

АБОЛХАСАНЗАД АЛИРЕЗА,*Харьковский национальный университет городского хозяйства имени А.Н. Бекетова***ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ
ПРОЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ**

Актуальность данной темы обусловлена тем, что нефтяная индустрия, являющаяся частью мировой экономики и мирового рынка, объединяет в относительно единое целое три основных технологических и рыночных цикла: так называемый апстрим – разведку и добычу сырья, мидстрим – транспортировку морским или трубопроводным транспортом и даунстрим – переработку, маркетинг и реализацию нефтепродуктов на рынке. Квалификация всех этапов для бухгалтерского учета и подготовки финансовой отчетности с целью выявления конечных результатов порождает множество проблем, с которыми нефтегазовые компании сталкиваются на практике, особенно отличается в учете в системе международных стандартов отчетности сектор «апстрим».

Цель данной работы заключается в решении проблем эффективности инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний будут направлены на обеспечение точного прогнозирования конъюнктуры рынка, снижения издержек за счет внутренней реструктуризации, а также разработки долгосрочных стратегий развития на основе сценарного моделирования.

Решению повышения инвестиционной привлекательности проектов нефтегазовой компании посвятили свои труды Джафаров И.С., Пьянков В.Н. [1], Билибин С.И. [2], Пороскун В.И. [3-4] ряд других ученых.

В современном энергетическом секторе, принимая во внимание размеры, масштабы и внушительные портфолио проектов, изменение политики национальных нефтяных компаний, колебания цен на нефть и природный газ, разработку новых принципов технологий и проблемы при создании высококвалифицированных подразделений, можно обеспечить хорошие результаты для технического и технологического прорыва. Эти изменения необходимо

учитывать компаниям для выбора, разработки, применения и внедрения новых проектов и технологий, которые позволят достичь сокращения времени и эксплуатационных расходов. Постоянно изменяющиеся условия в энергетической отрасли требуют внедрения перспективных процессов и инструментов, обеспечивающих необходимые качество и оптимальность договорных стратегий по крупным проектам upstream-сектора. Компании стремятся к развитию бизнеса через эффективное управление запасами, технологические инновации и внедрение лучшей операционной практики как в технологическом, так и в финансовом аспектах. Стремление к коммерциализации своих нефтяных и газовых запасов реализуется за счет повышения влияния регионального или международного бизнеса [3].

Нефтяная индустрия, являющаяся частью мировой экономики и мирового рынка, объединяет в относительно единое целое три основных технологических и рыночных цикла: так называемый апстрим – разведку и добычу сырья, мидстрим – транспортировку морским или трубопроводным транспортом и даунстрим – переработку, маркетинг и реализацию нефтепродуктов на рынке. Квалификация данных операций для целей бухгалтерского учета и подготовки финансовой отчетности с целью выявления конечных результатов порождает множество проблем, с которыми нефтегазовые компании сталкиваются на практике, особенно отличается в учете в системе международных стандартов отчетности сектор «апстрим».

В мировой нефтегазовой промышленности сектор «апстрим» является самым крупным звеном нефтегазовой цепочки с точки зрения чистых продаж и чистой прибыли, отдачи от оборота и стабильности рыночной ликвидности. Главной особенностью этого сектора является специфиче-

ский характер основного актива, формирующего потенциальную стоимость компаний, – запасов нефти и газа в недрах. Несмотря на значительное количество публикаций, посвященных сектору «апстрим», его масштабы и значимость столь велики, что многие важные экономические аспекты деятельности компаний данного сектора остаются недостаточно изученными или дискуссионными, среди них:

– тенденции и закономерности развития сектора в целом и отдельных его сегментов (бурения, геофизики промышленного строительства и обустройства, инжиниринга);

– эффективность воспроизводства запасов как основного актива компаний – в частности, соотношение в стратегиях компаний органического и неорганического прироста запасов;

– характерные особенности развития компаний различных групп сектора; системы геолого-экономической классификации и учета ресурсов и запасов нефти и газа, их адаптации к практике бизнеса;

– современные методы управления ресурсной базой с позиций компаний и страны в целом;

– характер взаимосвязи между величиной запасов нефти и газа и основными показателями деятельности (объем добычи, величина доходов, капитализация компании);

– методы оценки инвестиционной привлекательности проектов в секторе;

– современные методы учета риска при выборе инвестиционных альтернатив.

Все циклы структурно разделяются на несколько технологических и рыночных цепочек. Каждое звено цепочки с точки зрения финансового менеджмента имеет конкретное функциональное содержание, несколько групп основных индексов и коэффициентов, применяемых для многочисленных расчетных формул для исчисления базовых показателей отрасли, характеризующих ее состояние, эффективность, доходность, риски, связанные с инвестированием. На всех этапах технологических цепочек производится расчет доходности

инвестиционных вложений с учетом геологического риска и опасности обнаружения запасов, не имеющих коммерческой ценности, а также хеджирование возможных рисков. Риски связаны с сезонными и случайными колебаниями цены на сырье, повышением уровня накладных расходов (хранение, транспортировка), ростом себестоимости и изменением ее структуры, колебаниями курсов валют, а также с любыми изменениями конъюнктуры и соотношения спроса и предложения.

Долгосрочное прогнозирование достигается за счет многолетних наблюдений за колебанием конъюнктуры рынков, изучения спроса и предложения, темпов роста энергопотребления, статистической обработки этих данных, при этом рассматриваются темпы роста ВВП США, стран BRIC, доля и динамика изменения доли нефти и газа в мировом потреблении первичных энергоресурсов, цены на углеводороды.

Основные этапы моделирования в нефтегазовой индустрии включают:

1. Принятие решений по инвестиционным проектам, составление бюджета капитальных вложений и анализ эффективности инвестиционных проектов, в том числе:

- определение основных показателей инвестиционного проекта - индекса прибыльности, внутренней нормы доходности, точки безубыточности, срока окупаемости и т.д.;
- анализ финансовых, инвестиционных рисков при расчете эффективности инвестиционных проектов на этапе принятия решения;
- определение вероятности успеха инвестиционного проекта с учетом технических и геологических рисков;
- планирование капитальных вложений и будущего денежного потока от реализации проектов на основе оценок продуктивности месторождения и объема ожидаемых и предполагаемых запасов с учетом данных сейсмической разведки;
- расчет дисконтированных будущих

- платежей с высокой степенью частоты, большим количеством расчетных периодов дисконтирования (от 24);
2. Проведение анализов показателей инвестиционных проектов при моделировании различных условий, осуществление анализа чувствительности проекта и пороговой мощности месторождения;
 3. Обработку накопленной информации с помощью теории проигрышей, принятие окончательного решения на основе полученных выводов;
 4. Осуществление стратегического, оперативного и сценарного планирования, в том числе:
 - создание различных сценариев развития событий, разработанных на упрощенных математических моделях;
 - моделирование процессов при различных условиях;
 - осуществление экономического прогнозирования;
 - разработка стратегических подходов на основе масштабного глубокого многофакторного моделирования процессов в финансовой и производственной сфере, в том числе при оценке стоимости компаний, принятии решений по портфельной, конкурентной и технической стратегии;
 - планирование окончательных действий методом оптимальных решений, теории игр, например по возможной эффективности применения эффекта масштаба, начала ценовой войны и т.д.;
 5. Выполнение функции контроллинга, управления затратами в отрасли на всех ступенях технологической цепочки;
 6. Расчет основных показателей финансовой и производственной деятельности;
 7. Обработка и анализ временных рядов финансово-производственных показателей нефтяной индустрии и мирового нефтяного рынка, в частности, цен на энергоносители, для прогнозирования их динамики в

краткосрочной и долгосрочной перспективе в целях осуществления на основе полученной информации о хеджирования рисков колебаний цены на рынках фьючерсов и наличного товара.

Отличительной особенностью этих операций является их большая стандартизованность и универсальность, относительно невысокая точность в связи с неопределенностью риска, использование для расчетов простых с математической точки зрения моделей и небольшое количество влияющих факторов, хотя в настоящее время активно разрабатывается программное обеспечение, способное производить более сложные расчеты. Необходимо отметить, что коэффициенты технической эффективности русских компаний (отношение выручки к интегральному индексу объема запасов и численности работников) существенно ниже аналогичных показателей в МВИС. Инвестиционные проекты в российских компаниях реализуются с использованием устаревших технологий, ресурсы расходуются малоэффективно [4].

Анализ экономической эффективности проектов и рисков осуществляется с большими допущениями и некорректно, управление инвестиционной деятельностью недостаточно эффективно, оптимизация деятельности нефтяных компаний затруднительна, так как инструментов для этого мало и сводятся они в основном к изменениям структуры собственности, формированию дорогой практики привлеченных и заемных ресурсов, снижению издержек. Залогом успешной реализации инвестиционной стратегии компании, помимо точных прогнозов динамики макроэкономических факторов, является использование совершенных методик анализа экономической эффективности проектов. МВИС имеют большой опыт в данном направлении, так как обладают длительной практикой ведения деятельности в жестких условиях рынка. За последние 4-5 лет в России практика применения методик анализа эффективности инвестиционных проектов, основанных на системе основных мультипликаторов и ключевых показателей эффективности, которая успешно применяется за рубежом, увеличивается.

Ряд крупных ВИС России в топливно-энергетическом секторе используют опыт зарубежных нефтегазовых компаний в построении инвестиционного проекта и использования методик инвестиционного моделирования [5].

Роль анализа экономической эффективности в процессе реализации инвестиционных проектов, а также требования, предъявляемые к его качеству и достоверности, обусловлены особенностями капиталовложений в нефтегазовой отрасли. Нефтегазовым компаниям, вне зависимости от их статуса - международным, национальным, с преимущественным частным или государственным участием в акционерном капитале, - присущи общие особенности инвестиционной деятельности, которые можно свести к следующим специфическим характеристикам:

- необходимость в постоянном обновлении и модернизации основных фондов за счет быстрого износа и ускоренной амортизации оборудования;

- высокий уровень издержек при реализации инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли, а также высокие удельные расходы на единицу оборудования и бурения, что связано с чрезвычайно высокой материалоемкостью и энергоемкостью при производстве;

- долгосрочный характер инвестиций;

- необходимость создания транспортной инфраструктуры;

- высокая степень риска, связанная как с геологическими, так и с политическими рисками, налоговыми условиями и рыночной конъюнктурой.

Если минимизация геологического риска достигается за счет применения более совершенных геологоразведочных технологий, основанных на 3D-моделировании данных сейсмической разведки, то достоверность результатов инвестиционного и финансового анализа зависит от соблюдения методик проведения подобных расчетов, правильности расчета основных коэффициентов (WACC, CFROI, норма дисконтирования), точности и полноты исходных данных.

Практика управления инвестиционной деятельностью в нефтегазовых компаниях

показывает, что более жесткие условия, в которых действуют МВИС, а это ответственность перед акционерами, поставленные перед руководством задачи по выполнению KPI и достижению высоких финансовых результатов, а также необходимость привлечения заемных средств на финансовых рынках (с учетом заемного финансирования WACC нефтегазовых компаний не должен превышать 10-12%), в том числе в неблагоприятных условиях финансовых кризисов, побуждают международные нефтегазовые компании переходить к более точному прогнозированию сценариев своего развития, а также к более жесткому планированию инвестиционной деятельности. При этом процесс подобного перехода в МВИС начался значительно раньше, чем в аналогичных по финансовым показателям национальных нефтяных компаниях.

Расчет количества пробуренных скважин при необходимости достижения 95% вероятности успеха и 20% вероятности результативности единичной попытки бурения показывает, что при заданном уровне вероятности успеха необходимо пробурить более 13 скважин (1).

На этапе анализа эффективности и прибыльности инвестиционных вложений основными задачами является расчет ожидаемой денежной стоимости разведанного месторождения (EMV -estimated monetary value). Использование теории ожидаемой стоимости стало общепринятым с 1980-х гг. и получило широкое распространение в мировом нефтегазовом секторе.

В рамках теории ожидаемой стоимости рисковый капитал и вероятность его потери сопоставляют с возможной выгодой и вероятностью ее извлечения, существуют методики, которые позволяют с достаточной точностью оценить средневзвешенные значения искомых величин и варианты простой оценки ожидаемой денежной стоимости запасов исследуемого месторождения [6].

Для оценки ожидаемой стоимости разведанного месторождения может быть использована двух-вариантная модель EMV:

$$E_{mv} = \left(\text{Prise} \times \frac{OR}{(1+i)^n} \right) \times PS \times SP - (RS \times (1 - SP)) \quad (1)$$

где *Risk capital* (Рисковый капитал, *RC*) – расходы на бурение сухих скважин, геологические и геофизические работы и т. д.; *SP* (*Success possibility*) - вероятность успеха; *Reward* (Выгода) - приведенная стоимость возможного результативного бурения; *OR* (Запасы нефти, *Oilreserves*) – извлекаемые запасы, размер разведанного месторождения; *PS* (Раздел продукции, *Product sharing*) – окончательная доля подрядчика или нефтяной компании при разделе продукции; *Price* (Цена) – прогнозируемая цена на сырую нефть на мировом рынке на период разведки и первоначальной эксплуатации месторождения; *i* – коэффициент снижения добычи за счет истощения месторождения; *Oil* – нефтяные запасы, приведенные в соответствии с коэффициентом снижения добычи; *j* – ставка дисконтирования; *n* – число временных промежутков (периодов расчета).

Данная формула является основополагающей в анализе риска. Если при решении уравнения ожидаемая денежная стоимость оказалась положительной, то взвешенный риск вознаграждения превосходит взвешенный риск потерь.

Следует отметить, что указанный выше пример основан на расчете приведенной стоимости одиночного платежа, поскольку инвестиционные вложения на этапе разведки, бурения и создания необходимой для промышленного освоения месторождения инфраструктуры идут интенсивным потоком на протяжении относительно короткого промежутка времени (от одного года до двух). Для получения более точных результатов, а также для расчета денежного потока (*cash flow*) на каждый год реализации проекта необходимо вычислять коэффициенты дисконтирования на каждый период. При этом используется аналогичная методика.

Для расчета финансовых показателей более высокой степени точности применяется ставка дисконтирования ожидаемого

денежного потока (*cash flow*), рассчитываемая на каждый период поступления средств, при этом дискретность периода поступлений денежного потока возрастает с 3-5 периодов в простых расчетах до 24 и более.

В проекте бурения выгодой является дисконтированная приведенная стоимость успешных результатов бурения. Коэффициент дисконтирования предполагаемого денежного потока должен равняться приемлемой норме прибыли. Математическим показателем данного выражения является внутренняя норма доходности (*IRR – internal rate of return*), являющаяся коэффициентом дисконтирования, при котором приведенная стоимость денежного потока от инвестиций сравнивается со стоимостью инвестиций. Наряду с внутренней нормой доходности другим важнейшим критерием оценки эффективности инвестиционных вложений является индекс прибыльности (коэффициент рентабельности, *PI – profit index*), являющийся отношением суммы дисконтированных (или взятых в реальном времени по факту) доходов в виде денежного потока (*cash flow*) за вычетом всех расходов на текущую деятельность и покрытие издержек осуществления основной деятельности (условно-постоянные затраты, амортизация, налоги и т. д.) к сумме первоначальных инвестиций. К реализации принимаются проекты, индекс доходности которых превышает 1.

Представленные ниже формулы являются простейшими моделями, используемыми для расчета основных показателей инвестиционной привлекательности проекта:

$$JRR = \exp \frac{\ln \left(\frac{CF}{investments} \right)}{(n-1)} - 1 \quad (2)$$

где *CF* (*Cash flow*) - денежный поток, накопленный за *n* лет; *JRR* (*Internal rate of return*) - внутренняя норма доходности.

$$PI = \frac{CR}{(1+i)^{(n-1)} \times investments} \quad (3)$$

где *PI* (*Profit index*) - индекс прибыльности; *Investments* - капиталовложения; *i* - ставка дисконтирования; *n* - число временных промежутков (периодов расчета).

Следующей ступенью экономических

расчетов на этапе принятия решения по перспективе реализации инвестиционных проектов является анализ чувствительности, который по своей сути близок к двухвариантному анализу доли риска при реализации проекта и расчете ожидаемой денежной стоимости. В данном случае за риск принимается не абстрактное понятие коммерческого успеха и не вероятность обнаружения или необнаружения нефти, а конкретные рискованные факторы, влияющие на общую эффективность проекта. Анализ чувствительности производится поэтапным варьированием каждого параметра в отдельности и наблюдением за соответствующим изменением внутренней нормы прибыли, чистой приведенной стоимости, индекса доходности и т.д. Для определения экономической чувствительности проекта чаще всего оценивают следующие факторы:

- цены на продукцию;
- курсы расчетных валют;
- капитальные издержки;
- операционные издержки;
- время начала добычи;
- ожидаемый окончательный объем извлекаемых запасов;
- коэффициенты успеха.

Основные методики прогнозирования и инвестиционного анализа могут быть применимы и частично уже применяются в российском нефтегазовом секторе. Основной проблемой в этом плане является адаптация их под реалии российской экономики и системы менеджмента, стандарты учета и корпоративного управления в российских компаниях. Эффективное использование финансовых ресурсов тем более актуально для российского нефтегазового сектора, так как его развитие до технологического уровня зарубежных аналогов требует большого объема капитальных вложений [7].

Большинство крупных публичных российских нефтедобывающих компаний, осуществляющих экспортные поставки жидких углеводородов, внедряет зарубежный опыт в рамках реализации стратегии по переходу на западные стандарты финансового менеджмента, стратегического

планирования и корпоративного управления. В компаниях с преобладающим государственным участием данный процесс идет более медленно, что связано как с большей длительностью бюрократических процедур, так и более высокой доступностью бюджетного финансирования и относительной дешевизной заемных средств. В то же время неблагоприятные условия спада цен на нефть на фоне мирового экономического кризиса стимулируют ускорение процесса внедрения новых методов инвестиционного анализа и стратегического планирования.

В настоящее время в области инвестиционного анализа применяются апробированные методы финансового моделирования и критериального анализа, благодаря которым рассчитываются ключевые показатели экономической эффективности инвестиционных проектов и их воздействие на общее состояние компании.

Таким образом, основной проблемой, стоящей перед нефтегазовыми энергетическими компаниями вне зависимости от формы собственности и страновой принадлежности, становится повышение точности прогнозирования, от которого, в конечном итоге, зависит выполнение поставленных акционерами задач по достижению показателей эффективности их деятельности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Джафаров И.С. Корпоративный банк данных геолого-промысловой информации ТНК/ И.С. Джафаров, В.Н. Пьянков // Нефтяное хозяйство №6, 2002. – с. 55-58.
2. Билибин С. И. Анализ погрешностей при оценке запасов нефти и газа / С.И. Билибин, Б.Е. Лухмпский // НТВ «Каротажии к». Тверь: Изд. АИС. 2010. Вып. 3 (192). – с. 37-45.
3. Пороскун В.И. Возможность использования вероятностных оценок запасов при управлении углеводородными ресурсами / В.И. Пороскун, Н.М. Емельянова, // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006. № 12. – с. 67-71.
4. Пороскун В.И. Вероятностная оценка запасов на начальных стадиях изучения зале-

- жей нефти и газа / В.И. Порожун, М.Ю. Севернин, Г.И. Шепелев // Геология нефти и газа, 1999. № 5-6. – с. 59-63.
5. Murtha J., Ross J. Uncertainty and the Volumetric Equation // Journal of Petroleum Technology. 2009. № 9. – P. 20-22.
6. Крылов Н.А. Геолого-экономический анализ освоения ресурсов нефти / Н.А.

Крылов, Ю.Н. Батулин. – М.: Недра, 1990. – 154 с.

7. Смирнов И.А. Методика оценки инвестиционной привлекательности проектов в нефтегазовом секторе / И.А. Смирнов // Технологии ТЭК. – 2007. – № 2.

УДК 72.01

Мединец М.В.

Харьковский национальный университет строительства и архитектуры

ОБЪЕКТЫ АДМИНИСТРАТИВНО-ПРАВИТЕЛЬСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА И ПРИНЦИПЫ ИХ РАЗМЕЩЕНИЯ В 1920-1934 гг.

Постановка проблемы.

Установление советской власти и приобретение Харьковом столичного статуса повлекло за собой глубокие изменения в жизни города. Одной из главных задач стало обеспечение многоступенчатой структуры органов власти рабочим пространством и внедрение этой структуры в ткань существующей застройки. Понятие административно-правительственного комплекса прежде не разрабатывалось, что открывает новое поле для формирования методики анализа столичного периода в развитии города.

Цель статьи состоит в введении базовых представлений об административно-правительственном комплексе и выявлении групп объектов, которые входили в его состав. Выяснение их функционального назначения и восстановление расположения в городской структуре поможет в дальнейшем исследовать пространственные связи между структурными единицами.

Основной текст

В период с 1917 по 1934 год за Харьковом был закреплен статус столицы УССР. Перед городом, который был не готов к возложенной на него советской властью миссией, были поставлены многочисленные задачи, такие как: социалистическая реконструкция, создание нового столичного облика, индустриализация и др. Столичный Харьков охватывает собой

сферы политической, промышленной, научно-образовательной жизни. Призыв партии «Догнать и перегнать» постепенно воплощается в жизнь и Харьков занимает одну из лидирующих позиций в Союзе по развитию. В столичный период город считается третьим после Москвы и Ленинграда культурным и промышленным центром СССР. [1, 2] Революционный идеализм в 20ые-30ые годы отобразился в широкомасштабной реконструкции облика города. Новая застройка осуществлялась стихийно до тех пор, пока не появилось общество Индустрий, ставшее регулятором всей архитектурно-строительной деятельности.[3] Для данного периода времени характерно стилистическое разнообразие в архитектуре Харькова.

Столичный статус Харькова косвенно подтверждается постановлением: «поскольку вся промышленность сосредоточена в восточной части Украины, то перенесение Совнархоза из Харькова в Киев скажется и уже сказалось самым губительным образом на восстановлении транспорта, горной и обрабатывающей промышленности Украины».¹

Учитывая многоступенчатую иерархию, организация центральной власти УССР представляла собой сложную структуру. Все многочисленные организации располагались по отдельности, вынуждено занимая уже существующие здания и

¹ ЦГАВОВ Украины.-Ф.1.-ОП.6.-Дело 1.- Л.5