

БАЗА МОДЕЛЕЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ЭКСПЕРТНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗА ПЕРСПЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ НА РАННИХ СТАДИЯХ ИЗУЧЕННОСТИ

Пороскун В.И., Стернин М.Ю., Шепелев Г.И.

Институт системного анализа РАН, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Россия.

117312 Россия г.Москва просп.60-летия Октября, 9. ИСА РАН.

mister@isa.ru

ABSTRACT

Probabilistic methods for estimating economical perspectives of the oil and gas fields development could be very useful on the first steps of object study. Both deterministic and probabilistic models of hydrocarbon reserves calculating, profile forms and economical parameters estimation are the bases of expert decision support system.

ВВЕДЕНИЕ

Прогноз перспективности (коммерческого потенциала) нефтегазовых объектов особенно существенен на начальных стадиях их изученности. Именно такие оценки, произведенные по данным, полученным с еще неразбуренных площадей или по аналогии, наиболее интересны для потенциальных инвесторов.

Неизбежно возникающий при этом информационный дефицит восполняется привлечением экспертов - геологов, технологов и экономистов к оценке параметров, характеризующих объект. При этом разработка прогноза перспективности представляет собой многоступенчатый процесс многовариантных расчетов коммерческой эффективности проекта освоения объекта на моделях проблемно-ориентированных для таких задач компьютерных систем - систем поддержки экспертных решений (СПЭР) [1-3].

БАЗА МОДЕЛЕЙ

База моделей СПЭР [1,2] включает детерминированные и вероятностные модели оценки величины извлекаемых запасов, прогнозирования динамики добычи углеводородов и расчета показателей ожидаемой эффективности возможных стратегий освоения объекта в условиях действия различных схем налогообложения (действующая система, соглашения о разделе продукции).

Модель оценки запасов базируется на объемном методе их подсчета. Каждый из параметров метода трактуется как случайная величина с функцией распределения, специфицируемой экспертом. Расчет запасов Q осуществляется методом статистических испытаний. Результатом расчетов служит таблица и график зависимости вероятности $P(Q < Q_0)$ наличия на объекте запасов, не меньших Q_0 .

Исходными данными для моделей оценки коммерческой эффективности анализируемой стратегии освоения объекта - традиционных моделей проектного анализа [3]- являются результаты базирующегося на расчетах по модели запасов прогнозного моделирования динамики добычи, а также оценки собственно экономических данных

(включая цены, нормативы затрат, ставки налогов в принимаемой системе налогообложения и др.).

МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ

Значимость оценки запасов и ресурсов на начальных стадиях изученности нефтегазовых объектов в настоящее время существенно возросла. В последние годы недропользователь зачастую проводит прогноз промышленного потенциала перспективного объекта и принимает стратегически важные решения по целесообразности его освоения, базируясь лишь на материалах сейсморазведки и данных, полученных с единичных скважин. Это стимулирует интерес к развитию и применению специальных методов и математических моделей подсчета, способных дать приближенную оценку запасов в условиях дефицита информации.

К числу таких методов относятся методы, основанные на вероятностных моделях подсчета запасов (ресурсов). Отправной точкой построения вводимой нами вероятностной модели служит используемый в процессе подсчета традиционный детерминированный аналог. Одним из таких аналогов является широко распространенный объемный метод подсчета геологических или извлекаемых запасов.

В вероятностной модели геологические запасы (резервы) Q_g , традиционные “подсчетные” параметры объемного метода, а при подсчете извлекаемых запасов и коэффициент извлечения нефти, рассматриваются как случайные величины.

Основными трудностями, с которыми встречается эксперт при конструировании и применении такой вероятностной модели, являются проблемы определения вероятностных характеристик факторов.

Наиболее распространенным является подход, при котором задают минимальное, наиболее вероятное и максимально возможное значения параметров. При оценивании наиболее вероятного значения КИН могут быть использованы соответствующие статистические зависимости [5]. Среди типов распределений наиболее широко используют нормальное, логнормальное, равномерное и треугольное распределения, а также β -распределение с параметрами формы, допускающими существование наиболее вероятной величины (униmodalность).

Построив характеристики вероятностных распределений для каждого из параметров, приступают к процедуре вычисления результирующего распределения для произведения факторов - величины запасов.

Полученная для величины запасов функция распределения вероятностей интерпретируется как кривая, отражающая шансы на существование запасов, лежащих в заданном диапазоне. Эта функция $F(Q < Q_0)$ отыскивается по совместной плотности распределения факторов-сомножителей $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$:

$$F(Q < Q_0) = \iint_{x_1 * x_2 * \dots * x_n < Q_0} f(x_1, x_2, \dots, x_n) dx_1 dx_2 \dots dx_n \quad (1)$$

Для плотностей произвольного вида интеграл для $F(Q < Q_0)$ может быть вычислен методом статистических испытаний.

В приложениях вместо $F(Q < Q_0)$ обычно рассматривается функция $P(Q < Q_0) = 1 - F(Q < Q_0)$, которая равна вероятности того, что запасы окажутся по своей величине не менее, чем Q_0 . Эту функцию, в связи с этим, можно назвать функцией гарантированных запасов. Именно ее график в координатах ($Y = P$, $X = Q$) чаще всего предлагают эксперту как один из основных результатов расчета на модели. Привлекательной чер-

той функции $P(Q>Q_0)$ является ее относительная устойчивость к виду функций распределения факторов.

Отметим, что задавшись определенным уровнем надежности (величиной вероятности), можно, отталкиваясь от графика $P(Q>Q_0)$, прийти к теоретико-вероятностной классификации запасов.

МОДЕЛИ ОЦЕНКИ ДИНАМИКИ НЕФТЕДОБЫЧИ

Для применений в СПЭР принципиально важно располагать относительно простыми по своей структуре и интерпретируемости результатов, но с приемлемой точностью адекватными сложным процессам разработки нефтяных месторождений и их прогнозируемому геологическому строению, математическими моделями. Требование простоты продиктовано как необходимостью проведения из-за недостоверности исходных данных многовариантных расчетов за приемлемое для пользователя время, так и невозможностью привлечения на начальных этапах изученности сложных моделей разработки месторождений, требующих наличия оценок множества параметров разветвленной системы исходных данных таких моделей. Вместе с тем в СПЭР должны быть представлены различные по сложности модели одних и тех же процессов разработки месторождений. Выбор конкретной модели (моделей) разработки и оценка степени ее адекватности при стоимостной оценке месторождения - прерогатива эксперта-пользователя СПЭР.

Известен целый ряд моделей приближенного расчета дебитов нефти. Все они могут быть включены в СПЭР и, в зависимости от вкусов и привязанностей, привлечены экспертом для стоимостной оценки месторождения. Это - статистические модели подсчета текущих коэффициентов извлечения нефти, методы Ю.П. Борисова, И.Г. Пермякова, В.Д. Лысенко - Э.Д. Мухарского и, в случае минимальной информации, которой располагает эксперт, простейший схематический (феноменологический) метод расчета дебитов [6].

Упомянутая феноменологическая модель, позволяющая приближенно оценивать динамику добычи нефти, не учитывает ряд важных зависимостей, влияющих на результаты стоимостной оценки, таких как зависимость коэффициента нефтеотдачи от среднего срока работоспособности скважин, особенностей геологического строения коллектора, физических свойств нефти, вытесняющего агента и др. Вместе с тем она с удовлетворительной точностью, в условиях недостаточности информации, описывает жидкостный режим, режим растворенного газа и газовой шапки [6]. В связи с этим модель достаточно привлекательна для экспресс-анализа. Рассмотрим основные черты одной из модификаций этой модели.

Профиль добычи в модели - "мгновенный" дебит $q(t)$ всех действующих в момент t добывающих скважин (скорость добычи нефти в механической аналогии) имеет вид:

$$q(t) = \begin{cases} 0, & t_0 \leq t \leq t_n \\ q_n^* (t_n) / (t_{nn} - t_n), & t_n < t \leq t_{nn} \\ q_n & t_{nn} < t \leq t_{kn} \\ q_n^* \text{EXP}(-\lambda^* (t - t_{kn})), & t_{kn} < t \leq t_{np} \end{cases}$$

Здесь t_0 - момент начала реализации проекта; t_n - момент начала разбуривания и, одновременно, начала добычи нефти; t_{np} - момент окончания разбуривания и начала поддержания постоянной добычи (плато профиля добычи); t_{kn} - момент окончания

поддержания плато; t_k - момент завершения работ по добыче; t_{pr} - длительность прогнозирования; λ - темп падения скорости добычи от максимальной, достигнутой на плато.

q'_0 - начальный (“амплитудный”) мгновенный дебит нефти одной добывающей скважины. Этот дебит в модели предполагается независимым от момента ввода скважины в эксплуатацию.

q_p - средний (по всем введенным в соответствии с запланированной конечной плотностью сетки добывающих скважин) дебит нефти для всех добывающих скважин, его обычно согласуют с максимальной пропускной способностью оборудования по продукции.

Для спецификации модели могут использоваться различные сценарии. Например, при заданных $Q_{изв}$ для спецификации модели (при произвольном $t_{pr} \geq t_{kp}$) необходимо задать три параметра: длительности разбуривания (T_p) и плато (T_p) и темп спада (λ), либо некоторые другие параметры, из которых только что указанные параметры могут быть определены. Возможны и некоторые более общие сценарии.

Результаты расчетов дебитов по феноменологической или другим технологическим моделям служат для эксперта ориентиром и могут быть им приняты без изменений или скорректированы. Согласованные с экспертом расчеты дебитов используются при оценке в СПЭР ожидаемой коммерческой эффективности проекта по освоению объекта. Аналогичные “простые” модели могут быть применены при оценке динамики газодобычи.

МОДЕЛИ ОЦЕНКИ КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБЪЕКТА

При прогнозировании перспективности месторождения основной интерес для участвующих в потенциальном проекте сторон (владельцы недр, геологи, эксплуатационники, инвесторы) представляют оценки величины извлекаемых запасов и, отчасти, геологических запасов, ожидаемой прибыльности при дифференцированном учете несинхронных затрат и результатов, а также ассоциированных с этими показателями рисков. Ожидаемая прибыльность месторождения при детерминированных исходных данных измеряется традиционным для проектного анализа показателем - чистым приведенным доходом (Net Present Value - NPV), равным разности приведенных к моменту начала реализации проекта суммарных результатов Res , “очищенных” от налогов Tax , и затрат $Zatr$, представленных в денежной форме. Если время t измеряется в годах, началу реализации проекта отвечает момент $t = 0$, а окончанию $t = T_0$, то

$$NPV(T_0) = \sum_{t=0}^{T_0} (Res(t) - Tax(t)) / \prod_{i=0}^t (1 + E(i)) \quad (3)$$

где $E(i)$ - норма приведения в году $i = 1, 2, \dots, T_0$, содержащая инфляционную составляющую, а $E(0) = 0$.

Будем описывать ценность месторождения ожидаемым (в теоретико-вероятностном смысле) значением чистого приведенного дохода от его освоения $\langle NPV \rangle$. Пусть вероятность обнаружения углеводородов в ловушке (событие A) равна $P(A)$, а вероятность их отсутствия (\bar{A}) $1 - P(A)$. В случае подтвердившейся версии отсутствия углеводородов (состояние “сухих скважин” - “СС”) некоторые затраты будут понесены, и чистый приведенный доход при реализации такого события составит $NPV(“СС”)$ (он, конечно, отрицателен). Если реализуется событие с наличием углеводородов, следует дополнительно промоделировать возможности встречи с разной вероятностью с запасами различной величины из диапазона $[Q_{min}, Q_{max}]$. Возможны K исходов с

личной величины из диапазона $[Q_{\min}, Q_{\max}]$. Возможны K исходов с запасами Q_i , $i = 1, 2, \dots, K$ и с условной вероятностью каждого исхода, равной $P(Q_i/A)$. Все $P(Q_i/A)$ подсчитываются точно так же, как $P(Q_i)$ в разделе, посвященном описанию вероятностной модели оценки запасов. Пользуясь моделью расчета чистого приведенного дохода (3), можно теперь найти $NPV(Q_i)$ для каждого возможного уровня запасов Q_i . Тогда

$$\langle NPV \rangle = (1 - P(A)) * NPV("CC") + P(A) * \sum_{i=1}^k P(Q_i / A) * NPV(Q_i) \quad (4)$$

Модели этого типа широко используются рядом ведущих зарубежных нефтяных и газовых компаний [7]. Имеются рекомендации [8], согласно которым следует принимать $NPV(Q_i) = NPV("CC")$ для всех $NPV(Q_i) < 0$.

Эта модель может быть “загрублена” также и в соответствии с нашими утверждениями об относительности познавательной ценности точных вычислений в условиях неопределенности. Именно, можно считать, что отрицательные $NPV(Q_i)$ приравниваются $NPV("CC")$, полученные при расчете положительные значения $NPV(Q_i)$, не выходящие за круг $NPV(Q_i) < \varepsilon$, приравниваются при подстановке в $\langle NPV \rangle$ нулю (ε - задается экспертом) и лишь положительные величины, расположенные вне круга, берутся с их “истинными” (вычисленными) значениями. Варьирование $P(A)$, трактуемой как вероятность успеха “в игре с природой”, позволяет приближенно оценить риск освоения месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом расчетов по моделям прогнозирования эффективности являются таблицы, в динамике отражающие экономические показатели оцениваемой стратегии освоения месторождения, и соответствующие графики. Эти результаты помогают экспертам или потенциальным инвесторам в поисках рациональных стратегий освоения месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пороскун В.И., Стернин М.Ю., Шепелев Г.И. СПЭР для стоимостной оценки нефтегазовых объектов на ранней стадии их изученности. // Научно-техническая информация, сер.2. 1998. N3, с. 27 - 38.
2. Пороскун В.И., Стернин М.Ю., Шепелев Г.И. Вероятностная оценка запасов на начальных стадиях изучения залежей нефти и газа. // Геология нефти и газа. 1999. N5 - 6, с. 59 - 63.
3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (2-я редакция). М.: Экономика. 2000.
4. Коган Р.И. Интервальные оценки в геологических исследованиях. М.: Недра. 1986.
5. Мартос В.Н., Куренков А.И. Прогнозирование нефтеотдачи на стадии разведки месторождений. М.: Недра. 1989.
6. Warren J.E. Economics and Decisions. In Sheriff R. (Ed.) “Reservoir Geophysics”. SEG. 1992.
7. Downey R. A. Simple Calculation Helps to Assess E&D Risk. “World Oil”. 1989, May, pp. 50 - 53.
8. Newendorp P.D. A Strategy for Implementing Risk Analysis. “Journal of Petroleum Technology”. 1984, October, pp. 1791 - 1796.