

Инновационное развитие нефтегазового комплекса – фактор повышения опционной стоимости его компаний

М.В. Рымаренко, Л.В. Скопина

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Обсуждается необходимость инновационного развития нефтегазовой отрасли. Рассматривается возможность оценки нефтегазовых проектов с учетом вложений в исследования, развитие и внедрение инноваций. Исследуется опционная методика оценки активов и проектов с высокой степенью неопределенности. Построена опционная модель оценки стоимости месторождения на ранней стадии с учетом рисков и неопределенности вложений в НИОКР. Обсуждаются особенности модели, возможности и преимущества ее практического применения.

Ключевые слова: реальные опционы, методы оценки, неопределенность и риски, инновации, проект разработки месторождения.

The necessity of innovative development of the oil and gas industry is being discussed. Evaluation of oil and gas projects accounting for R&D costs, cost of implementation of innovations are overviewed. Real option methodology, stochastic simulation of the oil price, reserves value modeling are utilized for evaluation of projects with a high uncertainty. A model of evaluation of a reserve cost at early stage accounting for risks and uncertainty of R&D costs is created. The model features, abilities and advantages of its practical application are considered.

Key words: real options, methods of evaluation, uncertainty and risks, innovations, oil field development project.

Эффективное функционирование и развитие нефтегазодобывающей промышленности невозможно без непрерывного повсеместного внедрения инновационных технологий. Без них затруднительно вести разработку во всех новых нефтегазоносных районах России – шельфах арктических морей, Восточной Сибири, Якутии.

Большинство российских недропользователей ориентируют свои научные центры на проектирование относительно простого оборудования и поверхностной оптимизации технологий. В то же время высокотехнологичное оборудование и принципиально новые технологии закупаются ими за рубежом. Российские компании практически не реализуют прорывные инновации. Их отсутствие связано с высокими рисками и затратами на этапах научных исследований и тестирования технологий и оборудования.

Наиболее распространены в России следующие направления НИОКР:

- доработка и адаптация для конкретных условий технологий, купленных за рубежом;
- разработка собственного программного обеспечения;

– совершенствование и модернизация используемых технологий.

Из этих направлений только первое в большей мере обеспечивает научно-технический прогресс в отрасли.

Недостаток российских инноваций в нефтегазовой отрасли очевиден, поэтому их разработка, оценка экономической эффективности и внедрение являются жизненно важной задачей.

Достаточно остро проблема стимулирования НИОКР стоит на этапе лицензирования и предлицензионной оценки нефтяных участков. Актуальным является вопрос об экономической привлекательности участков недр, выставляемых на аукцион, и оценке увеличения экономической эффективности их разработки с учетом внедрения результатов НИОКР. Сложившаяся практика определения стартовых бонусов за выдачу лицензии мало учитывает эффективность освоения запасов, в том числе разработку и внедрение недропользователями новых технологий. Решающим фактором выдачи лицензии для государства является наличие инвестора с большим финансовым потенциалом. Последнее не обеспечивает достаточный и эффективный прирост запасов и добычи. Вместе с тем стимулирование применения недропользователями инновационных технологий могло бы стать альтернативой системе налогового льготирования месторождений в новых регионах добычи.

РЫМАРЕНКО Марина Викторовна – аспирант, mvrymarenko@gmail.com; СКОПИНА Лариса Владимировна – к.э.н., с.н.с., l.v.skopina@gmail.com.

Использование инновационных решений может снизить эксплуатационные затраты до уровня, при котором не будет необходимости в использовании льготного режима, при этом приемлемый уровень рентабельности разработки нефтяного участка будет обеспечен инновационным подходом в эксплуатации, а государству будет обеспечен большой объем налоговых поступлений. При таком подходе в выигрыше будет и государство, и недропользователи, и общество в целом.

В этой связи актуальной задачей представляется проведение предварительной геолого-экономической и стоимостной оценки лицензионного участка (ЛУ).

При использовании доходного подхода стоимость объекта, определяемая как суммарная стоимость будущих доходов, осуществляется стандартно с помощью метода дисконтированных денежных потоков. Сам метод не представляет трудностей в использовании, но основная проблема заключается в отсутствии данных технико-экономического характера по конкретному проекту.

На этапе лицензирования еще не существует детально проработанного проектного документа на разработку участка недр, так как он формируется позже конкретным победителем аукциона по определенному лицензионному участку. Отсюда возникает необходимость использования новых методов оценки для определения эффективности пользования недрами на предлицензионном этапе.

Все инновационные проекты являются высокорисковыми и характеризуются значительной неопределенностью, что особенно актуально оценить на стадии НИР. Недоучет этих факторов при проведении оценки эффективности проекта разработки нефтяного участка, особенно на ранней стадии, может привести к значительным финансовым потерям, а зачастую даже показать бесперспективность разработки.

В связи с этим представляется целесообразным расширить доходный подход к оценке лицензионных участков недр использованием опционных методов.

Результатом применения опционной модели является план управления компанией или свод обоснованных рекомендаций по действиям в зависимости от изменения экзогенных или эндогенных условий в будущем.

Реальные опционы позволяют оптимизировать по времени масштабные капиталовложения, позволяя поэтапно инвестировать и в то же время накапливать информацию и увеличивать вероятность и уровень прибыльности каждого этапа инвестиций.

Управляющим параметром и основным источником неопределенности часто является цена актива, лежащего в основе опциона. При опционной оценке проектов, относящихся к нефтегазовой отрасли, базовым активом почти всегда является нефть. Для моделирования цены на нефть используется ретроспективный анализ стохастических процессов изменения цены. Имея достоверный процесс, позволяющий определять будущую цену с определенной вероятностью, можно оценить проект как стоимость опциона.

Ключевой проблемой и для реальных, и для финансовых опционов в данном случае является поиск достоверного стохастического процесса, описывающего изменения стоимости базисного актива.

Достаточно часто для моделирования цены на нефть используется процесс, называемый геометрическое броуновское движение [1, 2]:

$$dS(t) = \mu S(t)dt + \sigma_s S(t)d\omega,$$

где S – текущая цена на нефть, μ – некоторая функция, описывающая тенденцию, σ_s – среднеквадратическое отклонение текущей цены на нефть, $d\omega$ – бесконечно малое приращение S .

Очевидно, что процесс изменения цены на нефть является процессом Ито, вследствие чего изменение стоимости месторождения (являющееся функцией от цены актива) можно задать математической моделью, которая основана на использовании леммы Ито [3]. Популярность выбора данного процесса объясняется тем, что такое представление дает возможность получить аналитическое решение для дифференциальных уравнений второго порядка, возникающих в процессе моделирования

Если стоит задача более точно спрогнозировать поведение цены, возникает необходимость прибегать к более сложным стохастическим процессам, например, процессы «возвращения к среднему» (mean reverting processes) или процессы, отражающие пуассоновские шоки [2, 4].

К недостаткам последних можно отнести достаточно сложный математический аппарат, требующий владения специальными навыками и применения специальных программных продуктов.

Основной задачей в целом является формирование стратегии разработки месторождения, которая обеспечит максимизацию его стоимости. Алгоритм проведения оценки участка недр с помощью метода реальных опционов можно описать следующим образом:

- разбиение проекта на этапы, согласно графику инвестирования и закрепления промежуточных результатов;

- выбор процесса моделирования динамики цены добываемого ресурса (управляющий параметр);
- включение в управляющий параметр дополнительных факторов риска (например, фактора геологического риска);
- построение инвестиционного портфеля, имитирующего проект;
- выведение системы дифференциальных уравнений изменения стоимости портфеля во времени;
- построение граничных условий для определения пороговых цен различных режимов эксплуатации;
- оценка стоимости месторождения с использованием численных данных;
- анализ полученных результатов, внесение возможных корректировок на разных этапах проведения оценки.

Решение целевого дифференциального уравнения позволяет определить пороговые значения цен, которые являются для менеджеров сигналами для движения по этапам осуществления проекта.

Построение модели основано на том, что подбирается такой портфель, поток платежей по которому воспроизводит оцениваемый денежный поток от проекта. Поэтому приведенная стоимость доходов от проекта эквивалентна текущей стоимости имитируемого портфеля. Построение требуемого портфеля основывается на предположении о том, что доходность удобства владения производимым товаром является функцией только от его цены, а процентная ставка не является стохастической переменной. Такого предположения оказалось достаточным для установления взаимно однозначного соответствия между текущей и будущей ценами, что позволило смоделировать поток доходов от проекта как самофинансируемый портфель, состоящий из безрисковых бумаг и фьючерсных контрактов [5].

Описание основной модели представлено в [4, 6, 7]. Ее использование позволяет не только оценить стоимость определенного нефтяного участка, но и определить оптимальную политику относительно открытия, консервации и полного закрытия добычи на месторождении в терминах цен на добываемый ресурс. Максимизирующий стоимость выпуск, а также стоимость месторождения определяются из следующей системы уравнений и ряда граничных условий (более подробно в [4, 6, 7]):

$$\max_q [1/2\sigma^2 Z^2 V_{ZZ} + (\rho Z - C)V_Z - qV_Q + V_t + q(Z - A) - T - (\rho + \lambda_0)V] = 0,$$

$$1/2\sigma^2 Z^2 W_{ZZ} + (\rho Z - C)W_Z + W_t - M - (\rho + \lambda_0)W = 0,$$

где V – стоимость месторождения, когда оно оптимально открыто; W – стоимость месторождения, когда оно оптимально закрыто.

В общем случае для данной модели не существует аналитического решения, однако возможно найти численное решение в каждой конкретной ситуации.

Для получения аналитического решения по модели было сделано несколько дополнительных предположений, которые привели к ее упрощению: запасы месторождения Q бесконечны [8], возможны только два уровня добычи в единицу времени q^* и 0, постоянные затраты на поддержание месторождения при консервации добычи равны 0. Тогда уровень запасов Q перестает быть значимым управляющим параметром, и дифференциальные уравнения в частных производных замещаются обыкновенными дифференциальными уравнениями [9]. И система уравнений будет следующей:

$$\frac{1}{2}\sigma^2 s^2 v_{ss} + rsv_s + (ms - n)(1 - t_2) = (r + \lambda)v;$$

$$\frac{1}{2}\sigma^2 s^2 w_{ss} + rsw_s = (r + \lambda)w;$$

где $v(s)$ – стоимость месторождения, когда оно оптимально открыто, уровень добычи при этом $q = q^*$, $w(s)$ – стоимость месторождения, когда оно оптимально закрыто, уровень добычи $q = 0$, $m = q(1 - t_1)$, $n = qa$, s – цена на нефть, σ – среднее квадратическое отклонение цены, t_1 – ставка НДС (в интерпретации для России), t_2 – ставка налога на прибыль, a – операционные затраты на добычу одного барреля нефти, r – реальная безрисковая ставка, λ – дополнительная премия за риск вложений в данной стране.

Набор граничных условий будет иметь вид:

$$\begin{aligned} w(0) &= 0, \\ v(s_1^*, t) &= \max [w(s_1^*, t) - k_1, 0], \\ w(s_2^*, t) &= v(s_2^*, t) - k_2, \end{aligned}$$

$$v_s(s_1^*) = \begin{cases} w_s(s_1^*), & \text{если } w_s(s_1^*, t) - k_1(t) \geq 0 \\ 0, & \text{если } w_s(s_1^*, t) - k_1(t) < 0 \end{cases}$$

$$w_s(s_2^*) = v_s(s_2^*),$$

где s_1^* – цена, при которой добыча приостанавливается, s_2^* – цена, при которой добыча возобновляется, k_1 – издержки по остановке добычи, k_2 – издержки по возобновлению добычи.

В таком случае оценка стоимости имеет следующее выражение:

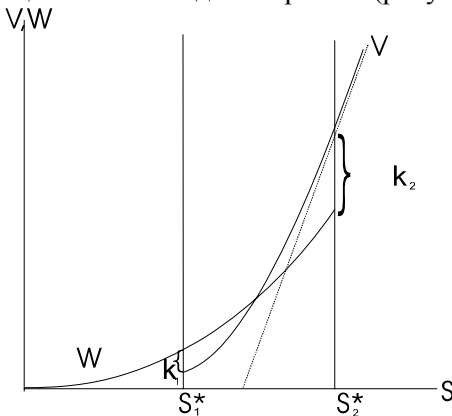
$$w(s) = \beta_1 s^{\gamma_1}, \text{ если добыча приостановлена; (*)}$$

$$v(s) = \beta_2 s^{\gamma_2} + \frac{ms}{\lambda} - \frac{n}{r + \lambda}, \text{ если добыча ведется. (**)}$$

В выражениях (*) и (**) – β_1 и β_2 – константы, определяемые из граничных условий и соотношений цен на нефть s_1^* и s_2^* [8,9].

Если нет возможности остановить добычу в случае ее невыгодности, то оценка стоимости месторождения будет представлена последними двумя элементами уравнения (*).

Графически зависимость стоимости проекта от цены имеет вид гистерезиса (рисунок).



Зависимость стоимости проекта разработки от текущих цен на ресурс [5]

На практике это означает, что при падении цены ниже s_1^* производство консервируется при затратах k_1 , стоимость проекта описывается $w(s)$, а в случае роста цен производство возобновляется уже только при цене s_2^* и при затратах k_2 , а стоимость проекта описывается $v(s)$. Если же издержки на поддержание законсервированных скважин ненулевые, то появляется еще одна пороговая цена $s_0^* < s_1^*$, при которой стоимость месторождения обращается в ноль, а производство окончательно сворачивается.

Используя описанную модель, можно определить чистую текущую стоимость инвестиционного проекта по разработке месторождения в момент времени t следующим образом:

$$NPV(s, Q^*, t) = v(s, q^*, t) - I(s, Q^*, t),$$

где $v(s, Q^*, t)$ – оценка стоимости месторождения в момент t , $I(s, Q^*, t)$ – необходимые капитальные вложения в момент t , Q^* – общий объем запасов месторождения.

Модели, содержащие частные дифференциальные уравнения, представляют довольно серьезные трудности для получения аналитического решения в явном виде, но позволяют оценивать зависимости между параметрами и проводить на их основе численные вычисления с использованием конечно-разностных схем и специального программного обеспечения.

Анализ чувствительности опционных оценок приводит к следующим выводам: опционная оценка – возрастающая функция текущей цены и процентной ставки (задержка эксплуатации ведет к отсрочке первоначальных расходов, которые на это время могут быть вложены в финансовые активы, пока опцион не будет исполнен, и эти инвестиции более выгодны, когда процентная ставка высока) и убывающая функция доходности удобства владения, издержек извлечения, первоначальных инвестиций.

Изучение чувствительности стоимости реального опциона к его главным определяющим факторам приводит к заключению о том, что реальный опцион на отсрочку ведет себя подобно финансовому опциону. Поэтому аналогия между реальными и финансовыми опционами в данном случае уместна не только качественно, но также и количественно.

На основе описанной модели были проведены расчеты с использованием численных данных по нефтегазоконденсатным месторождениям (НГКМ) на востоке Сибирской платформы (в сравнении с методом DCF). Результаты приведены в таблице [10].

Оценка стоимости некоторых НГКМ Сибирской платформы

Метод	Среднеботуобинское НГКМ [10]	Верхнечонское НГКМ [11]
DCF, тыс.долл.	1 148 710	7 388 596
ROV, тыс.долл.	1 350 248	8 232 896
Опционная составляющая, %	17,5	11,4

Опционная составляющая стоимости Среднеботуобинского НГКМ значительно превышает аналогичный показатель по Верхнечонскому, так как неопределенность относительно его разработки значительно выше.

Получено увеличение оценочной стоимости месторождений, благодаря учету возможности гибкого управления процессом их разработки. Это несомненно важно как для инвесторов, так и для государства, как собственника недр и получателя налоговых и лицензионных платежей.

Полученные нами результаты убедительно доказывают преимущества применения метода реальных опционов для оценки ЛУ, характеризующихся высокими значениями неопределенности. Использование такой методики поможет государству и инвесторам любого уровня избежать целого ряда ошибок в реализации стратегических инициатив в процессе недропользования.

Литература

1. Скопина Л.В., Рымаренко М.В. Метод реальных опционов в оценке стоимости запасов нефти при неопределенности в динамике цены // Вестник НГУ: социально-экономические науки. – 2012. – Т. 12, вып.1. – С. 69 – 80.
2. Dias M., Rocha K. 1999. Petroleum Concessions with Extendible Options Using Mean Reversion with Jumps to model Oil Prices / www.realoptions.org– дата обращения 15.06.2010.
3. Лычагин М.В. Финансовая экономика: курс лекций для магистрантов. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. – С. 153.
4. Рымаренко М.В., Скопина Л.В. Опционный подход к формированию стратегии инновационного развития компаний нефтегазового сектора // Международный научно-исследовательский журнал. – Екатеринбург. – 2013. – № 7, часть 3. – С. 54 – 59.
5. Brennan M.J., Schwarz E.S. Evaluating Natural Resource Investments // Journal of Business. – 1985. – Vol. 58 (2). – С. 135 – 157.
6. Мкртчян Г.М., Морозов В.П., Скопина Л.В., Рымаренко М.В. Метод реальных опционов как эффективный инструмент экономической оценки запасов // Наука и образование. – 2011. – № 3. – С. 102 – 107.
7. Рымаренко М.В., Скопина Л.В. Реальный опцион – эффективный инструмент обоснования инвестиций в освоение нефтяных ресурсов // Экономика и предпринимательство. – 2013. – № 7. – С. 587 – 593.
8. Cortazar G., Schwarz E.S. 1993. A Compound Option Model of Production and Intermediate Inventories // Journal of business 66 (4): 517 – 540.
9. Скопина Л.В., Рымаренко М.В. Использование дифференциальных уравнений при опционной оценке реальных активов / Десятая Международная азиатская школа-семинар «Проблемы оптимизации сложных систем». – Киргизия, Иссык-Куль. – 2014.
10. Скопина Л.В., Рымаренко М.В. Метод реальных опционов – эффективный инструмент геолого-экономической оценки нефтегазовых лицензионных участков на востоке страны // Материалы Межд. науч. конф. «Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью». – Новосибирск: СГГА, 2013. – Т.1. – С. 69 – 74.
11. Скопина Л.В., Мусеева О.В. Метод реальных опционов в оценке стоимости Верхнечонского месторождения Иркутской области // Сборник трудов V Евразийского симпозиума по проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата. – Якутск, 2010. – С. 331 – 339.

Поступила в редакцию 05.11.2014

УДК 624.123.345

Намывные гидротехнические сооружения в криолитозоне России: опыт возведения, проблемы и возможности использования скважинной гидродобычи

Р.В.Чжан, Г.П. Кузьмин

Институт мерзлотоведения СО РАН, г. Якутск

Приводится краткий обзор опыта возведения намывных гидротехнических сооружений (ГТС) в России, включая районы распространения многолетнемёрзлых пород. Мировой опыт свидетельствует о том, что несмотря на сложности возведения ГТС в условиях криолитозоны, обусловленные наличием многолетнемёрзлых пород, суровых климатических условий, мокрым технологическим процессом, в некоторых случаях намыв является единственным экономически выгодным способом. В России накоплен значительный опыт возведения строительных площадок в криолитозоне методом гидромеханизации в Западной Сибири при обустройстве газоконденсатных и нефтяных месторождений, а также в Якутии при инженерной подготовке оснований под здания и сооружения. Предложен инновационный метод возведения гидротехнических сооружений в криолитозоне на основе использования скважинной гидродобычи.

Ключевые слова: криолитозона, многолетнемёрзлые грунты, намыв, гидротехническое сооружение.

ЧЖАН Рудольф Владимирович – д.т.н., г.н.с., zhang@mpi.ysn.ru; КУЗЬМИН Георгий Петрович – д.т.н., г.н.с., чл.-корр. РИА.