

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ДИНАМИКУ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РФ

Лукьянов А.С.

ведущий научный сотрудник

Институт энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН)

Динамика добычи нефти определяется совокупностью геолого-технологических и экономических факторов. Непосредственно на величину добычи нефти влияет не только динамика активных запасов, но и темп их отбора. Технологически пласт может разрабатываться в широком диапазоне темпов отбора, поэтому имеется возможность выбрать наиболее экономически эффективный, с точки зрения нефтяной корпорации, темп отбора.

Для выбора оптимального темпа отбора при заданном прогнозе цены нефти удобна характеристика «Средний темп отбора – ЧДД» или близкая к ней характеристика «Накопленные дисконтированные капиталовложения (ДК) – ЧДД», при заданном коэффициенте дисконтирования E . Эта характеристика показывает, что капиталовложения вблизи максимума ЧДД практически бесполезны.

Введем важную экономическую характеристику – замыкающая эффективность капиталовложений f :

$$f = \frac{\Delta \text{ЧДД}}{\Delta \text{ДК}}, \quad (1)$$

т.е. прирост чистого дисконтированного дохода, отнесенный к соответствующему приросту капиталовложений. Наибольшее значение эффективности f достигается при малых темпах отбора и малых капиталовложениях, каждый дополнительный рубль капиталовложений дает уменьшающийся прирост ЧДД, а в максимуме ЧДД эффективность $f=0$. При этом величина ЧДД растет, хотя и все уменьшающимся темпом. Такое поведение характеристики «ДК – ЧДД» объясняется ограниченностью запасов пласта.

Если нефтяная компания примет некоторое пороговое значение эффективности f_{Π} , и будет руководствоваться решающим правилом:

$$\Delta \text{ЧДД} \geq f_{\Pi} \cdot \Delta \text{ДК}, \quad (2)$$

т.е. проект, требующий на $\Delta \text{ДК}$ больше капиталовложений, принимается, если эффективность $\Delta \text{ДК}$ больше f_{Π} , то капиталовложения компании будут распределены наилучшим образом, т.е. будет достигаться максимум ЧДД, при данных суммарных капиталовложениях ДК компании. Наоборот, заданная величина ДК определит соответствующую замыкающую эффективность f_{Π} . Применение правила (2) эквивалентно максимизации критерия Лагранжа $L = \text{ЧДД} - f_{\Pi} \text{ДК}$.

Было бы полезно для последующей оптимизации капиталовложений нефтяной компанией, чтобы проектировщики строили характеристику «ДК – ЧДД» для каждого месторождения. В этом случае, каждому проекту (объекту разработки) можно было бы сопоставить величину эффективности f (последнего вложенного в капиталовложения рубля). Для оценки f требуются как минимум две точки

характеристики «ДК – ЧДД». Отличие значений f для разных месторождений означает неоптимальность выбранного набора проектов, совпадение значений – признак оптимальности.

Формула оптимального среднего темпа отбора m имеет вид:

$$m = E \left(\sqrt{\frac{p-H-T-c}{(1+f_{\Pi}) \cdot kE}} - 1 \right), \quad (3)$$

где используются средневзвешенные величины (константы):

p – цена нефти,

H – налоги на тонну нефти,

T – транспортные расходы на тонну нефти,

c – удельные операционные расходы в добыче,

k – удельные капиталовложения в единичную добывающую мощность (без учета капиталовложений в инфраструктуру).

Константы выбираются таким образом, чтобы при постоянном темпе отбора m , накопленные дисконтированные величины (выручка, налоги, транспортные расходы, операционные затраты, капиталовложения) проекта совпадали с аналогичными величинами упрощенной модели. В этом случае значения ЧДД проекта и модели совпадут.

Из формулы (3) следуют очевидные следствия – устойчивый рост цены увеличивает добычу на месторождении, а рост налогов и транспортных затрат – угнетает. Большие удельные затраты c и k уменьшают оптимальный темп отбора m .

Отметим, что чем выше средний дебит скважин, тем ниже удельные капиталовложения k . Все методы увеличения дебита (ГРП, горизонтальные скважины, зарезка боковых стволов и т.д.) должны проверяться по формуле (1), превышает ли эффективность f мероприятия порогового значения f_{Π} для компании. При этом прирост ЧДД должен рассчитываться с учетом интерференции скважин, т.е. с учетом ограниченности запасов пласта. Эффективные методы интенсификации добычи должны применяться как можно шире, включаться в проект разработки, что повлияет на оптимальный темп отбора и скажется на динамике добычи нефти.

Пороговое значение эффективности f_{Π} , принимаемое компанией, зависит от инвестиционного климата в стране (отрасли). Снижение значения f_{Π} приводит к росту ЧДД компании, росту добычи и росту абсолютной величины налогов, но и к снижению средней эффективности капиталовложений и увеличению рисков компании.

Капиталовложения в инфраструктуру месторождения K_{II} (также как и капиталовложения в поиск и разведку), не влияют на оптимальный темп отбора m . Но значение K_{II} определяет начальный (минимальный) темп отбора m_H :

$$m_H = \sqrt{\frac{E \cdot K_{II}}{k \cdot Q_0}}, \quad (4)$$

где Q_0 – начальные извлекаемые запасы вводимых пластов месторождения. Разработка с темпом m , меньшим m_H неоптимальна.

Имеется также опасность «перебуристь» месторождение, т.е. попасть в область характеристики «ДК – ЧДД» с эффективностью f , меньшей порогового значения f_{Π} .

Рассмотрим характерные группы месторождений по отдельности.

Месторождения с низкими значениями удельных затрат c , k и T должны разрабатываться с высоким темпом отбора. Чем выше удельные затраты, тем ниже оптимальный темп отбора. С другой стороны коэффициент падения добычи из переходящего фонда скважин высок при высоком темпе отбора. Объекты добычи с меньшим темпом отбора более стабильны.

Если оптимальный темп отбора m , посчитанный по формуле (3) меньше, чем m_H , то компании невыгодно вводить такие месторождения. Если государство хочет получать с таких месторождений налоги, то оно должно ввести налоговые (или транспортные) льготы, уменьшающие накопленные дисконтированные налоги за весь период разработки, чтобы компаниям было выгодно ввести это месторождение.

Для малых месторождений, т.е. месторождений с малым значением Q_0 , начальный темп отбора m_H может быть слишком велик, и требуется налоговая льгота, соизмеримая с величиной K_H . Такая льгота может потребоваться и в удаленных регионах с отсутствием инфраструктуры.

Наоборот, не вовлеченные в разработку пласты действующих месторождений, не требуют вложений в инфраструктуру и поэтому могут разрабатываться малыми темпами отбора, что очень эффективно.

Характерной чертой освоенных нефтяных провинций является то, что наилучшие запасы уже введены, так что для будущих вводов остаются худшие запасы. Восстановить качество запасов позволяет поиск и разведка.

Результаты разведки могут быть оценены с большой неопределенностью. Если задаться интервалами (или вероятностными законами) значений параметров открываемых месторождений (k , c , K_H , Q_0), то можно имитировать поток открытия месторождений с конкретными параметрами, и для каждого такого, пока неоткрытого, месторождения получить оптимальный m и начальный m_H темпы отбора. Суммарные результаты дадут добычу из неоткрытых месторождений, зависящую от капиталовложений в поиск и разведку. При интервальных исходных данных прогноз добычи нефти будет также в виде интервала, но можно вычислить среднее значение динамики добычи.

В докладе будут приведены варианты расчетов динамики добычи нефти в РФ в зависимости от внешних параметров и порогового значения f_{Π} . Для каждого варианта рассчитываются капиталовложения и другие финансово-экономические характеристики отрасли. Расчеты проводились на имитационной системе OSTOPUS, созданной в ИНЭИ РАН.