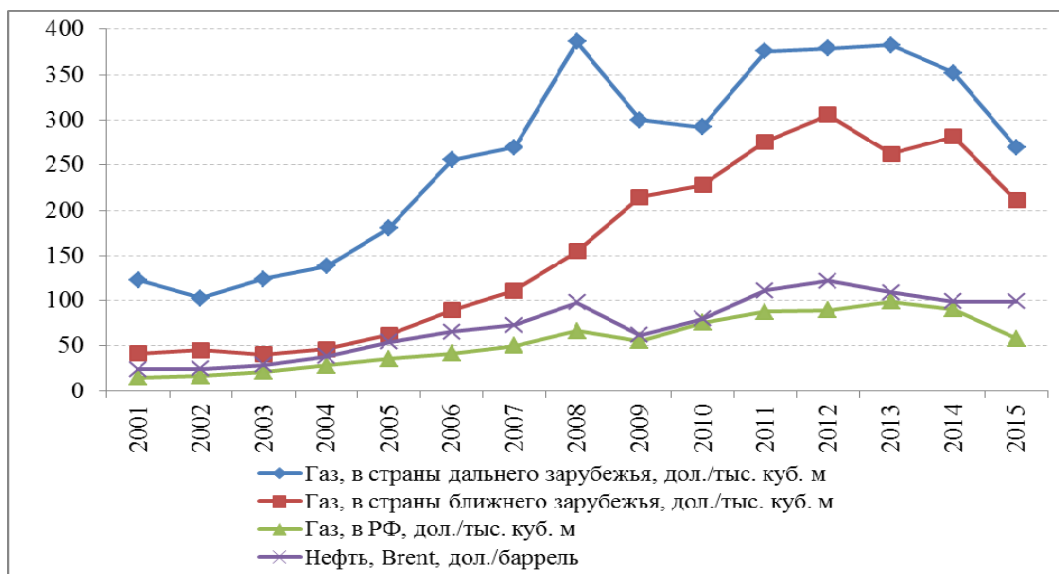


Рис. 4. Цены продаж газа по сегментам рынка ОАО «Газпром» в текущих ценах в 2002–2015 гг. (долл./тыс. куб. м)

Динамика цен газа в долларах (рис. 4) оказывается «очищенной» от двух последних факторов. Как видно из приведенных данных, экспортные цены на протяжении рассматриваемого периода имели довольно долгий отрезок непрерывного роста: для поставок в дальнее зарубежье это были 2002–2008 гг., затем после двух лет некоторого снижения цена в 2011–2013 гг. вернулась на уровень 2008 г.; для поставок в ближнее зарубежье это 2001–2012 гг. По сути, некоторое снижение экспортных цен началось только в 2014–2015 гг. Тем не менее, экспортные цены остаются заметно выше внутрироссийских цен; ввиду этого, можно предположить, и происходило отмеченное перераспределение структуры продаж российского газа в сторону экспортных поставок.

Отметим, что, несмотря на различие в динамике цен продаж на различных сегментах рынка, за рассматриваемый период происходит заметное сближение этих цен.

На рис. 5 представлена динамика относительных цен продаж на каждом из сегментов рынка, рассчитанных как отношение цены на каждом из сегментов к средневзвешенной рыночной цене. Как видно из приведенных данных, цена продаж в дальнее зарубежье начиная с 2006 г. становится все ближе к уровню средневзвешенной цены, а цена продаж в страны ближнего зарубежья начиная с 2009 г. постепенно «подтягивается» к цене продаж в страны дальнего зарубежья. Эта тенденция подтверждается расчетами коэффициента вариации цен по сегментам рынка (отношение среднеквадратического отклонения цен к средневзвешенной цене): он уменьшается от 0,889 в 2002 г. до 0,554 в 2014 г.

Отмеченные изменения объемов добычи, структуры продаж и цен газа заставляют вносить коррективы в оценки перспектив развития отечественного газового сектора.

Сложившаяся на данный момент геополитическая и экономическая ситуация не способствует быстрой реализации таких крупномасштабных проектов, как «Сила Сибири», «Южный поток», «Турецкий поток» и других менее грандиозных проектов. Цены на газ снижаются, а расходы на разработку любой группы месторождений растут. Все это создает временную зону неопределенности для осуществления проектов в газовой отрасли, к тому же возникает необходимость их повторного рассмотрения с учетом новых исходных данных.

При этом с течением времени так называемые «легкие» месторождения постепенно истощаются, и для поддержания необходимого уровня добычи газа требуется ввод новых месторождений, для которых, как правило, характерен более высокий уровень издержек, так как они находятся в более труднодоступных местах, при этом усложняются способы добычи, поскольку объектами становятся ТРИЗы (трудноизвлекаемые запасы), шельфы. На это накладываются последствия введения режима санкций, перекрывающие пути покупки импорт-

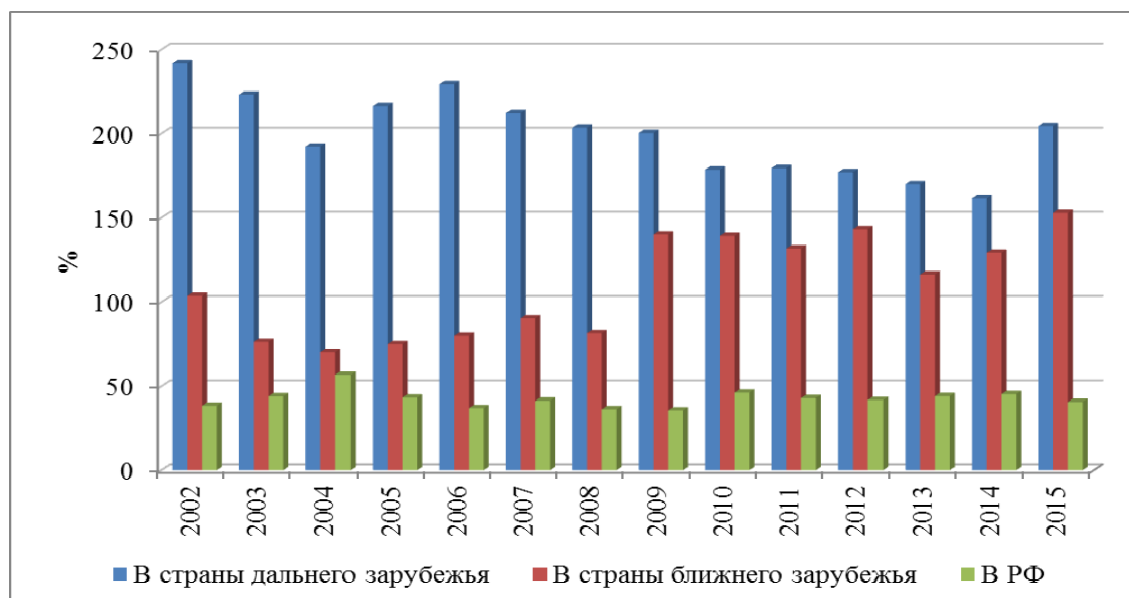


Рис. 5. Отношение цен продаж газа по сегментам рынка ОАО «Газпром» к средневзвешенной цене в 2002–2015 гг., %

ного оборудования и запасных частей к нему. Все это приводит к удорожанию проектов, и для них требуется оценка эффективности разработки в сложившихся новых условиях. Даже при снятии санкций изменение курса рубля к доллару (не в пользу рубля) приведет к значительному удорожанию импортного оборудования и прочих составляющих (например, для шельфовой добычи).

Исходя из вышесперечисленного и учитывая ситуацию с падением цен на нефть, желательно производить экспертные оценки эффективности не только прогнозируемых, но и уже намеченных к разработке месторождений газа. Имитационная модель создания и функционирования газового комплекса (МСФГК) может служить таким инструментом.

Имитационные модели характерны тем, что они гибки и прозрачны для исследования объектов, позволяют адекватно отражать реальные процессы и явления, оценивать устойчивость проекта при изменении исследуемых параметров и выбирать наиболее эффективный вариант.

Сравнительный анализ опыта применения имитационного моделирования развития газового комплекса позволил сделать следующие выводы.

Моделирование выполняется для объектов разного уровня агрегирования, таких как:

- отдельные скважины [1]; МСФГК;
- отдельное месторождение [2; 3];
- группа месторождений [4; 5]; МСФГК;
- нефтегазовые территории (регионы) [4; 5]; МСФГК.

Целями моделирования в разных ситуациях служат:

- оценка перспективы разработки объектов – как правило, решение вопроса на уровне «быть или не быть» проекту реализуемым (МСФГК);
- распределение добычи для некоторой совокупности месторождений в динамике [4; 5];
- определение области устойчивости выбранного решения к воздействию различных факторов [5]; МСФГК.

Различные модели по-разному учитывают влияние экзогенных факторов, среди которых можно выделить:

- модели, рассчитанные на применение «всерьез и надолго» в устойчивой экономике без неожиданностей экономического и политического характера [1–4];
- модели, более гибко учитывающие изменение внешних параметров [5]; МСФГК.

Модели различаются также широтой учтенных в них факторов, таких как:

- геологические и производственные [3–5]; МСФГК;
- экономические и финансовые [1; 4; 5]; МСФГК;
- экологические [5].

Подводя итог анализа рассмотренных моделей, можно отметить существенное качественное отличие модели МСФГК от остальных: МСФГК в большей степени сочетает в себе анализ различных возможных факторов (ее главная задача – найти решения, обеспечивающие достаточно весомое основание для создания комплекса с учетом своевременной выплаты всех кредитов), а также в большей, чем другие модели, степени учитывает влияние внешних факторов (исследует устойчивость найденного решения к внешним и внутренним воздействиям, таким как цены, сроки сооружения, процентная ставка по кредиту).

Для имитационных исследований в газодобывающем районе автором создана следующая группа моделей (рис. 6):

- имитационная модель разработки группы газовых месторождений;
- имитационная модель создания и функционирования газопровода;
- имитационная модель создания и функционирования газового комплекса с детализированным блоком погашения кредита.

Каждая из этих моделей может работать в автономном режиме и во взаимосвязи с другими. Например, модель создания и функционирования газопровода позволяет получать оценки стоимостных характеристик различных вариантов газопроводов и служить генератором информации для МСФГК.

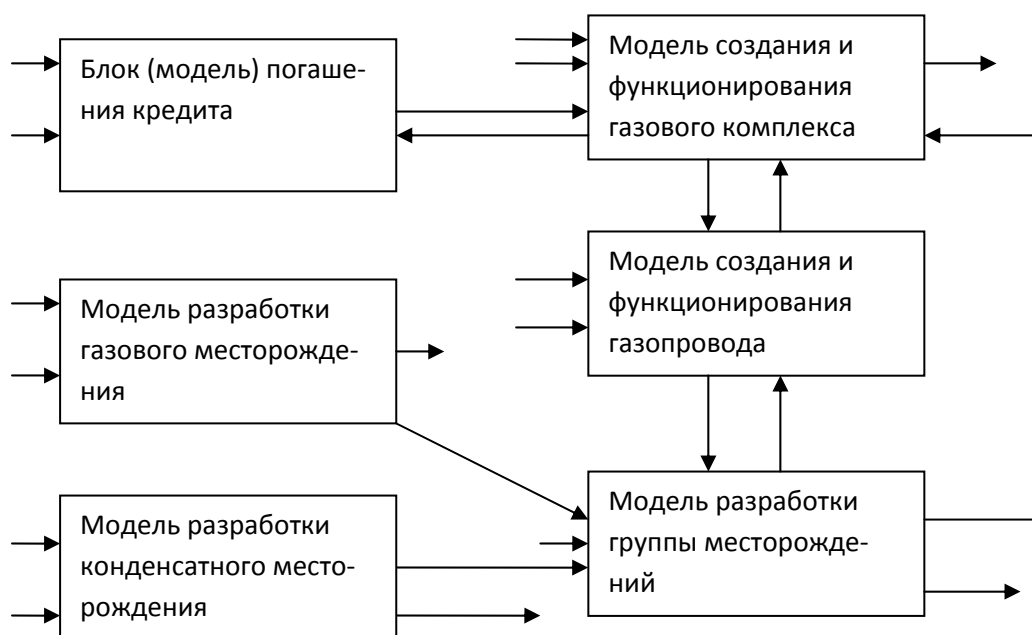


Рис. 6. Схема взаимосвязи моделей создания газового комплекса

Имитационная модель разработки группы газовых месторождений создана для проведения исследований, в результате которых может быть решена задача выбора стратегий развития газодобывающего района, обеспечивающих планируемый уровень добычи газа при некотором критерии оптимальности.

Имитационная модель создания и функционирования газопровода позволяет просмотреть и оценить все возможные варианты трасс магистрального газопровода. Модель учитывает такие факторы, как: протяженность трассы газопровода; диаметр прокладываемых труб; давление, под которым транспортируется газ; степень резервирования газоперекачивающих

агрегатов на компрессорной станции; географические и климатические условия зон, по которым проходит трасса.

Варьируя эти параметры, можно оценить для каждого полученного варианта стоимость газопровода, выбрать из них минимальную и, задавшись некоторой величиной отклонения от нее (например, 10 %), получить набор допустимых вариантов.

Имитационная модель создания и функционирования газового комплекса, в которую как блок входит модель погашения кредита (МПК), может быть разделена для более детального рассмотрения ее функционирования в этой статье на две модели.

В качестве исходных условий построения МСФГК используются:

- геолого-экономические параметры рассматриваемых месторождений;
- долевое разделение объемов добычи газа на экспорт и внутреннее потребление;
- условия кредита на обустройство месторождений, закупку техники и запасных частей (кредитная ставка может варьироваться);
- строительство газопроводной сети внутреннего потребления;
- строительство газопровода для транспортировки газа на экспорт;
- строительство завода сжижения газа в конечном пункте его транспортировки.

Производимая продукция направляется как на внутреннее потребление, так и на экспорт, причем можно рассматривать множество вариантов структуры потребления – вплоть до полного отсутствия экспортных поставок газа. В любом случае необходимы инвестиции в требуемом размере – осуществляемые либо за счет собственных средств, либо за счет кредитов (а наиболее вероятно, что и то и другое одновременно).

Как правило, запасы газа рассматриваемых месторождений превышают потребности ближайшего внутреннего потребления, а консервация запасов открытых месторождений на длительный срок приводит к «замораживанию» средств, поэтому строительство газопровода рассматривается в модели как непереносимое условие создания комплекса. Сооружение завода сжижения не является обязательным условием. Проблему «сжижать или не сжижать» можно решить в том числе и с помощью имитационной модели, получив варианты расчетов модели как для сжижения, так и без него для каждого конкретного случая. Кроме того, следует рассмотреть следующие аспекты реализации имитационной модели, например, финансовые. Учитывая различные виды привлечения капитала для реализации проекта, необходимо определить ставку так называемого обобщенного средневзвешенного процента кредитования (ОСП).

При делении всего привлеченного капитала только на собственный и заемный формула ОСП имеет следующий вид:

$$\text{ОСП} = D \cdot P_c + E \cdot P_z,$$

где D – доля собственного капитала, P_c – ставка процента кредитования с учетом рисковой премии; E – доля заемного капитала, P_z – ставка процента кредитования заемного капитала с учетом рисковой премии.

Рисковые премии устанавливаются на основании экспертных оценок, к тому же существуют примерные таблицы для разных видов инвестиционных проектов (для добывающих отраслей рисковые премии самые низкие).

Полученное значение ОСП является границей (барьером), ниже которого проект нерентабелен. Поэтому в уравнение денежных потоков для определения минимально допустимого дебита скважин в качестве коэффициента дисконтирования берется значение ставки обобщенного средневзвешенного процента кредитования ОСП и рассчитывается минимальный дебит скважин q_{\min} .

Затем, сравнивая q_{\min} с имеющимся средним дебитом скважин по всей рассматриваемой группе месторождений, можно констатировать пригодность или непригодность этой группы месторождений для реализации проекта. В процессе имитации в первую очередь осуществляется проверка модели на чувствительность к варьируемым параметрам. Эту процедуру можно осуществлять по-разному, например, одновременно изменяя при каждом расчете цены на газ и срок выхода комплекса на запланированную мощность.

Для этой цели, задавшись для каждой из двух одновременно варьируемых величин своим интервалом изменения (путем анализа динамики этих показателей, а также методами экс-

пертной оценки), с помощью метода Монте-Карло получаем значения цены и срока выхода на запланированную мощность. Подставляя их в уравнение денежных потоков, рассчитываем новое q_{\min} . Многократно используя датчик случайных чисел подобным образом, получаем последовательность q_{\min} , для которой определяем коэффициент вариации (среднеквадратическое отклонение, деленное на среднюю величину), отражающий «кучность» полученных решений. Чем ниже абсолютное значение коэффициента, тем выше устойчивость решения (изменяется от 1 до 0). Предположив, что полученное распределение для q_{\min} нормальное, отсекаем r – процентные «хвосты» и определяем область устойчивого решения для q_{\min} .

Оговорив все предпосылки условий расчетов, подробно рассмотрим описание и функционирование модели.

На первом этапе определяется целесообразность разработки исследуемой группы месторождений, для чего производится оценка эффективности их использования. Основная идея этой оценки заключается в том, что эффективность рассматривается как функция среднего дебита скважин.

Планируемый период времени разбит на два этапа: этап сооружения газового комплекса и достижения запланированной производительности (продолжительности t) и этап поставки газа на экспорт и внутреннее потребление в постоянном годовом объеме (продолжительности T_n).

Предполагается, что суммарная годовая добыча газа ($Q_{\text{сум}}$) – величина постоянная, и для нее справедливо соотношение:

$$Q_1 + Q_2 = (1 - z) \times Q_{\text{сум}},$$

где Q_1 – годовые поставки газа на экспорт; Q_2 – годовые поставки газа внутренним потребителям; z – доля суммарной годовой добычи, расходуемая на собственные нужды газового комплекса.

В модели учтены такие факторы, как:

- мировые цены на сжиженный газ, сложившиеся к началу рассматриваемого периода;
- мировые цены на оборудование для добычи транспорта и сжижения природного газа;
- прогнозируемые тенденции изменения цен на сжиженный природный газ в рассматриваемом периоде;
- выбор трассы газопровода и способа транспортировки газа.

Исходя из перечисленных выше факторов, капитальные вложения в строительство объектов комплекса должны определяться с учетом поставки импортного оборудования (для геологоразведочных работ, обустройства промыслов и магистрального транспорта газа, включая сжижение природного газа). Подобным образом должны быть учтены годовые эксплуатационные расходы по содержанию газового комплекса – на приобретение запасных частей и материалов, на капитальный ремонт оборудования, закупаемого по импорту.

К началу планируемого периода времени, совпадающего с обеспечением производительности магистрального газопровода $Q_{\text{сум}}$ и производительности завода сжижения Q_1 , рассчитывается сумма кредита по импорту. Оценка экономического эффекта использования природного газа осуществляется с помощью двух моделей: модели создания и функционирования газового комплекса – МСФГК, и модели погашения кредита – МПК, включенной как самостоятельный блок в МСФГК.

Эффективность проекта определяется как функция от дебита скважин, и для нахождения корней получаемого нелинейного уравнения справедливо следующее соотношение:

$$\mathcal{E}(q_{\min}) = 0, \text{ и для любого } q > q_{\min} \quad \mathcal{E}(q) > 0.$$

Эффективность проекта зависит от двух составляющих: части, связанной с экспортом газа, и части, связанной с внутренним потреблением газа.

Первая часть есть разность суммируемой по годам выручки от продажи газа на экспорт (с учетом дисконтирования и курса рубля к доллару W) и $\mathcal{E}_{\text{сум}}(q)$ – эксплуатационных расходов по содержанию газового комплекса (на приобретение запасных частей и материалов, на капитальный ремонт оборудования, закупаемого по импорту).

Вторая часть есть разность выручки от внутренних потребителей $C \times Q_2$ и затратами на внутреннем рынке (без импортных поставок), где C – цена на газ, поставляемый внутренним потребителям, Q_2 – объем поставляемого им газа. Более детально внутренние затраты могут быть представлены следующим образом:

$K_\delta(q)$ – капитальные вложения для обустройства газовых промыслов;

$K_z(q)$ – капитальные вложения в геологоразведку;

$K_{mp}(q)$ – капитальные вложения для магистрального транспорта газа;

$\mathcal{E}_\delta(q)$ – эксплуатационные расходы на добычу газа;

$\mathcal{E}_{mp}(q)$ – эксплуатационные расходы на магистральный транспорт газа.

В свою очередь, $\mathcal{E}_{сум}(q)$ – годовые эксплуатационные расходы по содержанию газового комплекса на приобретение запасных частей и материалов на капитальный ремонт оборудования, закупаемого по импорту, распадаются на две составляющие:

1) годовые эксплуатационные расходы по содержанию газового комплекса на приобретение запасных частей (с учетом импортных поставок), представляемые в виде

$$\mathcal{E}_{\delta 0}(q) = \mathcal{E}_0 \times N_{рез} \times (Q_{сум} / q),$$

где \mathcal{E}_0 – годовые эксплуатационные расходы по содержанию одной скважины на приобретение запасных частей (с учетом импортных поставок), $N_{рез}$ – степень резервирования скважин на промыслах;

2) годовые эксплуатационные расходы на капитальный ремонт оборудования, закупаемого по импорту, представляемые как

$$\mathcal{E}_{mp}(q) = \mathcal{E}_{лин}(Q_{сум}) \times L + \mathcal{E}_{кв}(Q_{сум}) \times N_{кв} + \mathcal{E}_{снз} \times Q_1,$$

где $\mathcal{E}_{лин}(Q_{сум})$ – годовые эксплуатационные расходы по содержанию линейного участка газопровода (с учетом импортных поставок);

L – длина участка;

$\mathcal{E}_{кв}(Q_{сум})$ – годовые эксплуатационные расходы по содержанию компрессорной станции (с учетом импортных поставок);

$N_{кв}$ – число компрессорных станций;

$\mathcal{E}_{снз}$ – годовые эксплуатационные расходы по содержанию завода сжижения природного газа (с учетом импортных поставок).

Суммирование ведется от года t – момента, когда кредит погашен полностью, до T – срока контракта на экспорт сжиженного природного газа.

Таким образом получаем уточненную часть так называемых «внешних затрат», т. е. затрат, связанных с экспортом газа и импортом оборудования.

Затраты, не связанные с экспортом газа, могут быть уточнены следующим образом:

- $K_\delta(q) = \kappa_1 \times N_{рез} \times (Q_{сум} / q)$, где κ_1 – капитальные вложения, приходящиеся на одну скважину (без импортных поставок оборудования);

- $\mathcal{E}_\delta(q) = \mathcal{E}_1 \times N_{рез} \times (Q_{сум} / q)$, где \mathcal{E}_1 – годовые эксплуатационные расходы по содержанию одной скважины на приобретение запасных частей (без импортных поставок оборудования), $N_{рез}$ – коэффициент резервирования.

Капитальные затраты на транспорт $K_{mp}(q)$ могут быть представлены как сумма следующих составляющих.

1. Сумма протяженностей линейных участков (с учетом для каждого своего коэффициента удорожания), умноженная на $K_{лин}(Q_{сум})$ (капитальные вложения для создания линейной части магистрального газопровода производительности $Q_{сум}$), отнесенные к 1 000 км газопровода (без учета импортных поставок).

2. Сумма коэффициентов удорожания компрессорных станций (от 1 до N_{kc}), умноженная на $K_{kc}(Q_{сум})$ (капиталовложения, приходящиеся на одну компрессорную станцию).

3. Капитальные вложения в завод сжижения, умноженные на его (завода) производительность Q_1 .

Аналогично детализованы эксплуатационные затраты магистрального газопровода, и их подсчет подчиняется тем же правилам.

Как уже говорилось, такая детализация модели позволяет определить, насколько существенно влияет на эффективность проекта изменение: степени резервирования скважин на промыслах; цены сжиженного газа; продолжительности сооружения и достижения запланированной производительности газового комплекса; цены на газ как экспортируемый, так и для внутреннего потребления, а также прочих параметров.

Модель МПК имитирует процесс погашения кредита по импорту исходя из того, что если сооружение комплекса ведется t лет, то к началу планируемого периода, когда производительность магистрального газопровода составит $Q_{сум}$, а производительность завода сжижения Q_1 , сумма кредита составит:

$$K_{сум}^{(t)}(q) = K_{сум}(q) \times (1+r)^t,$$

где r – процентная ставка по кредиту, $K_{сум}$ – первоначальная сумма кредита. Если величина кредита первого года функционирования газового комплекса превосходит первоначальную сумму кредита, то процесс погашения кредита считается расходящимся, и констатируется невозможность выполнения проекта при данных исходных условиях. Тем самым производится проверка на выполнимость проекта для имеющихся исходных данных.

Сумма непогашенного кредита после первого года планируемого периода может быть представлена следующим образом:

$${}_1K_{сум}^{(t)}(q) = K_{сум}^{(t)}(q) \times (1+r) + \mathcal{E}_{сум}(q) - C_1 \times Q_1,$$

где C_1 – цена поставляемого на экспорт сжиженного природного газа в первом году.

Таким образом, сумма непогашенного кредита для произвольного m -го года имеет следующий вид:

$${}_mK_{сум}^{(t)}(q) = {}_{(m-1)}K_{сум}^{(t)}(q) \times (1+r) + \mathcal{E}_{сум}(q) - C_m \times Q_1.$$

Если ${}_{(m-1)}K_{сум}^{(t)}(q) > 0$, а ${}_mK_{сум}^{(t)}(q) \leq 0$, то в году m кредит будет погашен полностью, и, начиная с $(m+1)$ -го года планируемого периода, выручка от поставок сжиженного природного газа на экспорт будет включаться в величину экономического эффекта (а также и часть поставок природного газа, производимых в году m).

Модель МСФГК может быть использована как для определения величины экономического эффекта $\mathcal{E}(q_n)$ для произвольной величины q_n , так и для определения $q_{мин}$ – минимально допустимой величины среднего дебита скважин, для которой экономический эффект равен нулю. Эта задача реализуется уравнением вида $\mathcal{E}(q_{мин}) = 0$, где вид функции эффективности тот же, что и выше. Найденные корни этого нелинейного уравнения $q_{мин}$ сравниваются со средневзвешенной величиной дебита скважин по месторождениям $q_{ср}$. Полученные оценки показывают, превышает ли и насколько $q_{ср}$ величину $q_{мин}$, и позволяют решить, имеет ли смысл разрабатывать выбранную группу месторождений в данный момент времени.

Особый интерес представляет анализ влияния основных параметров имитации на стратегию создания и функционирования газового комплекса.

Для проведения имитационных исследований входная информация модели может быть разделена на условно постоянную и варьируемую. К варьируемой информации относятся следующие показатели:

t – продолжительность сооружения комплекса и достижение запланированной производительности;

C_m – цена поставляемого на экспорт сжиженного природного газа в году m ;

r – процентная ставка по кредиту;

$N_{рез}$ – степень резервирования скважин на промыслах.

Сюда же следует отнести выходную информацию Модели МПК:

m – год полного погашения кредита по импорту;

S – выручка от поставки сжиженного природного газа в году m , образующая экономический эффект;

z – доля суммарной годовой добычи, расходуемая на собственные нужды газового комплекса (доля поставок газа внутренним потребителям).

При проведении имитации с помощью этой системы моделей условно была принята постоянной (не варьируемой) информация, которая в действительности таковой не является. К ней относятся такие величины, как, например, суммарная годовая добыча газа $Q_{сум}$, капитальные вложения в геологоразведку K_2 . В действительности K_2 зависит, например, от времени, и в общем случае для каждого года m существует свое $Q_{сум}$. Поэтому на втором этапе расчетов экономического эффекта эти величины варьируются (при изменении $Q_{сум}^m$ автоматически меняются величины Q_1 и Q_2). Кроме того, суммарная годовая добыча газа $Q_{сум}^m$ зависит от запасов газа G :

$$Q_{сум} = h \times G,$$

где h – коэффициент извлечения запасов.

В свою очередь капитальные вложения в геологоразведку K_2 тоже зависят от запасов газа G , и кривая, характеризующая эту зависимость, может быть разделена на три зоны:

- зона 1 (первоначальная) – разведка месторождений находится на начальной стадии, и капитальные вложения K_2 понижаются за счет открытия новых месторождений при уже имеющемся оборудовании;

- зона 2 – интервал, когда капитальные вложения в геологоразведку понижаются до минимума, и начинается рост капиталовложений в результате исчерпания уже открытых высокоэффективных месторождений (как правило, «лучшие» месторождения открываются на начальных этапах разведки);

- зона 3 – интервал, когда при исчерпании «лучших» месторождений идет упорная доразведка запасов, которая сопровождается быстрым ростом капитальных вложений K_2 по мере приближения G к своему максимальному значению G_{max} .

В зонах 1 и 2 фактические значения капитальных вложений известны, и по ним легко строится осредненная кривая. Зона 3 – прогнозируемый период, для которого фактические значения неизвестны, поэтому здесь может быть вид осредненной кривой экстраполирован по данным зон 1 и 2 и вычислена область возможных колебаний K_2 .

Таким образом, увеличение добычи газа ведет к росту капиталовложений (зона 3), что, в свою очередь, снижает эффективность проекта. Поэтому основной задачей, которая решается с помощью созданной системы имитационных моделей, является определение такого уровня запасов G^* , выше которого прирост запасов уже снижает эффективность проекта. На самом деле экономическая эффективность \mathcal{E} зависит от целого ряда параметров, и общая задача заключается в том, чтобы найти зависимость эффективности \mathcal{E} от изменения этих параметров и, получив несколько таких зависимостей, на основе их синтеза реально оценить величину максимальной эффективности \mathcal{E}_{max} .

Таким образом, варьируя различные параметры имитационных моделей, можно имитировать и исследовать различные ситуации создания и функционирования газового комплекса и тем самым оценить целесообразность прироста запасов.

Для варианта потребления газа только внутри страны входной параметр W (коэффициент перевода доллара в рубли) приравнивается 1.

Одним из важных входных параметров модели является такой инструмент государственного регулирования деятельности газового комплекса, как налоговая политика.

В настоящее время система налогов и платежей при пользовании недрами включает:

- налог на добычу полезных ископаемых;

- разовые платежи за пользование недрами;
- регулярные платежи за пользование недрами при поиске и разведке полезных ископаемых;
- плату за геологическую информацию о недрах;
- сбор за участие в конкурсе (аукционе);
- сбор за выдачу лицензий;
- акциз на природный газ.

При экспорте минерального сырья уплачиваются таможенные пошлины.

Поэтому, учитывая ставки НДС для экспорта газа (H_1) и для внутреннего потребления (H_2), получаем скорректированную выручку от продажи газа как сумму величин $C_j \times Q_1 \times (1 - H_1)$ для экспорта газа и $C \times Q_2 \times (1 - H_2)$ для внутренних нужд, где C_j – цена экспортируемого газа для произвольного года j и C – цена газа на внутреннее потребление.

Эта корректировка по НДС и выплатам вносится как в модель МСФГК (в расчетную формулу эффективности проекта), так и в модель МПК.

* * *

Как было показано, газовый комплекс страны из состояния относительной стабильности докризисных нулевых годов перешел к состоянию возросших неопределенности и рисков (что подтверждается значительными колебаниями цен, динамики добычи, а также структурными изменениями объемов продаж) – как реализации новых проектов, так и эффективности деятельности уже реализуемых проектов. Дать безошибочный прогноз в этих условиях – и перспективам развития экономики в целом, и газовому комплексу страны в частности – маловероятно; однако научиться прогнозировать результаты принимаемых решений, т. е. моделировать ситуацию, в том числе методами имитационного моделирования, – необходимое условие для дальнейшего развития.

Список литературы

1. Шмат В., Севастьянова А. Новая стратегия нефтегазовых территорий: экономика, информация, социум. Информационно-аналитические методы и ситуационный анализ в стратегическом управлении нефтегазодобывающим регионом на примере Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / Под ред. В. В. Кулешова, В. А. Крюкова; ИЭОПП СО РАН, Ком. по инф. ресурсам, Адм. губернатора Ханты-Мансийского АО-Югры. Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2006. 191 с.
2. Пляскина Н. И. Формирование стратегии освоения углеводородных ресурсов перспективных нефтегазодобывающих районов (на примере Ямала) // Вестн. Новосиб. гос. ун-та. Серия: Социально-экономические науки. 2006. Т. 6, вып. 1. С. 60–83.
3. Пляскина Н. И. Прогнозирование комплексного освоения недр перспективных нефтегазодобывающих районов (методология и инструментарий) // Проблемы прогнозирования. 2008. № 2. С. 72–93.
4. Хачатуров В. Р., Соломатин А. Н., Зотов А. Б., Бобылев В. Н., Веселовский В. Е., Коваленко А. Г., Крылов И. А., Ливанов Ю. В., Скиб А. К. Системы планирования и проектирования для нефтегазодобывающих районов и месторождений: математические модели, методы, применение // Официальный сайт Вычислительного центра им. А. А. Дородницына Российской академии наук Федерального исследовательского центра «Информатика и управление» Российской академии наук. URL: www.ccas.ru/depart/khach/mprs.doc
5. Соколова Г. Е. Применение имитации при разработке группы газовых месторождений // Актуальные проблемы освоения топливно-энергетических ресурсов Сибири: Сб. науч. тр. / Под ред. Г. М. Мкртчяна, Н. И. Пляскиной; ИЭОПП СО АН СССР. Новосибирск, 1985. С. 57–71.

G. E. Sokolova

*Institute of Economics and Industrial Engineering of the SB RAS
17 Acad. Lavrentiev Ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation*

sokolova@ieie.nsc.ru

A SIMULATION MODEL OF THE GAS COMPLEX

The article considers the dynamics of gas production in Russia, the structure of sales in the different market segments, as well as comparative dynamics of selling prices on these segments. Problems of approach to the creation of the gas complex using a simulation model, allowing to estimate efficiency of the project and determine the stability region of the obtained solutions. In the presented model takes into account the unit repayment of the loan, allowing with the first year of simulation to determine the possibility of repayment of the loan. The model object is a group of gas fields, which is determined by the minimum flow rate above which the project is cost-effective.

In determining the minimum source flow rate for the norm of discount is taken as a generalized weighted average percentage on debt and equity taking into account risk premiums. He also serves as the lower barrier to internal rate of return below which the project is rejected as ineffective.

Analysis of the dynamics and methods of expert evaluation allow to determine the intervals of variation of the simulated parameters, such as the price of gas and the exit gas complex at projected capacity. Calculated using the Monte Carlo method, for each random realization of the model simulated values of parameters allow to obtain a set of optimal for each realization of values minimum yield of wells, and also allows to determine the stability region of the solution.

Keywords: simulation, the gas sector, the project's effectiveness, sustainability, prices.

References

1. Shmat V., Sevastyanova A. New oil and gas strategy areas: Economics, information, society. Information-analytical methods and situational analysis in the strategic management of oil and gas producing region in the example of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra. V. V. Kuleshov, V. A. Kryukov (Eds.), IEIE SB RAS, Com. for info. resources, ADM. the Governor of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra. Novosibirsk, Publishing house of the IEIE SB RAS, 2006, 191 p.
2. Plyaskina N. I. Formation of strategy of development of hydrocarbon resources of the perspective oil and gas areas (on example of Yamal). *Vestnik of Novosibirsk state University. Series: Socio-economic Sciences*, 2006, vol. 6, no. 1, p. 60–83.
3. Plyaskina N. I. The prediction of comprehensive exploitation of mineral resources oil and gas promising areas (methodology and tools). *Problems of forecasting*, 2008, no. 2, p. 72–93.
4. Khachaturov V. R., Solomatin A. N., Zlotov A. B., Bobylev V. N., Veselovskii V. E., Kovalenko A. G., Krylov I. A., Livanov Y. V., Skib A. K. System planning and design for the oil and gas areas and fields: mathematical methods, models, applications. *The Official website of the Computing center A. A. Dorodnitsyn*, Russian Academy of Sciences Federal research center «information and control», Russian Academy of Sciences. URL: www.ccas.ru/depart/khach/mprs.doc
5. Sokolova G. E. The Use of simulation in the development of the group's gas fields. *Actual problems of development of fuel and energy resources of Siberia: collection of scientific papers*. G. M. Mkrtchyan, N. I. Plyaskina (Eds.); IEIE SB USSR Academy of Sciences. Novosibirsk, 1985, p. 57–71.