

УДК 338.2
JEL D92, G12, L71, M2, O22

М. Д. Нечаева, О. В. Ремизов

*Новосибирский государственный университет
ул. Пирогова, 2, Новосибирск, 630090, Россия*

fraumariya@gmail.com, oleg.remisoff@gmail.com

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ СОВРЕМЕННОЙ ОЦЕНКИ АКТИВОВ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ В РОССИЙСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ *

Для большинства проектов в нефтегазовом секторе характерны длительные сроки окупаемости капитальных вложений и наличие множества разнообразных рисков. Оценка эффективности подобных проектов является собой сложную задачу вследствие необходимости учета и структурирования различных типов неопределенности. В данной статье кратко проанализированы возможности и особенности применения методики «современной оценки активов» для устранения недостатков традиционного метода дисконтирования денежных потоков применительно к экономической оценке проектов нефтегазовой сферы. Рассмотрены примеры оценивания проектов в нефтедобыче (на базе ретроспективных показателей) и мегапроекта по освоению ресурсов гелия на востоке Российской Федерации. В первом случае была выполнена прямая проверка двух методов на предмет адекватности результатов оценки в сравнении с динамикой расчетно-фактических показателей. Проверка показала, что метод «современной оценки активов» в целом дает более точные результаты (по верификации с фактическими) и не занижает показатели эффективности – в отличие от обычного метода дисконтирования, склонного к излишнему детерминизму. Во втором случае исследовался сложный «сверхдолгосрочный» проект, оценка которого с помощью стандартных методик в текущих организационно-экономических и технологических условиях зачастую дает неутешительные результаты, что противоречит здравому смыслу и успешному опыту развития гелиевой промышленности в других странах мира. Важным результатом является следующий: моделирование гелиевого мегапроекта с помощью методов «современной оценки активов» позволяет не только получить более адекватные представления о его экономической эффективности, но и по-новому взглянуть на подходы к реализации.

Ключевые слова: нефтегазовый сектор, нефтяное месторождение, нефтедобыча, освоение ресурсов гелия, инвестиционный проект, неопределенность, риск, проектный анализ, оценка экономической эффективности, учет риска, дисконтирование денежных потоков, реальные опционы, современная оценка активов.

Об актуальности развития методов проектного анализа

Актуальность развития методов проектного анализа, совершенствования подходов к стоимостной оценке инвестиционных проектов в нефтегазовом секторе (НГС) не вызывает сомнений по целому ряду причин.

Нефтегазовый сектор в России является одной из системообразующих отраслей национальной экономики. Стратегия развития отечественного НГС предполагает осуществление масштабных инвестиционных проектов, направленных на расширение ресурсной базы путем

* Статья подготовлена в рамках исследований, проводимых при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 14-18-02345).

освоения новых нефтегазоносных регионов (прежде всего Восточной Сибири и континентального шельфа), модернизацию существующих перерабатывающих мощностей и инфраструктуры. В нефтяной и газовой отраслях РФ по состоянию на текущий момент в различной стадии реализации насчитывается более 300 крупных инвестиционных проектов с совокупным объемом инвестиций до 2020 г. на 19 трлн руб. [1]. Реализация этих проектов может дать колоссальный экономический эффект не только для самого НГС, но и для смежных отраслей экономики и видов деятельности: строительства, транспорта, проектно-инжинирингового сектора, сферы НИОКР, финансового сектора. Нефтегазовые проекты играют важную роль в достижении стратегических целей государства по освоению северных территорий, Сибири и Дальнего Востока.

Усложнение геологических, географических, климатических условий реализации новых добычных и инфраструктурных проектов неминуемо влечет за собой повышение капиталоемкости каждой последующей единицы добычи углеводородного сырья. Восточная Сибирь и континентальный шельф (в особенности арктический) предъявляют повышенные требования к инвестициям в освоение региона в силу географической разбросанности, сложных климатических условий, недостаточной изученности, отсутствия промышленной и транспортной инфраструктуры, необходимости создания сложных инженерных сооружений для обустройства месторождений, бурения скважин и транспортировки продукции.

В процессе принятия решения о необходимости реализации инвестиционного проекта, при его оценке аналитик сталкивается с рядом неопределенностей. Геологические неопределенности (риски) связаны с тем, что на аукционы обычно выставляются участки с неразведанными запасами сырья, а экономические – с неопределенностью будущих цен на ресурсы, ставок процента, операционных издержек и проч. [2]. В целом же совокупность рисков ресурсных проектов значительно шире, о чем свидетельствует общая классификация рисков (включающая отраслевые, правовые, финансовые, страновые, региональные, а также риски деятельности), которая приведена в работе Л. В. Скопиной и Н. Е. Шубникова [3].

В настоящее время значительную дополнительную неопределенность для экономики инвестиционных проектов в НГС вносит геополитическая обстановка и обострение международных противоречий. Удорожание фондирования банковской системы, ограничение доступа российских игроков к современным зарубежным добычным и инфраструктурным технологиям ставят под вопрос рентабельность осуществления проектов (включая так называемые «мегапроекты» по освоению крупных потенциальных нефтегазоносных территорий и развитию комплексных систем по добыче, переработке, транспорту и маркетингу основных и сопутствующих продуктов), а в некоторых случаях и вовсе блокирует их реализацию (по крайней мере в ближайшем будущем). При всем своем разнообразии перечисленные риски имеют политическое «происхождение». Однако нужно отметить, что политические риски признавались самым значимым видом рисков для российских инвесторов нефтегазовых проектов еще в начале 2000-х гг. [4].

К сожалению, строго объективного научного инструментария, позволяющего с приемлемой долей вероятности прогнозировать глобальные геополитические сдвиги, не существует. Однако экономическая часть вопроса поддается оценке и прогнозированию, и даже с учетом множественных рисков осуществления долгосрочных и дорогостоящих проектов инвестор при применении современных методов экономической оценки проектов в состоянии получить обоснованные данные об эффективности их реализации в условиях неопределенности. А на основе получаемых оценок инвестор может с приемлемой долей вероятности принять верное (с текущей точки зрения) решение относительно входа в проект и выбора оптимальной стратегии реализации. При этом одновременно с увеличением сложности и сроков реализации от проекта к проекту возрастают требования к адекватности применяемой методологии стоимостной оценки.

Основные методы экономической оценки инвестиционных проектов: общие черты и различия

Существует несколько основных подходов к оценке экономической эффективности инвестиционного проекта с множеством различных дополнений и модификаций: метод

дисконтированных денежных потоков (DCF-метод); метод реальных опционов (метод ROA, в частности предполагающий построение дерева решений); основанный на нем метод современной оценки активов (метод MAP). Несмотря на использование различных способов расчета метрик эффективности проекта, к вышеперечисленным подходам одинаково применимы содержательные компоненты оценки: формирование сценариев для оценки, стресс-анализ, факторный анализ.

Поскольку основной проблемой при оценке эффективности инвестиций является неопределенность изменчивых параметров реализации проекта, качественные различия методов кроются в подходе к количественной оценке неопределенностей (рисков), присущих конкретному проекту. Для каждого из методов оценки характерен свой подход к структурированию общего риска проекта. Имеются в виду способы выявления различных компонент проектного риска, количественной оценки, включения риска отдельных детерминант проекта в интегральный показатель.

Общепринятые и наиболее широко используемые методы оценки эффективности инвестиционных проектов (различные модификации DCF-метода) зачастую не позволяют должным образом обосновать оценку проектного риска. При этом результаты количественного анализа оказываются обреченными зависеть от адекватности экспертной оценки риска того или иного проекта. В современных же условиях, когда проекты становятся все сложнее и масштабнее, а неопределенность будущего возрастает в геометрической прогрессии, при применении стандартных методов DCF существует опасность получения ошибочных результатов. Степень такой опасности в проектном анализе возрастает по мере усложнения оцениваемых проектов, что актуализирует необходимость применения современных методик оценки, в частности MAP.

На наш взгляд, адаптация, использование и развитие современных методов оценки в российских условиях позволяют получить более осмысленное, обоснованное и адекватное представление об эффективности многих инвестиционных проектов в НГС, а в некоторых случаях – кардинально изменить взгляд на прогнозную эффективность. Это относится и к «обычным» проектам по освоению отдельных месторождений и участков недр, но тем более – к реализации уникальных мегапроектов (например, по извлечению и переработке ресурсов гелия на базе месторождений Восточной Сибири).

Далее мы рассмотрим теоретические и практические аспекты применения метода MAP при анализе проектов отечественной нефтегазовой сферы.

Теоретические основы методов DCF и MAP

Рассматривая теоретические основы названных методов, сделаем акцент на способах учета рисков: в отношении метода DCF – на развитии и дополнениях, позволяющих (хорошо или плохо) преодолеть его чрезмерный детерминизм; касательно метода MAP отметим его главные достоинства и потенциальные недостатки, «подводные камни» в теории, которые порождают сложности практического применения.

Применение метода DCF, лежащего в основе большинства используемых на данный момент моделей стоимостной оценки инвестиционных проектов, предполагает, что денежные потоки, формируемые проектом в различные моменты времени, подвержены некоторому постоянному систематическому риску, который отражается в анализе с помощью ставки дисконтирования, единой для всех компонент денежного потока в каждый момент времени (t). Данное предположение является очень сильным, поскольку подразумевает, что различные виды детерминант проекта (в простейшей модели – выручка и затраты) характеризуются одинаковой степенью риска. Однако анализ реальных данных показывает, что для проектов в нефтегазовой сфере планируемые денежные поступления, зависящие от волатильных цен, гораздо более изменчивы, чем величины капитальных и операционных затрат, которые относительно легко просчитываемы (прогнозируемы с достаточно высокой степенью надежности) [5].

Мнение экспертного сообщества, специализирующегося в области анализа проектов ресурсного типа, по поводу метода DCF сводится к следующему. Вследствие недифференцированного учета риска, свойственного разным детерминантам проекта, метод DCF

зачастую дает смещенные оценки эффективности проекта. В частности, систематически занижается долгосрочная ценность запасов сырья в недрах, наблюдается смещенность оценки в сторону чрезмерного наращивания добывающих мощностей (для увеличения добычи в периодах, приближенных к нулевому), недооценивается величина будущих затрат, что ведет к занижению выгоды от применения усовершенствованных технологий с низкими эксплуатационными издержками. Кроме того, технические приемы метода DCF не позволяют сравнивать профили риска для проекта, осуществляемого в условиях разных налоговых режимов, и не дают возможность оценить дополнительные выгоды от гибкого управления проектом с учетом изменяющихся параметров реализации. Одной из ключевых работ, посвященных этой теме, является статья Д. Лоутона [6].

Для преодоления описанных недостатков и расширения инструментария для оценки рисков метод DCF обычно сочетают с методом сценариев и имитационным моделированием по методу Монте-Карло, которые позволяют учесть одновременное влияние изменений нескольких факторов риска в разных сценариях. Подобное сочетание помогает решить проблему недооценки степени риска по некоторым видам неопределенности, но лишь частично, поскольку полученные оценки эффективности проекта страдают от большой доли субъективизма в выборе ставки дисконта.

Дальнейший прогресс в развитии метода DCF (как основы для стоимостной оценки) и преодолении его недостатков, связанных с негибкостью, был обеспечен разработкой метода «реальных опционов», фокусирующего внимание на той роли, которую играет степень гибкости в ходе будущего осуществления проекта на определение его сегодняшней ценности. Идеи метода «реальных опционов» получили развитие в более широкой системе взглядов, для которой принят термин «современная оценка активов» (Modern Asset Pricing / MAP). Впервые метод MAP получил комплексное освещение в серии статей Г. Салахора, Д. Лоутона, М. Бейкера и других авторов, опубликованных в «The Energy Journal» в конце 1990-х гг. [6–8]. Общая особенность методов MAP состоит в применении к каждой детерминанте проекта подходящей дисконтной конструкции. При этом проектная норма дисконтирования не задается экзогенно в качестве расчетного параметра, а выявляется эндогенно при наложении дисконтированных проектных детерминант на структуру проекта. Один из подходов, построенный на идеях метода «реальных опционов», получил дальнейшее развитие в «теории ценовых опционов» [9].

В простейшем случае стоимостной оценки проекта, предполагающем анализ только выручки (как произведения объема продукции на ее цену) и затрат, не включая в уравнение налоговый режим или гибкость принятия решений в будущем, аналитик, использующий метод MAP, меняет последовательность действий в сравнении с анализом по методу DCF. Первым делом для каждой детерминанты проекта (выручка / цена и затраты) определяется дисконтная конструкция, соответствующая заложенной в каждой детерминанте неопределенности. Например, для приведения к текущему моменту времени значений будущей выручки при известных планируемых объемах добычи могут успешно использоваться фактические или расчетные цены форвардных контрактов, которые уже включают в себя оценку риска рыночной конъюнктуры. Для дисконтирования заранее определенных величин капитальных затрат на ближайшие несколько лет может использоваться безрисковая ставка дисконта. Приводя денежные потоки различных детерминант проекта к настоящему периоду по отдельности, аналитик в итоге складывает их для получения совокупного значения ценности проекта. Иначе говоря, общая ставка дисконта для проекта определяется эндогенно [8].

Таким образом, идеи, заложенные в основу метода MAP, позволяют смягчить некоторые недостатки метода DCF, касающиеся учета рисков, составляющей инвестиционного проекта. Применение специфических подходов к дисконтированию различных детерминант проекта позволяет устранить смещенность оценок, вызванную использованием одной и той же нормы дисконта времени для детерминант с разным уровнем риска. При дисконтировании отдельных компонент денежного потока ослабляется необходимость в субъективных суждениях: ведь гораздо проще продисконтировать цену или издержки отдельно друг от друга, чем комбинацию множества денежных потоков проекта по освоению нефтяного или газового месторождения. Более того, изложенный подход позволяет получить интегрированную оценку риска проектов, предполагающих наличие различных сценариев, «дерева

решений», что, впрочем, остается за рамками данной статьи, поскольку представляет тему для самостоятельного исследования. Примером подобной работы может служить сравнительный анализ методов дерева решений, реальных опционов и стохастического моделирования (Монте-Карло) с той точки зрения, как они «справляются» с учетом неопределенности ключевых параметров нефтегазового проекта, отражают изменение стоимости денег во времени и допускают управленческую гибкость [10].

Следует отметить, что применение метода MAP сопряжено с некоторыми трудностями, в частности, с отсутствием форвардного рынка для большинства товаров, дающего необходимые ценовые измерители. В нефтегазовой сфере данные показатели в том или ином виде существуют, а в случае их недостаточности можно рассчитать оценки в соответствии с тем или иным подходом к моделированию ценовой динамики. Для проектов в нефинансовой сфере, связанных с производством благ, которые не торгуются широко на мировом или местном рынке, применение конструкции дисконтирования цен по методу MAP будет затруднено. Тем не менее, это не является непреодолимым препятствием для использования метода с целью повышения точности оценок экономической эффективности в проектном анализе, что подтверждается нашим опытом моделирования «гелиевого мегапроекта».

Пример ретроспективной оценки нефтяных проектов

Для того чтобы сравнить результативность методов DCF и MAP с точки зрения учета рисков и точности оценивания проектной эффективности, с их помощью была проведена оценка проекта по добыче нефти (торгуемой по ценам сорта Urals) на девяти месторождениях в Ханты-Мансийском АО, разработанного в 1995 г.¹ Показатели по каждому типу объектов (табл. 1), включенных в модель, определены на основе проектных параметров разработки реальных месторождений, которые можно считать типичными для своего класса.

Таблица 1

Типы объектов (нефтяных месторождений), включенных в модель

Месторождение	Размер месторождения по запасам		
	Малое (менее 10 млн т)	Среднее (от 10 до 30 млн т)	Крупное (более 30 млн т)
Низкопродуктивное (дебит менее 10 т/сут.)	1–1	1–2	1–3
Среднепродуктивное (дебит 10–30 т/сут.)	2–1	2–2	2–3
Высокопродуктивное (дебит более 30 т/сут.)	3–1	3–2	3–3

Как показали результаты оценки данного проекта (по методу DCF), которые проводились при изучении возможностей и направлений реформирования налоговой системы в российском НГС [8], эффективными при общем налоговом режиме оказались только крупные месторождения. Приемлемый уровень оценочной коммерческой эффективности объектов других классов достигался лишь при условии применения налоговых льгот (пониженных ставок налога на добычу нефти), общая сумма которых по отдельным объектам составляла от 0,2 до 5,7 млрд руб. в ценах 2005 г. (табл. 2).

¹ Всего рассматриваемый проект охватывал около 60 месторождений на территории Ханты-Мансийского АО. Инициатором проекта выступила одна из независимых нефтяных компаний, которая была учреждена в начале 1990-х гг. Впоследствии компания подверглась реструктуризации, а ее ресурсные активы отошли другим недропользователям. Практически все месторождения проекта (за небольшим исключением) были введены в эксплуатацию во второй половине 1990-х – начале 2000-х гг.

Таблица 2

Результаты оценки финансово-экономической эффективности проекта
(в ценах 2005 г.) [11]

Показатель	1–1	1–2	1–3	2–1	2–2	2–3	3–1	3–2	3–3
Чистая прибыль, млрд руб.	1,9	24,9	51	5,3	25,6	41,7	13,6	22,9	100,1
Чистая текущая стоимость (NPV), млрд руб.	1,8	25,8	51,7	5,2	25,3	39,6	4,7	5,0	26,6
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	8,7	20,1	10,2	15,1	29,7	27,7	45,5	21,3	36,1
Сумма налоговых льгот, млрд руб.	0,2	3,6	5,7	1,3	3,1	5,6	–	–	–
Итого затрат, млрд руб.	11,1	73,9	191,9	16,6	58,9	94,4	31,8	64,0	232,2
Итого доходов, млрд руб.	6,2	67,3	161,3	14,5	66,8	106,5	43,2	77,0	319,2

В отличие от предыдущего исследования наша задача состояла в построении модели оценки, отражающей фактор риска. Поскольку в модели не учитывался геологический и технологический риск, характеристики месторождений рассматривались как элементы, не содержащие неопределенность, точно известные заранее. Определение остальных параметров модели потребовало выдвижения некоторых предположений и привлечения дополнительной информации и статистических данных.

Процесс применения методов стоимостной оценки денежного потока был разделен на несколько этапов в соответствии с теоретическими основами DCF и MAP:

- 1) оценку входных параметров модели – физического объема проданной нефти, затрат, рыночной цены нефти, безрисковой ставки доходности;
- 2) расчет дисконтирующих множителей для различных компонент денежного потока – выручки и затрат;
- 3) расчет профиля чистой стоимости проекта (NV) по годам по методу DCF и MAP;
- 4) расчет дисконтированной прибыли после налогообложения на основе профилей NV;
- 5) суммирование нетто-ценности рассчитанной прибыли по годам для каждого месторождения и получение итоговой оценки эффективности проекта.

Общий вид денежных потоков, генерируемых проектом по разработке нефтяных месторождений, представлен формулой:

$$NCF = Q_H \times P_H - C,$$

где NCF – чистый денежный поток (Net Cash Flow),

Q_H – физический объем проданной нефти, который рассчитывается в проекте,

P_H – рыночная цена проданной нефти, которая содержит элемент неопределенности,

C – издержки, которые рассчитываются в проекте.

В качестве оценки будущих цен на нефть был взят ценовой прогноз для нефти сорта Brent, сделанный Агентством энергетической информации Министерства энергетики США (U.S. Energy Information Administration – EIA) в 1995 г.² Путем домножения на известное соотношение между ценами на нефть сорта Brent и Urals был получен прогноз для цен на нефть сорта Urals. Экспортная цена нефти и рыночная цена нефти внутри страны различаются, для простоты расчетов была использована средневзвешенная цена нефти с учетом доли экспорта 50 %.

² Analysis & projections // U.S. Energy Information Administration. URL: <http://www.eia.gov/analysis/> (дата обращения 06.03.2015).

Как и в методе DCF, так и в методе MAP для расчета факторов дисконта необходима оценка безрисковой ставки доходности, которая в целях предотвращения дополнительной неопределенности прогнозирования должна быть неизменной на протяжении всего периода оценки. В качестве такой оценки было взято среднее значение депозитной ставки по валюте в российских банках высшей категории надежности, поскольку цены на нефть практически полностью котируются в американских долларах, и, следовательно, доходы от продажи нефти целесообразно исчислять в долларах. Кроме того, расчет фактора дисконта цены нефти по методу MAP требует значений форвардных цен на нефть. Воспользовавшись постоянным соотношением между стоимостью фьючерсного контракта и ценой на нефть, выявленным путем сопоставления их фактических значений в оцениваемый период, мы получили дисконтированные оценки цены на нефть V_t для каждого года расчетного периода (табл. 3). В ходе ретроспективной оценки проекта по добыче нефти подтверждалось, что данное соотношение было практически неизменно для разных расчетных периодов, что позволило упростить расчеты без потери их точности.

Таблица 3

Входные параметры модели для оценки по методу DCF и MAP

Параметр	Обозначение	Значение
Общие		
Физический объем проданной нефти	Q_i	Рассчитано в проекте
Затраты	C_i	Рассчитано в проекте
Безрисковая ставка доходности	r	Среднее значение депозитной ставки в валюте
Рыночная цена нефти	P_t	Прогноз цен на нефть
DCF		
Фактор дисконта	d_i	$(1+r)^{-i}$
Нетто-ценность	NV	$NCF \times d_i$
MAP		
Сегодняшняя ценность безрисковых облигаций	δ_{HFC}	$\frac{1}{r}$
Форвардная цена нефти	F_t	Стоимость фьючерсного контракта на поставку нефти в год t
Нынешняя цена требования на единицу поставок нефти	V_t	$F_t \times \delta_{HFC}$
Нетто-ценность	NV	$Q_i \times V_i - C_i \times \delta_{HFC}$

Поскольку расчеты выполняются в сопоставимых ценах, очищенных от инфляции, то фактор дисконта всего денежного потока по методу DCF составляет 0,917 для первого года и уменьшается до 0,178 для 20-го (последнего) года проектного периода. По методу MAP фактор дисконта для потока затрат принимается исходя из безрисковой ставки доходности, а значение фактора дисконта цен на нефть и, соответственно, всего потока выручки изменяется во времени от 0,860 до 0,638 (рис. 1).

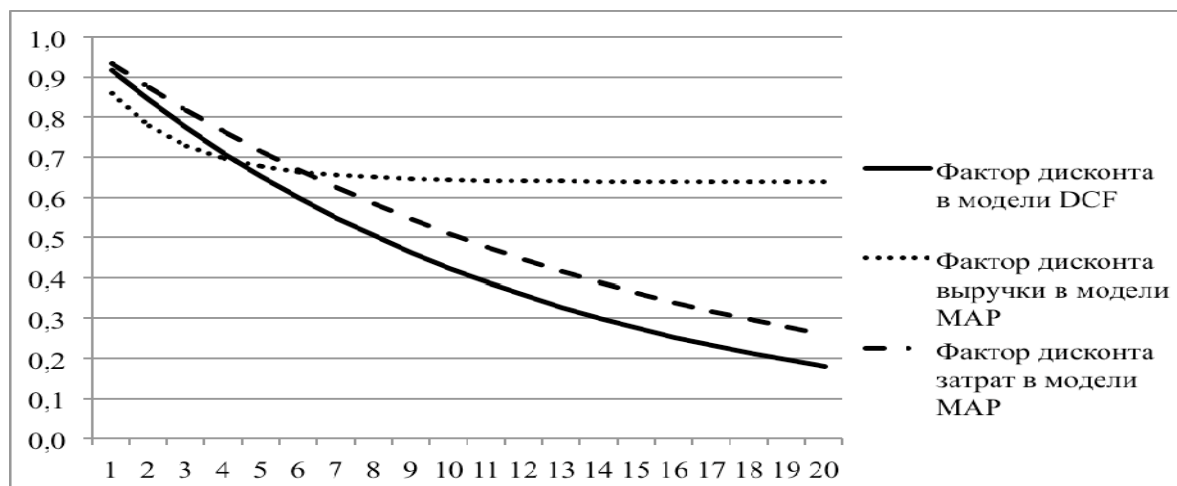


Рис. 1. Графики фактора дисконта по годам периода оценки

Таблица 4

Показатели стоимостной оценки проекта, млн долл. (в ценах 2012 г.)

Показатель	Месторождения (типы)									Проект
	1–1	1–2	1–3	2–1	2–2	2–3	3–1	3–2	3–3	
NV DCF	–39	–150	–531	–37	–1	–15	71	38	453	–209
NV MAP	–27	2	175	–5	175	274	105	235	1279	2213
Недисконтированный денежный поток	42	913	4642	187	1209	1950	197	1410	6075	16624
Прибыль фактическая	–28	90	866	15	305	474	–29	383	1855	3930
Прибыль по системе налогового учета 1995 г.	2	385	2252	77	607	962	24	719	3187	8216
Эффективность фактическая по прибыли	–	+	+	+	+	+	–	+	+	+
Эффективность по оценке DCF	–	–	–	–	–	–	+	+	+	–
Эффективность по оценке MAP	–	+	+	–	+	+	+	+	+	+

Следующим этапом применения методов стоимостной оценки денежного потока после определения всех параметров модели стало получение показателей эффективности проекта, в качестве которых мы взяли нетто-ценность проекта и нетто-прибыль после налогообложения по ставкам НДС, экспортной пошлины и налога на прибыль согласно законодательству, действовавшему в 1995 г. Сравнение полученных результатов оценивания показало, что метод DCF дает смещенные оценки, занижающие реальную стоимость проекта, что подтверждает необоснованность предположений, лежащих в основе метода, и что негативным образом сказывается на адекватности реально принимаемых инвестиционных решений. В целом оценки, полученные по методу MAP, оказались более точными при сравнении их с показателями освоения месторождений, рассчитанными по фактической динамике (табл. 4).

Отметим, что в рамках задач данной работы учет ценовой неопределенности происходил лишь с помощью особого порядка дисконтирования цены и сценарного прогнозирования ценовой неопределенности на основе сравнительно простой модели «возврата к среднему».

Последняя строится на предположении, что после случайных скачков цены имеют тенденцию возвращаться к первоначальному тренду [9]. Это имеет подтверждение на практике. В частности, подобную тенденцию можно наблюдать на примере поведения ценовой динамики в период с 2008 г. почти до настоящего момента времени (т. е. до нынешнего конъюнктурного кризиса на мировом нефтяном рынке).

Кроме того, построенная модель была направлена на учет одного фактора неопределенности, в то время как риск в проектном моделировании является многокомпонентным. При сопоставлении полученных оценок с показателями, рассчитанными на основании фактических данных, мы сталкиваемся с отклонениями, вызванными изменениями в системе налогообложения, произошедшими в России за ретроспективный период. Прибыль, рассчитанная по фактическим данным в соответствии с налоговым режимом начального момента прогноза (1995 г.), более чем в два раза превышает прибыль, полученную по имевшей место в реальности системе налогообложения нефтедобывающей отрасли. Изменения, произошедшие в налоговой политике государства, были чрезвычайно значимыми для рынка нефти, и в связи с тем, что они не учитывались при моделировании денежных потоков, в анализе итогов целесообразно было учитывать прибыль, рассчитанную по системе налогового учета 1995 г.

В целом же мы приходим к выводу, что проверка метода MAP на примере ретроспективной оценки нефтяного проекта подтвердила его преимущества в сравнении с традиционным методом DCF. Это дает обоснованные надежды на то, что метод MAP будет более адекватен и в прогнозной оценке инвестиционных проектов ресурсного типа, характеризующихся высокой степенью неопределенности.

Пример прогнозной оценки гелиевого мегапроекта

Одним из важнейших для нашей страны ресурсных проектов, реализация которого сопряжена с сильной неопределенностью, является масштабный проект (в принятой сейчас терминологии – мегапроект) по освоению ресурсов гелия на базе газовых и газоконденсатных месторождений Восточной Сибири и Якутии. Это сверхсложный проект в экономическом и технологическом отношениях, что во многом предопределяется свойствами целевого продукта, спецификой применения, характеристиками технологических решений в производстве, состоянием и организацией мирового рынка, размерами планируемой к освоению ресурсно-сырьевой базы и другими факторами.

Прежде всего отметим, что гелий – это инертный, сверхпроводящий, сверхтекучий, невоспламеняющийся газ; его температура кипения одна из самых низких, а молекулы его обладают малой массой и размером. Благодаря своим уникальным физическим свойствам основное применение гелий находит в наукоемких отраслях экономики (аэрокосмической отрасли, электронике, атомной энергетике, сложной диагностической медицине и проч.), а также в сфере фундаментальных и прикладных научных исследований [12].

Мировой рынок гелия по большей части характеризуется дефицитом товара и властью предложения: растущий спрос на гелий, генерируемый странами со значительной долей наукоемких отраслей в экономике (США, европейскими государствами, Японией) не покрывается текущими мощностями по производству этого ценного ресурса. Монополистом по запасам и производству гелия в настоящий момент являются США, начавшие реализацию масштабного проекта по извлечению гелия из природного газа и созданию стратегических запасов ресурса в первой половине XX в. В настоящее время США контролируют более 70 % мирового производства гелия, около 40 % потребления и, с учетом созданных резервов гелия в подземных хранилищах, до 40 % мировых запасов гелия. Тем не менее, в последние 20 лет монополия США на рынке гелия размывается как с точки зрения запасов и производства, так и с точки зрения потребления. Бурное развитие наукоемких производств в странах АТР привело к увеличению доли региона в мировом потреблении гелия до 16–20 %. Под растущий спрос азиатских экономик осуществляется запуск новых гелиевых проектов в Катаре, Алжире и Австралии [13; 14].

Гелиевая промышленность занимает особое место среди перспективных направлений развития и российского НГС, поскольку в Восточной Сибири сконцентрированы уникальные

по объемам и качеству ресурсы гелия. Под качественными характеристиками запасов, в первую очередь, подразумевается концентрация гелия в природном газе – именно от нее зависит уровень удельных затрат на производство гелия, а значит, и экономическая эффективность. Высокое качество разведанных ресурсов (концентрация гелия 0,2–0,55%) является предпосылкой для развития отрасли на востоке страны. В целом по России потенциал ежегодной добычи гелия по крупнейшим месторождениям оценивается в 380–390 млн м³, а на долю восточных регионов страны приходится почти 90 % этого потенциала.

В качестве основного рынка сбыта гелия рассматриваются страны АТР в связи со сложившимся уровнем спроса и предположениями о его изменениях, а также в связи с территориальной близостью этого рынка к располагаемым ресурсам. Так, уже к 2020 г. поставки гелия из России на рынки АТР могут составить 35–40 млн м³, а к 2030 г. объемы поставок гелия из России могут достигнуть уровня 25 % мирового рынка [13].

Для достижения приведенных объемов поставок на мировой рынок и упрочения позиции России на нем в качестве одного из основных игроков необходимо формирование крупного комплекса, включающего систему переработки природного газа, производства товарного гелия, а также необходимую транспортно-логистическую систему. Одной из важнейших задач государства и частных инвесторов становится оценка эффективности проекта по освоению ресурсов гелия на востоке РФ.

Оценка гелиевого мегапроекта с 50-летним сроком реализации была проведена на основе методик DCF и MAP. В отсутствие форвардного рынка гелия для моделирования ценовой динамики была использована стохастическая модель «возврата к среднему» [8]. В качестве содержательных сценариев для расчетов были использованы как базовые варианты (параметры производства гелия в базовом варианте реализации проекта предполагают максимальную утилизацию ресурсов гелия с учетом неизбежных потерь при переработке и очистке), так и сценарии, реалистично подразумевающие наличие ограничений по спросу. В соответствии с этими сценариями логично встает вопрос об эффективности строительства подземных хранилищ гелиевого концентрата для создания резервов ресурса в случае переизбытка по соотношению текущее производство / спрос.

В базовом варианте (ежегодный рост производства и цен без учета ограничений по спросу) метод DCF «недооценивает» проект (рис. 2). В зоне, близкой к неэффективности проекта, когда ожидаемый темп роста цен на гелий равен нулю, оценки сходятся. При более высоких темпах роста цен разница между оценками растет, так как по методу DCF мы продолжаем дисконтировать денежные потоки проекта с применением той же ставки дисконта. В оценках по методу MAP для каждого уровня цен ставка дисконтирования определяется эндогенно, и для проекта с более высокой ожидаемой выручкой ставка дисконта будет меньше, так как денежные потоки по проекту содержат меньше неопределенности (рис. 3).

В оценках по методу MAP для каждого уровня цен ставка дисконтирования определяется эндогенно, и для проекта с более высокой ожидаемой выручкой ставка дисконта будет меньше, так как денежные потоки по проекту содержат меньше неопределенности (рис. 2). В варианте с учетом прогнозируемых рыночных ограничений спроса оператор проекта сталкивается с выбором: либо извлекать меньшие объемы гелия из природного газа с невозвратными потерями гелия, либо сохранять часть ресурсов гелия и откладывать его продажу на более поздние периоды, что требует дополнительных инвестиций и затрат на хранение гелиевого концентрата.

При прогнозируемом среднем темпе роста цен на уровне 2 % четко видно различие в оптимальных решениях для адаптации проекта к ограничениям спроса (рис. 4). Метод DCF отдает предпочтение варианту с сокращением добычи и потерями гелия, а модель MAP выбирает в качестве оптимальной опцию строительства подземных хранилищ гелиевого концентрата. Таким образом, различные методы оценки проекта могут повлиять не только на решение инвестора о его участии в проекте, но и на выбор варианта реализации самого проекта.

Проведенные результаты расчетов иллюстрируют, как более структурированный подход к учету риска различных детерминант проекта позволяет более адекватно оценить его

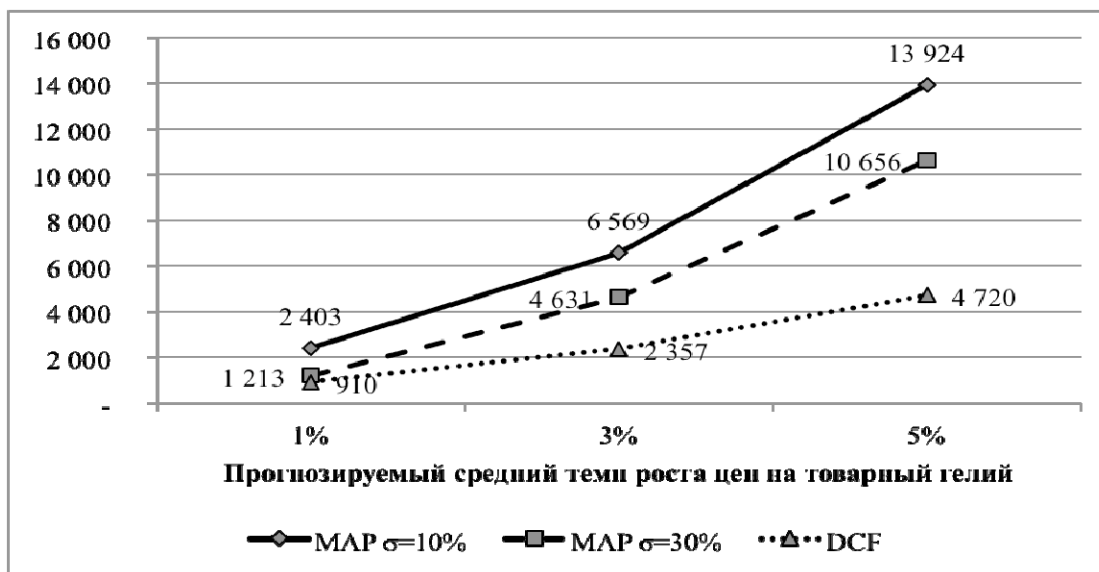


Рис. 2. Сравнение стоимостных оценок проекта по методикам DCF и MAP, млн долл.

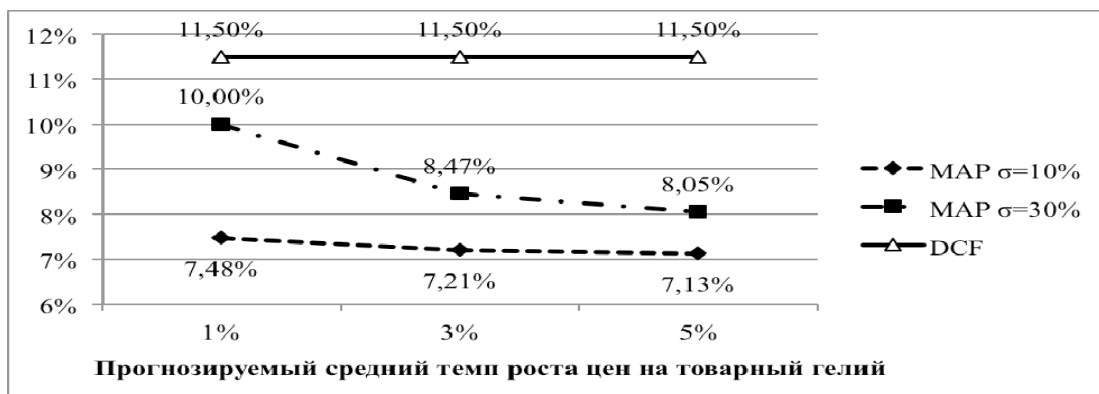


Рис. 3. Сравнение ставок дисконтирования по модели DCF и MAP, %

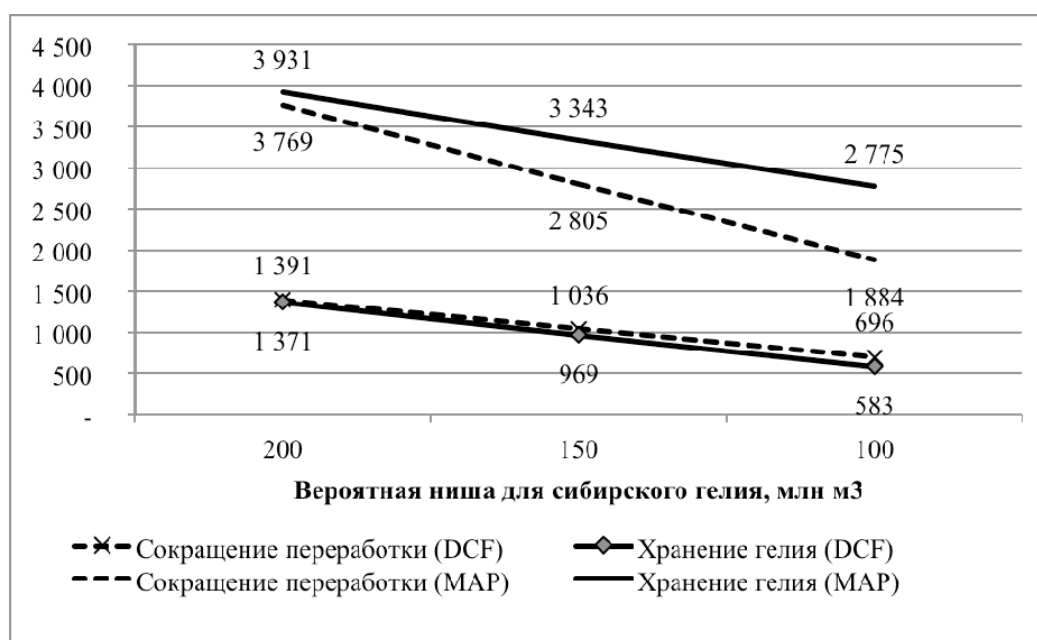


Рис. 4. Сравнение стоимостных оценок проекта по методикам DCF и MAP, млн долл.

эффективность в целом, а также выбрать подходящие опции в случае возникновения внешних (рыночных) ограничений.

Дальнейшие перспективы применения метода МАР для оценки эффективности гелиевого мегапроекта на базе ресурсов Восточной Сибири заключаются в построении «дерева решений», где инвестор на каждом шагу сталкивается с рядом возможных вариантов управления проектом: могут варьироваться объемы извлекаемого гелия, объемы закачки и извлечения гелия из подземных хранилищ, вводы новых мощностей для переработки и хранения гелия. Особую сложность здесь представляют верная спецификация модели и построение оптимального алгоритма расчетов по дереву.

Заключение

Описанные в статье эксперименты с методом МАР призваны кратко ознакомить читателя с принципами и особенностями его применения для целей экономической оценки инвестиционных проектов в нефтегазовой сфере. Несмотря на то что в обоих случаях рассматривались упрощенные варианты проектов, применение метода «современной оценки активов» позволяет диаметрально противоположным образом изменить взгляд инвестора на эффективность проекта и, что немаловажно, подкрепить его объективными расчетными данными, минимизируя экспертную составляющую оценки, которая далеко не всегда бывает объективной.

Немаловажно и то, что различные методы оценки проекта могут не только повлиять на решение инвестора и государства о его целесообразности, но и определить выбор стратегии реализации. Формализация учета рисков в модели МАР позволяет устранить недостатки DCF-модели, которые, в конечном счете, приводят к неверным стратегическим решениям. Инновационные методы проектного анализа, в частности МАР, через аккуратный учет заложенной в проекте неопределенности, позволяют получить более точные оценки и привести к принципиально другому пониманию возможных выгод его реализации.

Последнее обстоятельство может иметь принципиальное значение для технологически и экономически сложных проектов, которых в российском НГС с каждым годом становится все больше и больше. Ярким примером сказанному является уже фактически начавшаяся реализация гелиевого мегапроекта на востоке России. Но и в «самом традиционном» виде деятельности – нефтедобыче – сложность проектов тоже возрастает наравне с усилением неопределенности условий реализации. Тем важнее становится дальнейшее развитие и совершенствование методов экономической оценки инвестиционных проектов на базе современных теоретических представлений и накопленного практического опыта в проектном анализе. К сожалению, речь в основном идет о зарубежном опыте, поскольку в российской практике до сих пор доминируют традиционные, а правильнее сказать – устаревшие и не вполне адекватные – подходы к оцениванию нефтегазовых и других ресурсных проектов.

Список литературы

1. Нефтегазовый комплекс: проблемы повторяются из года в год // Строительство.RU. 2014. № 6. С. 16–19. URL: <http://www.rcmm.ru/> (дата обращения 06.03.2015).
2. *Suslick S. B., Shiozer D., Rodriguez M.* Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production // TERRÆ. 2009. Vol. 6. Issue 1. P. 6–20.
3. *Скопина Л. В., Шубников Н. Е.* Методический подход к оценке инвестиционных проектов в нефтедобыче в условиях неопределенности и рисков // Вестн. Новосиб. гос. ун-та. Серия: Социально-экономические науки. 2014. Т. 14, вып. 2. С. 24–37.
4. *Конопляник А., Лебедев С.* Анализ рисков финансирования нефтегазовых проектов: рейтинговая оценка рисков // Инвестиции в России. 2001. № 9. С. 36–42.
5. *Lerche I., MacKay J. A.* Economic Risk in Hydrocarbon Exploration. Amsterdam: Elsevier Science & Technology Books, 1999. 404 p.
6. *Laughton D.* The Potential for Use of Modern Asset Pricing Methods for Up-stream Petroleum Project Evaluation: Introductory Remarks // Cleveland: The Energy Journal. 1998. Vol. 19. Issue 1. P. 1–12.

7. Salahor G. Implications of Output Price Risk and Operating Leverage for the Evaluation of Petroleum Development Projects // Cleveland: The Energy Journal. 1998. Vol. 19. Issue 1. P. 13–46.
8. Baker M. P., Mayfield E. S., Parsons J. E. Alternative Models of Uncertain Commodity Prices for Use with Modern Asset Pricing Methods // Cleveland: The Energy Journal. 1998. Vol. 19. Issue 1. P. 115–148.
9. Zettl M. Valuing exploration and production projects by means of option pricing theory // Elsevier: International Journal of Production Economics. 2002. Vol. 78. Issue 1. P. 109–116.
7. Galli, A., Armstrong, M., Jehl B. Comparison of Three Methods for Evaluating Oil Projects // Journal of Petroleum Technology. 1999. Vol. 51. Issue 10. P. 44–49.
8. Бозо Н. В., Малышева Е. В., Шмат В. В. Институциональные барьеры в развитии нефтегазового сектора России. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010. – 326 с.
9. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2006. № 2. С. 7–15.
10. Крюков В. А., Силкин В. Ю., Токарев А. Н., Шмат В. В. Комплексный реинжиниринг процессов хозяйственного освоения ресурсов гелия на Востоке России / отв. ред. В. В. Кулешов. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2012. 181 с.
11. Deakin L. The coming helium shortage // Chemical Innovation. 2001. Vol. 31. No. 6. P. 43–49.

Материал поступил в редколлегию 15.03.2015

M. D. Nechaeva, O. V. Remizov

*Novosibirsk State University
2 Pirogov Str., Novosibirsk, 630090, Russian Federation*

fraumariya@gmail.com, oleg.remisoff@gmail.com

APPLICATIONS OF MODERN ASSET PRICING METHODS TO PROJECT VALUATION IN OIL AND GAS INDUSTRY

Investment projects in oil & gas sector are usually characterized by long payback periods and a considerable number of risks involved. Thus, valuation of E&P projects is a complicated task implying structuring and estimation uncertainty. This paper analyses and provides examples of application “modern asset pricing” for mitigating drawbacks of DCF-method in valuation E&P projects. Essay gives examples of evaluation of projects in the oil industry (based on historical figures) and the mega-project to develop the helium resources in the east of the Russian Federation. In the first case direct verification of two methods was performed – for assessing the adequacy of the results in comparison with the dynamics of actual figures. The audit shows that “modern asset pricing” method generally gives more accurate results (with actual verification) and doesn’t underestimate the project efficiency indicators – in opposite to the conventional discounting method, which is prone to excessive determinism. In the second case, we study complicated “super long” project whose evaluation with use of standard techniques under current organizational, economic and technological conditions often gives disappointing results, which is contrary to common sense and the successful experience of helium industry in other countries. An important result is the following: modeling of helium megaproject using the methods of “modern asset pricing” allows you to not only get a more adequate estimate of the economic efficiency, but also take a new view at the approaches to implementation.

Keywords: oil and gas sector, oil field, petroleum production, development of helium resources, investment project, uncertainty, risk, project analysis, economic evaluation, allowance for risk, discounted cash flow, real options, modern asset pricing.

References

1. Neftegazovyy kompleks: problemy povtoryayutsya iz goda v god [Oil and Gas Industry: Challenges are Repeated from Year to Year] // Construction.RU. 2014. No. 6. P. 16–19. – URL: <http://www.rcmm.ru/> (date accessed 06.03.2015). (In Russ.)
2. Suslick S.B., Shiozer D., Rodriguez M. Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production // TERRÆ. 2009. Vol. 6. Issue 1. P. 6–20.
3. Skopina L.V., Shubnikov N.Ye. Metodicheskiy podkhod k otsenke investitsionnykh proyektov v nefteдобыче v usloviyakh neopredelennosti i riskov [Methodical Approach to the Evaluation of Investment Projects in Oil Production in Conditions of Uncertainty and Risks] // Vestnik NSU: Socio-economic Sciences. 2014. Vol. 14, Issue. 2. P. 24–37. (In Russ)
4. Konoplyanik A., Lebedev S. Analiz riskov finansirovaniya neftegazovykh proyektov: reytingovaya otsenka riskov [Risk Analysis of Oil and Gas Projects' Financing: Rating of Risks] // Investitsii v Rossii [Investments in Russia]. 2001. No. 9. P. 36–42. (In Russ)
5. Lerche I., MacKay J.A. Economic Risk in Hydrocarbon Exploration. – Amsterdam: Elsevier Science & Technology Books, 1999. 404 p.
6. Laughton D. The Potential for Use of Modern Asset Pricing Methods for Up-stream Petroleum Project Evaluation: Introductory Remarks // Cleveland: The Energy Journal. 1998. Vol. 19. Issue 1. P. 1–12.
7. Salahor G. Implications of Output Price Risk and Operating Leverage for the Evaluation of Petroleum Development Projects // Cleveland: The Energy Journal. 1998. Vol. 19. Issue 1. P. 13–46.
8. Baker M.P., Mayfield E.S., Parsons J.E.. Alternative Models of Uncertain Commodity Prices for Use with Modern Asset Pricing Methods // Cleveland: The Energy Journal. 1998. Vol. 19. Issue 1. P. 115–148.
9. Zettl M. Valuing exploration and production projects by means of option pricing theory // Elsevier: International Journal of Production Economics. 2002. Vol. 78. Issue 1. P. 109–116.
10. Galli, A., Armstrong, M., Jehl, B. Comparison of Three Methods for Evaluating Oil Projects // Journal of Petroleum Technology. – 1999. Vol. 51. Issue 10. P. 44–49.
11. Bozo N.V., Malysheva Ye.V., Shmat V.V. Institutsional'nyye bar'yery v razvitii neftegazovogo sektora Rossii [Institutional Barriers to the Development of the Oil and Gas Sector in Russia]. – Novosibirsk: NSTU Publ., 2010. – 326 p. (In Russ)
12. Kontorovich A.E., Korzhubayev A.G., Eder L.V. Syr'yevaya baza i perspektivy razvitiya geliyevoy promyshlennosti Rossii i mira [The Resource Base and Prospects of Helium Industry in Russia and the World] // Mineral resources of Russia. Economics and Management. 2006. No. 2. P. 7–15. (In Russ.)
13. Kryukov V.A., Silkin V.YU., Tokarev A.N., Shmat V.V. Kompleksnyy reingzhiniring protsessov khozyaystvennogo osvoyeniya resursov geliya na Vostoke Rossii [Comprehensive Reengineering of Processes of Helium Resources Economic Development in the East of Russian]. – Novosibirsk: IEIE SB RAS, 2012. 181 p. (In Russ.)
14. Deakin L. The coming helium shortage // Chemical Innovation. 2001. Vol. 31. No. 6. P. 43–49.