

## Методические основы оценки рисков нефтегазодобывающих предприятий

© 2009 М.Ю. Немченко

Самарский государственный экономический университет

В статье дается характеристика методам оценки риска нефтегазодобывающих предприятий, предлагается подход к оценке рисков с учетом стадии разработки месторождений, геологической изученности и степени промышленного освоения запасов нефти и газа.

*Ключевые слова:* геологический риск, лаговое смещение, математическое ожидание, производственно-технологический риск, скважина, стандартное отклонение, экологический риск.

Современный этап развития нефтяных и газовых предприятий характеризуется усложнением связей и взаимовлияния производственных, экономических, экологических и прочих факторов риска. В нефтегазовой промышленности производство отличается длительными сроками, эшелонированием производственно-технологического процесса во времени (поиски и разведка, разработка и обустройство, добыча нефти, газа), лаговыми смещениями и запаздываниями, динамичностью используемых ресурсов и другими факторами, значения многих из которых носят вероятностный характер.

К особенностям, важным при оценке риска функционирования нефтегазодобывающих предприятий, относятся:

- удаленность предмета труда и подземной части эксплуатационного оборудования от места непосредственного наблюдения и управления процессом нефтегазодобычи;
- территориальная закреплённость предмета труда и обособленность производственных объектов (скважин);
- необходимость их комплексного обслуживания;
- сильная зависимость технико-экономических показателей разработки объектов и критериев эффективности затрат от природных условий, от уровня использования разведанных и извлекаемых запасов углеводородов;
- динамичный характер (изменчивость во времени) природных факторов;
- наличие нескольких стадий эксплуатации объектов;
- вероятностный характер большинства технико-экономических показателей разработки скоплений углеводородов;
- изменение во времени воспроизводственной структуры капитальных вложений в нефтегазодобывающую промышленность;
- длительные периоды эксплуатации нефтегазовых объектов.

Крайне важным становится изучение существующих методов оценки риска нефтегазодобывающих предприятий и выработки наиболее приемлемых подходов для учета всей многоаспектности их функционирования.

Методы оценки каждой категории рисков нефтегазодобывающего предприятия, будь то геологические, производственно-технологические или экологические, отличаются друг от друга в каждом случае и в зависимости от этапа функционирования месторождения.

В настоящее время существуют следующие экономико-статистические методы математической оценки рисков нефтегазодобывающих предприятий:

- анализ влияния отдельных факторов (анализ чувствительности);
- анализ влияния комплекса факторов (сценарный анализ) и
- имитационное моделирование (или как подвид метод Монте-Карло).

Анализ чувствительности представляет собой стандартный метод количественной оценки рисков, который заключается в изменении значений критических параметров, подстановке их в модель оценки рисков нефтегазодобывающего предприятия и расчете показателей эффективности при каждом таком изменении.

Анализ чувствительности очень нагляден, однако главным его недостатком является то, что анализируется влияние только одного из факторов, остальные считаются неизменными. На практике же обычно изменяется сразу несколько показателей. Оценить подобную ситуацию помогает сценарный анализ.

Для начала необходимо определить перечень критических факторов, которые будут изменяться одновременно. Для этого, используя результаты анализа чувствительности, можно выбрать факторы, оказывающие наибольшее влияние на результат проекта.

Обычно рассматривают три сценария: оптимистический, пессимистический и наиболее ве-

роятный, но при необходимости их число можно увеличить. В каждом из сценариев фиксируются соответствующие значения отобранных факторов, после чего рассчитываются показатели эффективности проекта.

Суть имитационных методов моделирования заключается в многократном воспроизводстве вариантов работы предприятия с учетом факторов риска с последующим анализом и выбором наиболее рационального из них по установленной системе критериев. С помощью имитационной модели можно создать единую структурную схему, интегрирующую все категории рисков по основным производственным процессам отрасли (поиски, разведка, разработка, добыча, транспорт).

Метод Монте-Карло как разновидность имитационного моделирования - это численный метод решения математических задач при помощи моделирования случайных величин. Датой рождения метода Монте-Карло принято считать 1949 г., когда появилась статья под названием "The Monte Carlo method". Создателями этого метода считают американских математиков Дж. Неймана и С. Улама. В СССР первые статьи о методе Монте-Карло были опубликованы в 1955-1956 гг.

Теоретическая основа метода была известна давно. Более того, некоторые задачи статистики рассчитывались иногда с помощью случайных выборок, т. е. фактически методом Монте-Карло. Однако до появления электронных вычислительных машин (ЭВМ) этот метод не мог найти сколько-нибудь широкого применения, ибо моделировать случайные величины вручную - очень трудоемкая работа. Таким образом, возникновение метода Монте-Карло как весьма универсального численного метода стало возможным только благодаря появлению ЭВМ.

Идея метода чрезвычайно проста и состоит она в следующем. Вместо того чтобы описывать процесс с помощью аналитического аппарата (дифференциальных или алгебраических уравнений), производится "розыгрыш" случайного явления с помощью специально организованной процедуры, включающей в себя случайность и дающей случайный результат. В действительности конкретное осуществление случайного процесса складывается каждый раз по-иному; так же и в результате статистического моделирования мы получаем каждый раз новую, отличную от других реализацию исследуемого процесса. Это множество реализаций можно использовать как некий искусственно полученный статистический материал, который может быть обработан обычными методами математической статистики. После такой обработки могут быть получены любые интересующие нас характеристики: вероятности

событий, математические ожидания и дисперсии случайных величин и т. д. При моделировании случайных явлений методом Монте-Карло мы пользуемся самой случайностью как аппаратом исследования, заставляем ее "работать на нас".

В сущности, методом Монте-Карло может быть решена любая вероятностная задача, но оправданным он становится только тогда, когда процедура розыгрыша проще, а не сложнее аналитического расчета. То есть в случае, когда точные оценки параметров задать нельзя, а аналитики могут определить только интервалы возможного колебания показателя, используют метод имитационного моделирования Монте-Карло.

Расчет сценариев развития событий, как правило, должен осуществляться автоматически в программе, разрабатываемой для отдела управления рисками. Программы рассчитывают абсолютные и относительные значения риска нефтегазодобывающего предприятия. Абсолютный показатель - стандартное отклонение - позволяет судить о цене риска, т.е. о величине наиболее вероятных потерь. Относительный показатель - коэффициент вероятности - позволяет определить класс риска.

Можно выделить следующие основные проблемы оценки рисков нефтегазодобывающих предприятий:

- недостаточная информативность критериальной основы оценки риска, не позволяющая учитывать возможные изменения составляющих проекта;
- недостаточная достоверность оценки риска вследствие того, что на различных этапах жизненного цикла месторождений, являющихся базисом добычи, необходимо учитывать дополнительно проявляющиеся виды рисков.

С целью уточнения геолого-информационной базы по мере освоения нефтегазодобывающими предприятиями месторождений, объекты разработки можно классифицировать по категориям разведанности запасов, этапам работы нефтегазодобывающих предприятий в условиях изменяющейся ресурсоотдачи месторождений.

Рассмотрим классификацию запасов нефти и газов по геологической изученности и степени промышленного освоения углеводородного сырья:

А (достоверные) - запасы, подсчитанные на площади, детально разведанной и оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки нефти и газа;

В (установленные) - запасы, подсчитанные на площади, промышленная нефтеносность и газоносность которой доказана при бурении скважин с благоприятными промыслово-геофизическими показателями, при условии, что эти сква-

жины вскрыли пласт на разных гипсометрических отметках и в них получены промышленные притоки нефти;

C1 (оцененные) - запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти или газа в отдельных скважинах и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин, а также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям более высоких категорий;

C2 (предполагаемые) - запасы нефти и газа всех типов ловушек (структурных, стратиграфических, литологических), установленных достоверными для данной нефтегазоносной провинции методами геолого-геофизических исследований.

Классификация запасов нефти и газов по геологической изученности, не имеющих промышленного освоения:

D1 (локализованные) - ресурсы нефти и газов возможно продуктивных пластов в выявленных и подготовленных к бурению ловушках. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями;

D2 (перспективные) - ресурсы нефти и газов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур. Количественная оценка прогнозных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с открытыми месторождениями в пределах оцениваемого региона;

D3 (прогнозные) - ресурсы нефти и газа, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Количественная оценка прогнозных ресурсов этих категорий производится по предположительным параметрам на основе имеющихся геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными, регионами, где установлены разведанные месторождения нефти и горючих газов.

Между тем этапы работы нефтегазодобывающих предприятий в условиях изменяющейся ресурсоотдачи месторождений, т.е. с точки зрения воздействия на промысловый объект, можно выделить по стадиям разработки месторождения на I, II, III и IV стадии.

I стадия (ввод месторождения в эксплуатацию) - происходит интенсивное бурение скважин основного фонда, темп разработки непре-

рывно увеличивается и достигает максимального значения к концу периода. На данной стадии основной проблемой анализа и оценки рисков является недостаток геологической информации о наличии, величине и свойствах запасов углеводородного сырья, а также данных касательно стабильности внешнего окружения проекта. Вследствие этого на данной стадии наиболее существенны геологические и страновые риски.

II стадия (поддержание достигнутого максимального уровня добычи нефти) характеризуется более или менее стабильными годовыми отборами нефти. Основная задача этой стадии решается путем бурения скважин резервного фонда, регулирования режимов скважин и освоения в полной мере системы заводнения или другого метода воздействия на пласт. Данный этап предполагает подготовку и проведение комплекса строительных работ по обустройству месторождения, применение высокотехнологичных способов и приемов достижения максимального уровня добычи углеводородного сырья, а также оптимизацию работы нефтепромыслового оборудования. Поэтому в данном случае приоритетны инжиниринговые, строительные, эксплуатационные риски.

III стадия (падающая добыча нефти) характеризуется интенсивным снижением темпа разработки на фоне прогрессирующего обводнения продукции скважин при водонапорном режиме и резким увеличением газового фактора при газонапорном режиме. К настоящему моменту прибыль инвестора чрезвычайно сильно зависит от уровня цен на углеводородное сырье и стабильности спроса на нефть на мировом рынке. Вследствие этого данному этапу в большей степени присущи финансовые и маркетинговые риски.

IV стадия (завершающая стадия разработки) характеризуется низкими темпами разработки. Наблюдаются высокая обводненность продукции и медленное уменьшение добычи нефти, а также увеличение числа аварийных ситуаций вследствие износа оборудования, в силу чего на данной стадии особую важность приобретает учет финансовых, инжиниринговых, экологических рисков.

Для интеграции рассмотренных классификаций запасов нефти и газов по геологической изученности, этапов работы нефтегазодобывающих предприятий и методов оценки рисков нефтегазодобывающего предприятия в единую теоретико-понятийную конструкцию базовые понятия предлагаем представить в виде матрицы оценки рисков нефтегазодобывающего предприятия (см. рисунок). Применение матричной модели анализа позволит не только обеспечить адекват-

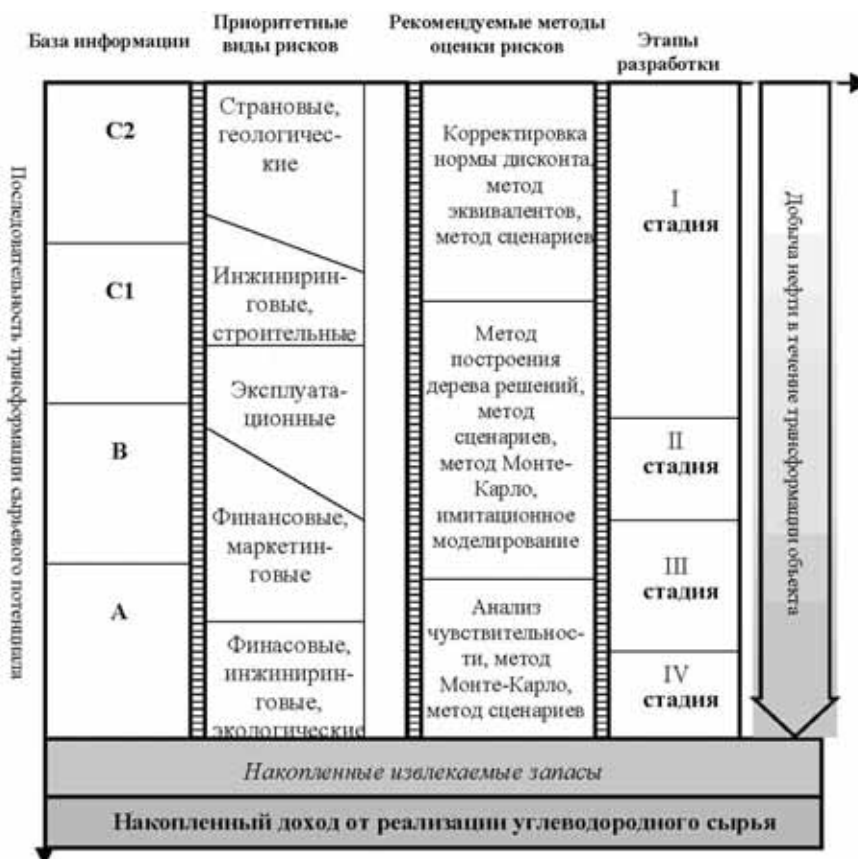


Рис. Матрица оценки рисков нефтегазодобывающего предприятия

ное принятие решения по выбору оптимального метода оценки рисков нефтегазодобывающего предприятия (разработки месторождений), но и подготовить информационную базу для их последующей минимизации.

Степень применимости отдельных методов оценки рисков зависит от конкретных ожиданий исследователей и их готовности рисковать в свете факторов, определяющих реализацию проектов нефтегазодобычи. Поэтому выбор и использование рассматриваемых методов зависят от предпочтений лиц, принимающих решения, относительно двух результатов: шансов получить прибыль благодаря реализации нефтегазодобывающего

проекта; риска совершить ошибку (угроза убытков) вследствие принятия ошибочного решения.

На основании проведенных исследований можно сделать следующие основные выводы:

- в современных условиях быстроменяющейся среды особую актуальность приобретает коррекция существующих методов оценки риска нефтегазодобывающих предприятий и учета в них всей многоаспектности оценки сырьевого потенциала нефтегазодобывающего производства;
- в рамках выбора наиболее актуального метода оценки риска необходим учет доступности информации о состоянии сырьевого потенциала, стадиях жизненных циклов разрабатываемых месторождений и нестабильности внешней среды.

Поступила в редакцию 09.09.2009 г.