

УДК 553.98:336

О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалева, Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина

Геолого-экономическое обоснование выбора первоочередных объектов для лицензирования

Ключевые слова:
углеводороды,
запасы,
экономика,
объекты,
лицензирование,
рентабельность,
оценка
рентабельности.

Keywords:
hydrocarbons,
reserves,
economics,
areas,
licensing,
cost-effectiveness,
cost-effectiveness
assessment.

Радикальные преобразования экономики, связанные с переходом ее на эффективный рыночный механизм, обуславливают необходимость разработки и внедрения новых методов предынвестиционной оценки проектов освоения газовых и газоконденсатных месторождений для снижения геологических и технологических рисков. Методология формирования и оценки инвестиционного проекта (проектный анализ) направлена на комплексное и многоаспектное исследование, отражающее многостадийную и многофакторную структуру проекта. Важнейшей частью этой структуры являются анализ рисков и комплекс мероприятий (управление или менеджмент) по их снижению, в том числе на основе кластерного (или портфельного) анализа.

Инвестиционное проектирование, как правило, осуществляется в условиях значительной неопределенности, т.е. ограниченного, чем это необходимо, объема информации. Кроме этого, неопределенность обусловлена недостаточной надежностью (достоверностью) информации. Частичное (или полное) снятие неопределенности осуществляется в результате получения дополнительных данных. Это достигается или проведением новых (геологоразведочных, инженерных, экологических и др.) исследований, или получением (в результате комплексного анализа, моделирования и т.п.) не востребованных ранее данных [1].

Проведенный анализ выявления месторождений и, соответственно, перспективных объектов указывает, что динамика распределения вероятности открываемых месторождений в процессе поискового цикла в большинстве случаев характеризуется резким левосторонним (в сторону уменьшения) смещением запасов открываемых месторождений на границе его первой и второй третьей периода освоения территорий. Распределение открываемых месторождений во второй и последней третях близки к ожидаемому прогнозу.

В пределах древних нефтегазоносных бассейнов (НГБ) доля пяти крупнейших месторождений в структуре запасов не превышает 30–40 %, в то время как в пределах НГБ молодых платформ и современных пассивных окраин она достигает 80–85 %. Последнее указывает на возможность априорной (допоисковой) оценки доли и значимости данных скоплений в ожидаемой структуре месторождений (по крупности). В настоящее время доля малых месторождений фонда ожидаемых открытий в пределах Западно-Сибирской (постгерцинской) платформы превышает 99 %.

Приведенная информация указывает на возможности априорного обоснования выбора объектов для инвестирования. Отметим, что решения о проведении геологоразведочных работ (ГРП) и реализации технологических мероприятий по утилизации ресурсов открываемых скоплений углеводородов являются ключевыми (с точки зрения экономических последствий) в цепочке управленческих решений при освоении месторождений нефти и газа. Однако методы подготовки и принятия решений очень слабо ориентированы на экономические решения. Для западных добывающих компаний анализ управленческих решений в области оценки экономических результатов уже длительный период является общепринятым.

В настоящее время положение меняется. В значительной мере это связано с тем, что в качестве инвесторов выступает не государство, а сами добывающие компании. Вполне естественно, что они заинтересованы минимизировать геолого-инвестиционные риски, связанные с освоением разномасштабных нефтегазовых объектов, характеризующихся различной степенью изученности.

Понятие геологического риска пока не устойчиво («не прижилось»), технологическому риску в этом отношении «повезло» более [2]. При оценке инвестиционной привлекательности нефтегазозоносного объекта проводится моделирование по крайней мере трех основных составляющих процесса принятия решений: геологической, технологической, экономической.

Эти составляющие формируют последовательность принятия решений, в том числе структуру риск-анализа. Очевидно, что геологический риск и степень информационной обеспеченности, контролирующая неопределенность моделирования, связаны обратной зависимостью, а любая оценка носит вероятностный характер. При этом исходные геологические, в том числе промысловые, параметры могут неоднократно меняться в результате переинтерпретации исходных данных. Это определяет необходимость мониторинга моделей с целью корректировки бизнес-планов компании (если появляется необходимость).

При оценке перспектив освоения лицензируемого участка или локального объекта, в том числе месторождения, ряд исследователей считают целесообразным определение геологического риска как вероятности того, что реальные геологические ресурсы/запасы углеводородов (УВ) (или особенности геологической модели) окажутся ниже ожидаемого уровня (т.е. неадекватными реальной модели). Вероятностные параметры геологического риска непосредственно связаны с параметрами оценки и определяются тремя факторами:

- 1) адекватностью предполагаемых ловушек реально существующим;
- 2) адекватностью фильтрационно-емкостных параметров резервуара;
- 3) наличием УВ и адекватностью качественного и фазового состава УВ.

Экспресс-оценка локализованных ресурсов основана на стохастической генетике параметров подсчета. Авторами учитывались четыре параметра: площадь (км^2), толщина (мощность) потенциального продуктивного пласта (м), пористость (%), извлечение УВ (м^3 газа / м^3 резервуара).

В случае анизотропной модели изменения подсчетных параметров (увеличения с различным градиентом) отмечается большой разброс оценок локализованных ресурсов/запасов УВ. Они меняются от минимальной (при вероятности P_{90}) до максимальной (при P_{10}).

Приведенная информация указывает на наличие стохастической генетики трансформации структуры УВ-потенциала: по мере освоения УВ-потенциала разномасштабных регионально-зональных объектов доля малых месторождений газа и нефти увеличивается. Для трансформации фонда выявленных перспективных объектов в фонд месторождений характерны два варианта – пессимистический и оптимистический.

Отметим, что возможны и аномальные случаи, когда в результате проведения ГРП выявленные запасы УВ превышают оцененные ранее ресурсы (чаще в пределах конкретного локального объекта). Примером такого случая являются результаты опосредования территорий Оренбургского и Астраханского месторождений, в пределах которых вначале разбуривались локальные поднятия, рассматриваемые как самостоятельные объекты поиска (Светлошаринское, Аксарайское, Долгожданное, Краснохолмское и др.). И лишь в результате бурения скважин между ними, в том числе в седловинах, были выявлены уникальные месторождения УВ, запасы которых многократно превысили локализованные ресурсы этих локальных поднятий.

Повышение изученности объекта уменьшает разброс стохастических оценок, это происходит за счет уменьшения маловероятных и увеличения более вероятных оценок запасов УВ.

Обычно при экономической оценке инвестиционных проектов (ИП) используются методы [1]:

- 1) чистой приведенной стоимости (NPV);
- 2) индекса рентабельности (PI);
- 3) внутренней процентной ставки (IRR);
- 4) срока окупаемости (PP).

В основном эти методы основаны на дисконтировании.

Метод чистой приведенной стоимости (NPV) основан на сопоставлении дисконтированных величин инвестиций и генерируемых ими доходов:

$$NPV_{ij} = Co_j + \sum_{k=1}^n \frac{(P_{kj} - C_{kj})}{(I+r)^k},$$

где P_{kj} – доход (чистая прибыль) в k -ом году; C_{kj} – инвестиции в j -ом году (величина всех издержек); r – «желаемая» рентабельность (ставка дисконтирования) проекта; I – рентабельность инвестиций с нулевым риском (она обычно близка к уровню инфляции); n – коли-

чество мест, в которых будет осуществляться ИП, начиная с момента начала его финансирования (Co_j).

Критерием положительного принятия решения является $NPV > 0$.

Метод индекса рентабельности (PI), по сути, является продолжением предыдущего. Индекс рентабельности определяется по формуле

$$PI = \left(\sum_k \frac{P_k}{(I+r)^k} \right) IC,$$

где IC – дисконтированная величина инвестиций.

Проект привлекателен, если $PI > 1$.

Метод внутренней процентной ставки (IRR). Внутренняя процентная ставка является той нормой дисконта, при которой величины дисконтированного дохода и дисконтированных инвестиций равны, т.е. являются решением уравнения

$$\sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(I+r)^k} = \sum_{j=1}^m \frac{IC}{(I+i)^j},$$

где m – количество лет, в течение которых будут осуществляться капиталовложения.

$IRR = r$, при котором $NPV = 0$.

Метод определения срока окупаемости (PP) в период времени, за который дисконтированные величины дохода от проекта и инвестиций в проекте сравниваются, т.е. $PP = n$, при котором

$$\sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(I+r)^k} = IC.$$

Данные методы являются основой для разработки методик геолого-экономической кластеризации новых объектов с целью освоения их УВ-потенциала в ряде нефтегазовых компаний и предприятий. В этих методиках используются однозначные параметры: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД) и др.

Многие критерии и показатели являются специфическими для местных условий [3]. Они составляют два типовых ряда – экономический и геолого-технологический. Структура каждого из них характеризуется своей генетикой.

Геолого-технологический ряд формируется последовательностью трех блоков: запасы → резервуар → УВ-продуктивная система.

Экономический ряд состоит из двух частей: стоимость добытых УВ → затраты на

их освоение (в том числе с учетом отчислений и инфляции), т.е. определяется ЧДД (NPV или g_{NPV}).

В качестве основного критерия эффективности каждого отдельно взятого элементарного ИП, рассматриваемого как конкретная реализация из генеральной совокупности, удобнее всего взять чистую приведенную (дисконтированную) стоимость проекта NPV_{ij} (i – номер варианта, допустим, геологической модели (УВ-объекта) с соответствующей оценкой запасов, а j – номер варианта стоимостных оценок издержек и доходов). Если обозначить вероятность j -го варианта стоимостных оценок затрат и доходов через g , то среднюю ожидаемую величину NPV для i -го варианта модели можно рассчитать по формуле

$$NPV_i = \sum_{j=1}^n q_j NPV_{ij}$$

при естественных ограничениях $\sum_{j=1}^m q_j = 1$,

где m – число вероятных исходов по стоимостным оценкам.

Принимая решения об эффективности ИП в условиях неопределенности, инвестор решает как минимум двухкритериальную задачу – оптимального сочетания «риск – доход» ИП. Очевидно, что найти идеальный вариант «максимальный доход – минимальный риск» удастся в редких случаях.

Результаты геолого-экономической оценки позволяют провести ранжирование перспективных объектов. Модели ранжирования перспективных объектов и месторождений указывают на наличие различных кластерных ситуаций: схожие по размерам малые месторождения (или объекты) могут характеризоваться различным риском освоения и, наоборот, расположенные в одном кластере предпочтительности УВ-объекты могут существенно различаться по геолого-технологическим показателям.

В таблице представлены результаты экспертного ранжирования 60 объектов Гыданской нефтегазоносной области (НГО) [4]. Наглядно показано, что наиболее предпочтительными для освоения являются 10 наиболее крупных объектов (выделены зеленым цветом). Остальные относятся к категории малых (с запасами или ресурсами менее 40 млрд м³). Очевидно, что для бизнес-планирования данной НГО необходима комплексная кластеризация объектов,

Гыданская НГО.
Результаты предварительного ранжирования перспективных объектов

| Объект | Нефтегазовый комплекс | Ресурсы категории С ₃ , млн т н.э. | | Рейтинг | | |
|----------------------|-----------------------|---|-------|---------|--------|--------------------|
| | | газ | нефть | прибыль | убыток | предпочтительность |
| Волновая | юра | 0,8 | 0,3 | +--- | --- | ---- |
| Вост. Корпачевская | юра | 13,4 | – | ++++ | +++ | +++ |
| Вост. Садарская | н. мел | 7 | – | ++++ | ---- | ---- |
| Вост. Хасырейская | в. мел | 4,86 | 2,2 | ++++ | ++++ | ++++ |
| Вост. Ялятинская | н. мел | – | 3,6 | ++++ | ++++ | ++++ |
| Яргояхинская | мел | 56 | – | +++ | +++ | +++ |
| Галияхинская | н. мел | 31 | 1,3 | +++ | +++ | +++ |
| Глубинная | мел | – | 2,4 | +++ | +++ | +++ |
| Дровяная | н. мел, юра | 34,8 | 4,7 | ++++ | ---- | ---- |
| Зап. Антипаютинская | н. мел | – | 1,1 | ++++ | ---+ | ++++ |
| Зап. Геофизическая | мел, юра | 204,8 | 6,5 | ++++ | ++++ | ++++ |
| Зап. Парусная | в. мел | 6 | – | ++++ | ++++ | ++++ |
| Зап. Солпатинская | н. мел | 14 | – | ++++ | ++++ | ++++ |
| Зап. Сопочная | мел | 5 | – | ++++ | ---- | ---- |
| Заречная | мел, юра | 1,05 | 0,9 | +++ | ---+ | ++++ |
| Каркасная | мел | 98 | 15,4 | +++ | ++++ | +++ |
| Кустарниковая | н. мел | 5 | 5,6 | +++ | +++ | +++ |
| Лунная | мел, юра | 50 | 6 | +++ | +++ | ++ |
| Малогыданская | н. мел | 5 | 1 | ++++ | +++ | ++++ |
| Меркуяхинская | мел | 190 | 14 | +++ | +++ | +++ |
| Михайлинская | н. мел | 22,1 | 10,1 | ++++ | +++ | ++++ |
| Мозаичная | в. мел | 4,1 | – | +++ | +++ | +++ |
| Мраморная | мел | 8,8 | 2 | ++++ | ++++ | ++++ |
| Нижне-Ялятинская | в. мел | 4,8 | – | +++ | +++ | +++ |
| Новоялятинская | мел | 13,6 | – | ++++ | ++++ | ++++ |
| Приречная | н. мел | 68,7 | 14,3 | +++ | +++ | ++++ |
| Садарская | н. мел | 8 | – | ++++ | +++ | +++ |
| Сахаровская | н. мел, юра | 8,1 | 1 | ++++ | ++++ | ---- |
| Сев. Антипаютинская | н. мел | – | 0,9 | +++ | +++ | ++ |
| Сев. Гыданская | н. мел | 41 | 12 | +++ | +++ | ++++ |
| Сев. Кустарниковская | н. мел, юра | 3,1 | 1,4 | ---- | ---+ | ++++ |
| Сев. Мессояхская | н. мел, юра | 9,2 | – | +++ | +++ | ++++ |
| Сев. Минховская | мел | 5,9 | – | ++++ | +++ | ++++ |
| Сев. Русская | н. мел, юра | 58 | 21,3 | +++ | +++ | ++++ |
| Сев. Танамская | н. мел | 70 | 7 | ++++ | ++++ | +++ |
| Сев. Таловейская | мел, юра | 25,3 | – | +++ | +++ | ++++ |
| Сев. Угловая | в. мел | 8 | – | +++ | +++ | +++ |
| Сев. Ядаяхская | н. мел | 37 | – | +++ | +++ | +++ |
| Сопочная | мел | 18 | 2 | +++ | +++ | +++ |
| Тасейско-Заполярная | мел | 20,48 | – | +++ | +++ | +++ |
| Толавейская | н. мел | 14 | – | +++ | +++ | +++ |
| Торамнойская | мел | 37 | – | ++++ | +++ | ++++ |
| Угловая | мел | 70 | 11 | +++ | ++ | +++ |
| Юж. Гыданская 1 | н. мел | 70 | 1 | +++ | +++ | +++ |
| Юж. Гыданская 2 | н. мел | 70 | 1 | +++ | +++ | ++++ |
| Юж. Кустарниковская | мел, юра | 9 | – | +++ | +++ | ++++ |
| Юж. Солетская | н. мел, юра | 48 | 2 | +++ | +++ | ++++ |
| Юж. Угловая | в. мел | 16 | 16 | +++ | +++ | +++ |
| Юж. Ялятинская | н. мел | 20 | 6 | +++ | +++ | +++ |
| Юрская | н. мел, юра | 13,9 | – | +++ | +++ | ++ |
| Ягельная | мел | 9 | – | ++++ | +++ | ++ |
| Ялятинская | н. мел | 29,6 | – | ++++ | +++ | +++ |
| Яргояхинская | н. мел | 60 | 3 | +++ | +++ | +++ |
| Антипаютинское | н. мел | 56,5 | 19,5 | +++ | +++ | ++++ |
| Вост. Минховское | н. мел | 5 | 4 | +++ | +++ | +++ |
| Геофизическое | в. мел | 17,9 | – | +++ | +++ | +++ |
| Зап. Юрхаровское | н. мел | – | 13,8 | +++ | +++ | +++ |
| Минховское | н. мел, юра | 12 | – | +++ | +++ | ++++ |
| Тота-Яхинское | н. мел | 35 | – | +++ | +++ | +++ |
| Штормовое | н. мел | 114 | 60 | ++++ | ++ | ++++ |

инструментом которой являются портфельный анализ (ПА) и ранжирование объектов. Последнее является упрощенным вариантом ПА [5].

Данные исследования должны быть обязательной составляющей снижения риска освоения малых месторождений УВ. Упрощенный алгоритм этого «инструментария» заключается в сопоставлении геолого- и технологико-экономических параметров освоения и выборе наиболее перспективных объектов.

Влияние на реализацию инвестиционного проекта характеризует структуру формирования доходной и затратной статей проекта и в конечном итоге оценки *NPV*.

В процессе разработки бизнес-плана нередко оценивается до десяти возможных стратегий, каждой из которых свойственна своя совокупность рисков [1]. Детальное описание этих совокупностей затруднено, что лимитирует возможности мероприятий по их снижению. С целью преодоления этого, а также определения риск-менеджмента используются карты риска.

Результаты геолого-экономического ранжирования и исследования позволили провести кластеризацию перспективных территорий по степени экономической значимости. Большая часть этих объектов и «приближенных» к ним располагаются в центральной субширотной зоне Гыданской НГО.

Оговоримся сразу, что приведенные количественные показатели ранжирования имеют в большей степени относительный характер, который в незначительной мере (пространственно) совпадает с вариантом экономической эффективности. Показатель ценности недр (тыс. у.е./км²) варьируется от 450 в районе «треугольника» месторождений Геофизическое – Солетское – Гыданское до 50–55 в приграничных с Красноярским краем районах. Уменьшение ценности недр прогнозируется от Утреннего месторождения в северном направлении к окончанию полуострова. В южном и восточном направлениях от центральной (субширотной) зоны Гыданской НГО отмечаются локальные участки повышенной ценности недр: в районах Танамской группы объектов и Антипаютинского (совместно с Тотояхинским и Минховским) месторождения, которые являются характеристиками стоимостного блока их освоения [5].

Очевидно, что перспективные объекты (проспекты), расположенные в зоне повышенной УВ-ценности недр, являются первоочередными для формирования портфеля перспективных для лицензирования структур (перспективных участков и зон развития структурно-литологических ловушек и др.).

Список литературы

1. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска / Ю.П. Ампилов. – М.: Геоинформарк, 2002. – 182 с.
2. Гудимова Т.В. Геолого-экономический мониторинг сырьевой базы углеводородов / Т.В. Гудимова, Л.Е. Николаева, Ю.Б. Силантьев и др. // Газовая геология России (вчера, сегодня, завтра). – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 92–101.
3. Батурин Ю.Н. Прогнозирование освоения ресурсов нефти и газа в рыночных условиях / Ю.Н. Батурин // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6. – С. 39–43.
4. Атлас распределенного фонда Российской Федерации. – М.: МПР, Аэрогеология, 2002. – 181 с.
5. Назаров В.И. Экономическая оценка ресурсов нефти и газа России / В.И. Назаров, В.Д. Наливкин // Геология нефти и газа. – 1997. – № 10. – С. 15–25.

References

1. Ampilov Yu.P. Methods of geological-economic simulation of oil and gas resources and reserves taking into account uncertainty and risk / Yu.P. Ampilov. – M.: Geoinformark, 2002. – 182 p.
2. Gudymova T.V. Geological-economic monitoring of the hydrocarbon raw materials base / T.V. Gudymova, L.E. Nikolaeva, Yu.B. Silantiev et al. // Gas geology of Russia (yesterday, today and tomorrow). – M.: VNIIGAZ, 2000. – P. 92–101.
3. Baturin Yu.N. Forecasting of oil and gas resource development in market conditions / Yu.N. Baturin // Oil and gas geology. – 1994. – № 6. – P. 39–43.
4. Atlas of distributed reserves of the Russian Federation. – M.: MNP, Aerogeology, 2002. – 181 p.
5. Nazarov V.I. Economic assessment of oil and gas resources of Russia / V.I. Nazarov, V.D. Nalivkin // Oil and gas geology. – 1997. – № 10. – P. 15–25.