

УДК 338.2

© 2010 г. ЛУКЬЯНОВ А.С.

УЧЕТ ЗАМЫКАЮЩЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛА ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Рассмотрены основные факторы эффективности капиталовложений и их влияние на принятие решения о целесообразности разработки месторождения нефти или газа, на выбор оптимального проекта разработки, на оценку эффективности его разработки. Приведены особенности месторождений – инвестиционных проектов. Проанализированы оптимальные решения для модели месторождения с фиксированными затратами и влияние на них ограниченности запасов месторождения. Предложена характеристика проекта, компании, отрасли “Дисконтированные капиталовложения – Чистая дисконтированная доходность” для оптимизации и принятия решений об инвестициях в долгосрочные проекты.

Основы экономической теории добычи нефти и газа были созданы в 1970–1980 гг. Т.А. Саховалер и В.И. Эскиным [1–3]. В связи со спецификой плановой экономики, в этих работах внимание уделялось задачам с заданной динамикой добычи, что дало возможность прояснить понятие замыкающих затрат.

В статье рассматриваются постановки задач в рыночных условиях, связанные со стремлением инвесторов максимизировать эффективность вложенного капитала, что сказывается на экономических характеристиках отрасли в целом. Особое внимание уделено учету особенностей месторождений нефти и газа, как инвестиционных объектов.

Особенности месторождений нефти и газа как объектов долгосрочного инвестирования. Перечислим основные особенности инвестиционных проектов в добыче невозобновляемого ресурса:

- ограниченность запасов (наиболее важная особенность);
- привязанность к конкретной территории;
- получение информации о существовании месторождения в результате геологических поисковых работ;
- индивидуальность характеристик (месторождение – природный объект);
- неопределенность характеристик (и высокая стоимость уточнения информации);
- высокая вариабельность проектов разработки;
- высокая капиталоемкость.

Рассмотрим месторождения нефти и газа, хотя качественная картина, по-видимому, такая же и для других невозобновляемых ресурсов. Ограниченность запасов приводит к ежегодному падению добычи из переходящего фонда скважин, причем коэффициент падения k_n пропорционален темпу отбора m ,

$$m = q(t)/Q(t),$$

где $q(t)$ – добыча ресурса в году t ; $Q(t)$ – остаточные извлекаемые запасы в начале года t .

Обозначим $Q_0 = Q(0)$ – начальные извлекаемые запасы месторождения. Заметим, что для других отраслей промышленности (недобывающих) $k_n = 0$.

Ограниченность запасов и падение добычи на разрабатываемых месторождениях вынуждает крупную нефтегазовую компанию вводить все новые месторождения, чтобы суммарная добыча не падала. При этом каждое новое месторождение проходит этапы поискового лицензионного участка, открытого месторождения, подготовленного к разработке, разбуренного месторождения, месторождения с падающей добычей и существенным уменьшением на каждом этапе зоны неопределенности параметров.

При капиталовложениях, сосредоточенных в начале разработки, график добычи по годам принимает на месторождении характерный пикообразный вид, причем график на этапе падения добычи близок к экспоненте с показателем $(-m)$. Отметим, что именно такой пикообразный проект разработки дает максимальную чистую дисконтированную доходность (ЧДД, *NPV*) для месторождения при постоянной по времени цене продукции и отсутствии капиталовложений в подводящий трубопровод. Проиллюстрируем вариабельность проектов разработки только на одной важной характеристике проекта – темпе отбора m . Он может изменяться в пределах от 0 до $\sim 10\%$, в зависимости от числа пробуренных скважин. От величины m зависит годовая добыча и длительность разработки месторождения, но в меньшей степени зависит суммарная добыча за все годы разработки.

Чем больше показатель m , тем выше “пик” в начале разработки и тем быстрее последующее падение добычи. Наоборот, при малых m “пик” становится менее выраженным. Месторождение при малых темпах отбора является весьма стабильным объектом для инвестиций.

От величины темпа отбора m зависит и эффективность капиталовложений в проект. Таким образом, оценка эффективности разработки месторождения всегда сочетается с оптимизацией проекта, хотя бы с выбором темпа отбора [4].

Модель разработки месторождения. Проанализируем связь эффективности проекта с темпом отбора m на упрощенной модели месторождения углеводородов – однозонной модели [2], в которой принято $\kappa_{\text{п}} = m = \text{const}$ [4]. Уже на такой модели видны экономические особенности объектов с ограниченными запасами, но формулы для расчетов еще достаточно просты. В этой статье будут рассмотрены только детерминированные постановки задач. Обозначим: p – цена нефти (без налогов); c – удельные операционные затраты (без амортизации и процентов по кредитам), включая затраты на транспортировку нефти, зависящие от места расположения месторождения; E – коэффициент дисконтирования.

Предположим, что показатели p и c не зависят от времени, а капиталовложения производятся только в год $t = 0$, предшествующий первому году добычи, тогда темп отбора m в этой модели будет постоянным по времени. Капиталовложения K могут быть разделены на фиксированные капиталовложения $K_{\text{ф}}$ (на автодорогу и т.д.) и капиталовложения, пропорциональные числу пробуриваемых скважин (k одинаково для всех скважин месторождения). Предполагается, что капиталовложения на бурение и обустройство месторождения и прочее пропорциональны числу скважин. Тогда

$$K = K_{\text{ф}} + kmQ_0, \quad (1)$$

где k – капиталоемкость единичной (т.е. добывающей 1 т за первый год своей работы) мощности. Предполагается, что разработку месторождения нельзя начать, не потратив фиксированные капиталовложения.

В году $t = 1$ начинается добыча нефти, причем годовая добыча $q(t)$ падает по времени по закону $q(t) = m(1 - m)^{t-1}Q_0$. При непрерывном по времени рассмотрении – это экспонента. На рис. 1 показаны графики годовой добычи нефти (на 60 лет разработки) при трех значениях темпа отбора 1, 5 и 10%. Отметим, что площади под кривыми, если их продолжить по времени до бесконечности, одинаковы. На 60-м году разработки остаточные запасы составляют 55, 5 и 0,2%, соответственно, от начальных запасов, а

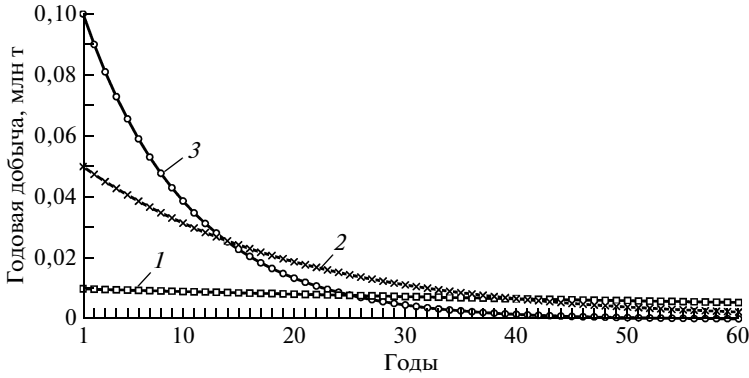


Рис. 1. Годовая добыча на месторождении при трех вариантах темпа отбора: 1 – темп 1%; 2 – темп 5%; 3 – темп 10%

годовая добыча упала в 2, 21 и 501 раз относительно максимальной добычи, соотношение годовых добыч изменяется от 1:5:10 в первом году, до 1:0,4:0,04 на 60-м году.

Согласно (1), темп отбора m связан со сделанными капиталовложениями K формулой $m = (K - K_\phi / kQ_0)$. Вычислим ЧДД и внутреннюю норму доходности (ВНД, IRR) для этой модели при заданном темпе отбора m , затем выразим величину m через K , получим

$$\text{ЧДД} = (p - c)Q_0 \frac{m}{m + E} - K = (p - c)Q_0 \frac{K - K_\phi}{K - K_\phi + EkQ_0} - K; \quad (2)$$

$$\text{ВНД} = m \frac{(p - c)Q_0 - K}{K} = K \frac{K - K_\phi \cdot (p - c)Q_0 - K}{kQ_0}. \quad (3)$$

Разработка невыгодна при любом темпе отбора m , т.е. абсолютная эффективность отрицательна $\text{ЧДД} < 0$, а относительная эффективность $\text{ВНД} < E$, когда не выполняется условие существования эффективного проекта разработки

$$p > c + Ek + (K_\phi / Q_0) + 2\sqrt{EkK_\phi / Q_0}. \quad (4)$$

Эта формула превращается в известную формулу $c + Ek$ при $K_\phi = 0$ или $Q_0 = \infty$. Можно выделить четыре варианта предложенной модели

Q_ϕ – когда $K_\phi > 0$ и $Q_0 < \infty$;

Q – когда $K_\phi = 0$ и $Q_0 < \infty$;

M_ϕ – когда $K_\phi > 0$ и $Q_0 = \infty$;

M – когда $K_\phi = 0$ и $Q_0 = \infty$.

Модели Q и Q_ϕ описывают проект разработки нефтяного месторождения, модели M и M_ϕ – обычный (не добывающий) инвестиционный проект, для которого годовой выпуск продукции постоянен по времени (начиная с года $t = 1$); k – капиталоемкость единичной мощности (т.е. производящей 1 т продукции каждый год работы). Капиталовложения, как и раньше, делаются в год $t = 0$. Модели M и M_ϕ приведены для сравнения. Модели без фиксированных затрат могут быть применены, когда инфраструктура на месте нахождения месторождения уже существует, например, в хорошо освоенном районе или для проекта разработки нижележащих пластов на работающем месторождении.

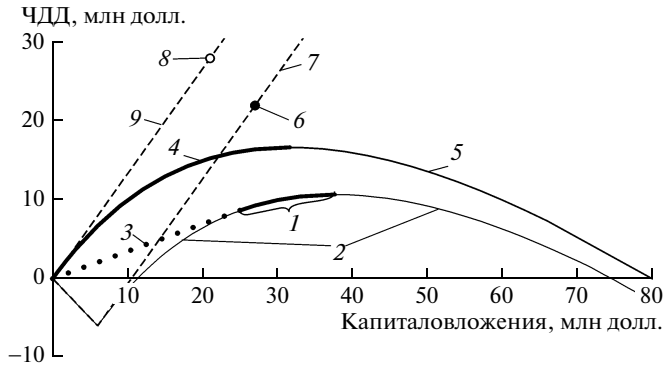


Рис. 2. Характеристика “Капиталовложения—ЧДД” для четырех моделей: 1 – рабочая область модели Q_{Φ} ; 2 – модель Q_{Φ} (нерабочая область); 3 – прямолинейная часть огибающей модели Q_{Φ} ; 4 – рабочая область модели Q ; 5 – модель Q (нерабочая область); 6 – фиксированный проект M_{Φ} ; 7 – модель M_{Φ} ; 8 – фиксированный проект M ; 9 – модель M

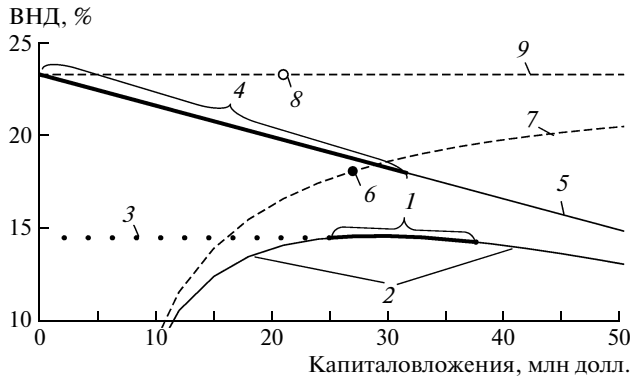


Рис. 3. Характеристика “Капиталовложения—ВНД” для четырех моделей: 1 – рабочая область модели Q_{Φ} ; 2 – модель Q_{Φ} (нерабочая область); 3 – для огибающей модели Q_{Φ} ; 4 – рабочая область модели Q ; 5 – модель Q (нерабочая область); 6 – фиксированный проект M_{Φ} ; 7 – модель M_{Φ} ; 8 – фиксированный проект M ; 9 – модель M

На рис. 2 показан график ЧДД, как функция капиталовложений K , при выполнении условия эффективности (4) для всех четырех видов модели с совпадающими показателями ($p-c$) и k , на рис. 3 показан график ВНД при тех же условиях.

Графики построены по формулам (2), (3), для реалистичных значений $p = 180$ долл./т; $c = 40$ долл./т; $k = 600$ долл./т/г.; $K_{\Phi} = 6$ млн долл.; $Q_0 = 1$ млн т, $E = 10\%$. Видно, что ввод в модель фиксированных капитальных затрат $K_{\Phi} > 0$ существенно изменяет поведение характеристик объекта при малых K и что объект с ограниченными запасами Q и Q_{Φ} отличается от обычных объектов M и M_{Φ} . У проектов M и M_{Φ} эффективность растет при увеличении капиталовложений K , только ВНД у модели M – константа. По-видимому, поэтому в промышленности стремятся к укрупнению технологических установок. Предел укрупнения проекта (технологический, сбытовой и т.п.) показан на рис. 2, 3 точкой, именно в ней останутся проектировщики, зафиксировав тем самым эффективность проекта. Поэтому будем называть модели M и M_{Φ} проектами с фиксированной эффективностью.

При выполнении неравенства (4) модель M эффективна при любых капиталовложениях K , модель M_ϕ при капиталовложениях $K > K_\phi(p - c)/(p - c - Ek)$, модели с ограниченными запасами Q и Q_ϕ при $K_\phi < K_1 < K < K_2$, где $K_{1,2}$ – два неотрицательных действительных корня квадратного уравнения относительно капиталовложений K

$$K^2 - [(p - c - Ek)Q_0 - K_\phi]K + (p - c)Q_0K_\phi = 0.$$

Нижнее ограничение для эффективности капиталовложений K возникает при положительности фиксированных капиталовложений K_ϕ , верхнее – при ограниченности запасов Q_0 . Таким образом, в случае неудачного проектирования можно превратить потенциально эффективный объект с ограниченными запасами в неэффективный проект, вложив слишком много капиталовложений в его бурение.

График ЧДД при ограниченных запасах имеет один максимум, равный

$$\text{ЧДД}_0 = Q_0(\sqrt{p - c} - \sqrt{Ek})^2 - K_\phi, \quad (5)$$

при капиталовложениях K_0 :

$$K_0 = K_\phi + Q_0(\sqrt{(p - c)Ek} - Ek). \quad (6)$$

Таким образом, капиталовложения K_0 являются максимальными, которые имеет смысл вложить в разработку месторождения.

График ВНД при ограниченных запасах имеет один максимум, равный

$$\text{ВНД}_R = (\sqrt{(p - c)Q_0} - \sqrt{K_\phi})^2 / kQ_0,$$

при капиталовложениях K_R

$$K_R = \sqrt{(p - c)Q_0K_\phi}.$$

При выполнении неравенства (4) выполняется неравенство $K_R < K_0$ и в интервале $K_R < K < K_0$ абсолютная эффективность ЧДД растет при росте капиталовложений K , а относительная эффективность ВНД падает. Этот интервал капиталовложений и есть рабочий интервал для месторождения (так как вне его эффективность в любом смысле меньше), внутри которого компания может выбирать проект разработки. Такие объекты могут быть названы объектами с управляемой эффективностью.

Факторы (характеристики) эффективности проекта разработки. Чтобы определить эффективность вложения каждого следующего рубля в капиталовложения, т.е. замыкающую эффективность капиталовложений (обозначим ее f), вычислим производную ЧДД по капиталовложениям K (см. рис. 4)

$$f = \frac{d\text{ЧДД}}{dK} = \frac{(p - c)EkQ_0^2}{(K - K_\phi + EkQ_0)^2} - 1. \quad (7)$$

Отметим высокую эффективность проектов моделей M и M_ϕ , многократно превышающую эффективность проектов моделей Q и Q_ϕ , кроме проекта модели Q при малых темпах отбора и, следовательно, капиталовложениях. Дело в том, что соотношение между ценой p и удельными затратами c и k в добывающих отраслях выше, чем в недобывающих, а выравнивание эффективности отраслей происходит за счет отрицательного влияния ограниченности запасов в добывающих отраслях. Проекты без фиксированных затрат более выгодны, если их эксплуатировать с низким темпом отбора.

Очевидно, что при приближении к максимуму ЧДД эффективность f последующих капиталовложений падает до нуля. Поэтому, с точки зрения компании, проект, достигший максимума ЧДД, не может быть оптимальным, если есть другой неразработанный объект, где замыкающая эффективность выше нуля.

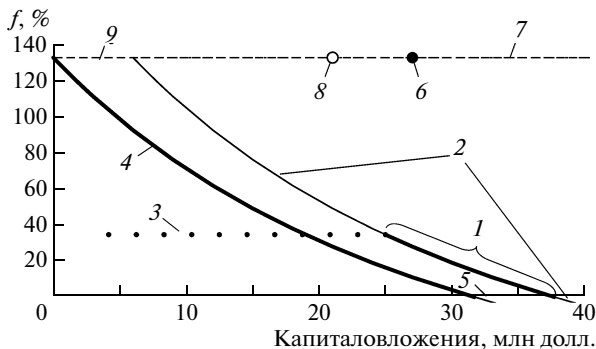


Рис. 4. Характеристика “Капиталовложения–Замыкающая эффективность капиталовложений (f)” для четырех моделей: 1 – рабочая область модели Q_Φ ; 2 – модель Q_Φ (нерабочая область); 3 – для огибающей модели Q_Φ ; 4 – рабочая область модели Q ; 5 – модель Q (нерабочая область); 6 – фиксированный проект M_Φ ; 7 – модель M_Φ ; 8 – фиксированный проект M ; 9 – модель M

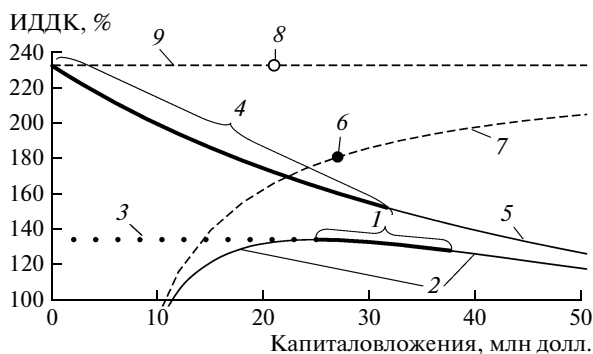


Рис. 5. Характеристика “Капиталовложения–ИДДК” для четырех моделей: 1 – рабочая область модели Q_Φ ; 2 – модель Q_Φ (нерабочая область); 3 – для огибающей модели Q_Φ ; 4 – рабочая область модели Q ; 5 – модель Q (нерабочая область); 6 – фиксированный проект M_Φ ; 7 – модель M_Φ ; 8 – фиксированный проект M ; 9 – модель M

Приведем еще один, более удобный при анализе эффективности капиталовложений, чем ВВД, критерий относительной эффективности [5] – индекс дисконтированной доходности капиталовложений $ИДДК = ЧДД/ДК + 1$, где ДК – суммарные дисконтированные капиталовложения. Этот критерий является одним из возможных обобщений индекса рентабельности (ИП, PI, Profitability Index). Для моделей M и M_Φ $ИДДК = ВВД/E$, но для моделей Q и Q_Φ верна формула

$$ИДДК = (ВВД + m)/(E + m). \quad (8)$$

На рис. 5 показаны графики ИДДК. Индекс ИДДК принимает максимальное значение, равное

$$ИДДК_H = (p - c)Q_0/(\sqrt{EkQ_0} + \sqrt{K_\Phi})^2, \quad (9)$$

в точке K_H , в которой касательная к графику ЧДД проходит через точку начала координат

$$K_H = K_\Phi + \sqrt{EkQ_0K_\Phi}. \quad (10)$$

Отметим, что в точке K_n замыкающая эффективность капиталовложений f_n равна ИДДК_n – 1, а при $K > K_n$ выражение ИДДК-1 есть в некотором смысле среднее значений f , при капиталовложениях в интервале от 0 до K .

Будем характеризовать интервал капиталовложений $[K_A, K_B]$ его средней эффективностью

$$f_{cp} = (\text{ЧДД}_B - \text{ЧДД}_A) / (K_B - K_A).$$

При $K_A = 0$, величина f_{cp} характеризует проект K_B .

При выполнении условия эффективности (4), значение K_n несколько меньше значения K_R , поэтому, ориентируясь на ИДДК, можно слегка увеличить рабочий диапазон капиталовложений K , хотя ВНД в точке K_n меньше, чем в точке K_R .

Месторождение нефти при $K < K_n$ можно называть недобуренным, при $K > K_0$ – перебуренным.

Характеристика “Капиталовложения – ЧДД” модели месторождения. Для того, чтобы построить, согласно рис. 2, работающую характеристику инвестиционных свойств месторождения, нужно отсеять неудачные проекты, т.е. проекты, у которых есть лучшая альтернатива. Для модели Q достаточно откинуть часть кривой, лежащей на рис. 2 справа от максимума ЧДД.

Для модели Q_ϕ , кроме этого, очевидно, откидываются проекты с отрицательной ЧДД. Следует откинуть и часть кривой, лежащей слева от проекта, с максимальным ИДДК_n – на ней и ЧДД, и ИДДК хуже, чем у этого проекта. Проект с максимальным ИДДК можно назвать начальным, так как капиталовложения в месторождение не могут быть меньше, чем у этого проекта (K_n), без потери части эффективности. На участке $0 \leq K \leq K_n$ кривую 2 можно заменить прямой, проходящей через начало координат – ее верхней огибающей. Точки этой прямой имеют следующую экономическую интерпретацию. Пусть проект с максимальным ИДДК_n разрабатывается совместно несколькими компаниями, тогда в зависимости от доли компании, ее капиталовложения и ЧДД разместятся на этой прямой. Возможна и другая интерпретация – сдвиг начала ввода месторождения по времени. В этом случае, по оси абсцисс следует откладывать не капиталовложения K , а суммарные дисконтированные (к году $t = 0$) капиталовложения ДК (что будем делать далее). Для простейшей модели, не сдвинутой по времени, ДК = K . Чем больше сдвиг, тем точка на графике дальше сдвигается по прямой в сторону начала координат. Эта интерпретация дает прямую только при постоянной по времени цене.

Таким образом, полная характеристика ДК-ЧДД для модели Q_ϕ с фиксированными капиталовложениями представляет собой огибающую кривой (2) и состоит из двух частей: прямой и искривленной рабочей области (3 и 2 на рис. 2 соответственно).

Любой альтернативный проект разработки, например, предполагающий использование другой технологии, лежащий под этой характеристикой или правее ее – менее эффективен, чем один из проектов, находящихся на характеристике.

Важнейшими параметрами характеристики “ДК-ЧДД” являются:

– максимальные капиталовложения ДК₀, соответствующие им темп отбора m_0 и характеристики эффективности ЧДД₀, ИДДК₀ и $f = 0$;

– минимальные (начальные) капиталовложения ДК_n и соответствующие им m_n , ЧДД_n, ИДДК_n = $f_n + 1$;

при заданном значении f в интервале значений от 0 до f_n :

– капиталовложения ДК_f и соответствующие им m_f , ЧДД_f, ИДДК_f.

Задача об оптимизации инвестиционного портфеля. Задача максимизации суммарного ЧДД нескольких месторождений без ограничений имеет следующее решение: ввести все эффективные месторождения одновременно, оптимизируя каждое из них на максимум ЧДД, т.е. с капиталовложениями K_0^i (6), где i – индекс месторождения. Ес-

ли искусственно не ограничивать число месторождений в задаче, то такое решение невыполнимо, хотя бы по мощности строительных организаций. Пусть $\sum_i X^i < \bar{X}$ – ограничение, наложенное на решение этой задачи, где X^i – некоторая аддитивная характеристика разработки i -го месторождения, тогда решением задачи о максимизации суммарного ЧДД с ограничениями будет оптимизация каждого месторождения по критерию ЧДД i - λX^i , где λ – множитель Лагранжа, который подбирается так, чтобы ограничение выполнялось. Если ограничение существенно, то множитель Лагранжа λ положителен. Отсюда следует важный общий вывод: при наличии дополнительных аддитивных ограничений критерием оптимальности проекта отдельного месторождения не должен быть ЧДД.

Рассмотрим задачу оптимизации инвестиционного портфеля с ограничением на суммарные дисконтированные капиталовложения ДК. Особенностью этой задачи является то, что ограничения на капиталовложения в каждый отдельный год не накладываются, но имеется ограничение на дисконтированную сумму.

В оптимальном решении этой задачи критерием оптимальности каждого i -го объекта служит величина ЧДД i - fDK^i , где f общая для всех разрабатываемых месторождений портфеля замыкающая эффективность капиталовложений. Запишем соответствующее решение для простейшей модели.

Разработка ведется, когда выполняется неравенство

$$p > c + (1+f) \left(Ek + \frac{K_\phi}{Q_0} + 2 \sqrt{\frac{EkK_\phi}{Q_0}} \right) \quad (11)$$

при этом оптимальные капиталовложения K_f равны

$$K_f = K_\phi + Q_0 \left(\sqrt{\frac{(p-c)Ek}{1+f}} - Ek \right), \quad (12)$$

а оптимальный темп отбора

$$m_f = \sqrt{(p-c)E/(1+f)k} - E.$$

При капиталовложениях K_f абсолютная эффективность ЧДД равна

$$\text{ЧДД}_f = \text{ЧДД}_0 - Q_0 \sqrt{(p-c)Ek} \left(\sqrt{1+f} + \frac{1}{\sqrt{1+f}} - 2 \right), \quad (13)$$

где ЧДД_0 рассчитывается по формуле (5), а оптимизируемая величина ЧДД – fDK

$$\text{ЧДД} - fDK = Q_0 (\sqrt{p-c} - \sqrt{(1+f)Ek})^2 - (1+f)K_\phi.$$

Формулы (11)–(13) совпадают с формулами (4)–(6) при $f=0$.

При заданных суммарных дисконтированных капиталовложениях в добычу нефтяной компании необходимо найти такую замыкающую эффективность капиталовложений f (равную для всех месторождений), чтобы суммарные капиталовложения по всем разрабатываемым месторождениям удовлетворяли этому ограничению.

Таким образом, в проектах разработки решается задача о замыкающей эффективности капиталовложений f , единой для всех месторождений, критерии оптимизации для каждого месторождения и оценки эффективности оптимального проекта каждого отдельного месторождения.

Численный пример. Результаты численного примера показаны в таблице. Рассмотрим месторождение с параметрами $Q_0 = 2,155$ млн т, $k = 500$ долл./т/г и теми же прочими параметрами, что и в модели Q_ϕ . Максимальная ЧДД для него равна $\text{ЧДД}_0 = 42,8$ млн долл. при капиталовложениях $K_0 = 78,6$ млн долл.

Варианты распределения капиталовложений между двумя месторождениями нефти

Q , млн т	K_{Φ} , млн долл.	m	K , млн долл.	ЧДД, млн долл.	f	$f_{\text{ср}}$	ВНД
Базовый вариант							
2,155	6	6,7%	78,6	42,8	0%	54,6%	19,1%
Вариант с моделью Q_{Φ}							
2,155	6	4,4%	53,6	38,8	34,7%	72,5%	20,4%
1	6	3,2%	25	8,66	34,7%	34,7%	14,6%
3,155	12		78,6	47,5		60,5%	
Вариант с моделью Q при $k = 500$							
2,155	6	4,8%	57,6	40,1	28%	69,6%	20,3%
1	0	3,5%	21	15,3	28%	72,8%	19,8%
3,155	6		78,6	55,4		70,5%	
Вариант с моделью Q при $k = 900$							
2,155	6	5,5%	64,9	41,7	17,1%	64,3%	19,9%
1	0	1,5%	13,7	4,8	17,1%	34,9%	14%
3,155	6		78,6	46,5		59,2%	

Уменьшим темп отбора на этом месторождении от $m_0 = 6,7$ до $4,4\%$, при этом капиталовложения снижаются на 25 млн т, а величина ЧДД – на 4 млн долл., средняя эффективность капиталовложений $f_{\text{ср}}$ увеличивается от $54,6$ до $72,5\%$, т.е. на $32,8\%$. Следовательно, последние 25 млн долл. капиталовложений дают прибавку ЧДД – 4 млн долл., т.е. $f_{\text{ср}}$ равно для них только 16% .

Используем высвобожденные 25 млн долл. для ввода в разработку месторождения по модели Q_{Φ} (рис. 2–5) с темпом отбора $m_n = 3,2\%$. Это приводит к увеличению суммарной ЧДД по двум месторождениям до $47,5$ млн долл., т.е. на $10,8\%$ при тех же капиталовложениях.

Если вместо модели Q_{Φ} использовать модель Q , т.е. пласт на разрабатываемом месторождении, то оптимальный суммарный ЧДД будет $55,4$ млн долл., что на $29,2\%$ больше, чем при разработке одного месторождения. Более того, если увеличить удельные капиталовложения k до 900 долл./т/г, то при капиталовложениях $13,7$ млн долл. прирост суммарного ЧДД все еще $8,6\%$. При этом темп отбора этого пласта не выше $m_0 = 2,5\%$.

Управление эффективностью капиталовложений. Компания может поставить задачу иначе, а именно задаться желаемой (в будущем) замыкающей эффективностью капиталовложений f (подразделения по добыче компании и каждого месторождения) и получить оптимальные показатели разработки каждого месторождения, входящего в портфель. Если компания слишком завязит величину f , то будет мало месторождений, удовлетворяющих условию ввода в разработку (11), или их вообще не будет. При этом темп отбора m_f^i вводимых месторождений будет невелик, будет невелика суммарная добыча и суммарная абсолютная эффективность ЧДД $_f$, но будут невысокими капиталовложения ДК и высокой относительная эффективность (ИДДК и ВНД).

Для увеличения абсолютной эффективности ЧДД $_f$ по сумме месторождений компания может снизить величину f , что приведет к вводу в разработку большего числа месторождений, увеличению темпа отбора месторождений m_f^i и абсолютной эффективности ЧДД $_f^i$ на каждом месторождении, но и к увеличению капиталовложений ДК $_f^i$ и ДК $_f$, и уменьшению относительной эффективности ИДДК $_f^i$ и ИДДК $_f$ (по сумме вво-

димых месторождений). Слишком низкое значение замыкающей эффективности капиталовложений f может привести к капиталовложениям, с которыми компания не сможет справиться, либо к неприемлемо низкой относительной эффективности замыкающих месторождений. Таким образом, задачей компании является определение значения (или на первых этапах диапазона значений) замыкающей эффективности капиталовложений f , по которой будут определяться параметры разработки месторождений нефти из портфеля компании. При этом следует принимать во внимание эффективность капиталовложений в других отраслях, делая поправку на рискованность капиталовложений.

Отметим, что полученное при выбранном $f > 0$ решение будет отличаться от решения, максимизирующего ЧДД для каждого месторождения (не вводя месторождения, которые оказались лишними, например, недостаточно крупными), тем, что вводится большее число месторождений и за счет этого несколько уменьшается темп отбора на наиболее эффективных месторождениях, что несколько сглаживает пики их графиков добычи нефти. Эффект достигается за счет того, что вблизи максимума ЧДД замыкающая эффективность капиталовложений f очень низка – ниже чем у замыкающих месторождений. При этом капиталовложения переносятся с “перебуреных” (с точки зрения выбранной f) месторождений на новые. Часть этих капиталовложений переносится с бурения одних месторождений (с лучшими характеристиками, но высоким темпом отбора) на создание инфраструктуры других месторождений (с худшими характеристиками, но еще не введенными) и это, как ни странно, дает положительный экономический эффект за счет выравнивания замыкающей эффективности f у всех месторождений портфеля.

Перенесение капиталовложений от месторождения с более низкой замыкающей эффективностью f_0 на месторождение с большей f_1 , так что значения замыкающей эффективности месторождений f_0 и f_1 сближаются или становятся равными, всегда приводит к увеличению суммарного ЧДД.

Если у одной нефтяной компании оказалось много запасов с хорошими характеристиками, то ее замыкающая эффективность f_1 может оказаться выше, чем у другой компании f_0 . В этом случае первая компания может привлечь капиталовложения второй к разработке своего месторождения (аренда, совместная разработка, продажа, слияние) с выгодой для обеих компаний. Эта выгода получается за счет разности между f_0 и f_1 . Первая компания получает выгоду за счет завышения цены, вторая – за счет повышения эффективности капиталовложений.

Главное средство увеличить замыкающую эффективность капиталовложений f (не уменьшая объемов производства), – поиск и разведка месторождений нефти.

Трудности оценки эффективности проекта разработки месторождения. Основы теории оценки эффективности инвестиционных проектов сформированы, но теория продолжает развиваться [5]. Разработаны подробные методики оценки проектов. Но, по значению ЧДД для конкретного проекта разработки нефтяного месторождения часто невозможно принять инвестиционного решения. В самом деле, если ЧДД отрицательная, значит ли это, что месторождение не следует разрабатывать? Нет, не значит. Это значит, что этот проект не надо реализовывать, а для месторождения постараться подготовить другой проект с положительной ЧДД.

Если ЧДД проекта положительная, то следует ли отсюда, что месторождение надо вводить в разработку? Тоже нет. Может быть много других месторождений с лучшими характеристиками эффективности проектов разработки.

Пусть у месторождения есть два проекта разработки. Следует ли из того, что ЧДД одного проекта выше, чем у другого, что первый проект предпочтителен? При ограничении на капиталовложения или их эффективность – нет, не всегда. Таким образом, ЧДД не является критерием для принятия решения, хотя и остается оценкой ценности проекта разработки месторождения.

Переход к критерию оптимизации ЧДД- f ДК (f – заданная замыкающая эффективность капиталовложений) решает эти проблемы.

При отрицательном значении оптимального ЧДД- f ДК месторождение не может быть введено. При положительном значении ЧДД- f ДК месторождение должно быть разработано. Проект, имеющий большее значение критерия ЧДД- f ДК, предпочтительнее.

Обсуждение критерия “максимум ЧДД- f ДК”. Важно, что в критерии оптимизации отдельного месторождения ЧДД- f ДК присутствуют две константы E и f . Константа E не имеет отношения к компании и отрасли, а имеет общеэкономический смысл – приведение будущих капиталовложений и прибылей к настоящему моменту. Константа f – намечаемая замыкающая эффективность имеет непосредственное отношение к компании и даже в некоторой степени ею управляема. Константа f также имеет отношение к отрасли, так как компании должны конкурировать за более высокую замыкающую эффективность капиталовложений f компании и ее месторождений. В процессе конкуренции замыкающие эффективности месторождений в отрасли имеют тенденцию выравниваться.

Сравнивать абсолютную и относительную эффективности месторождения с другими инвестиционными проектами, например при его покупке, следует по его показателям ЧДД и ИДДК, соответственно, получающимся при оптимизации его проекта по критерию ЧДД- f ДК, где f – намечаемая замыкающая эффективность капиталовложений покупающей компании. Отметим, что критерий сравнения не совпадает с критерием оптимизации, по крайней мере, для отдельного месторождения.

Характеристика ДК-ЧДД компании (см. рис. 2). При принятии решения может помочь график в координатах ДК $_f$ -ЧДД $_f$, представляющий собой выпуклую оболочку суммы по месторождениям характеристик (13), исключая месторождения, не удовлетворяющие условию (11).

На графике ДК-ЧДД (рис. 6) наглядно видны капиталовложения ДК, абсолютный результат ЧДД, относительная эффективность по компании ИДДК (тангенс угла наклона прямой, проходящей через точку 0 и через точку графика), замыкающая эффективность f (тангенс угла наклона касательной к графику). Далее вместо “тангенс угла наклона” будем говорить просто “наклон”.

Для каждой f можно рассчитать по формуле (12) сумму ДК $_f$ по всем месторождениям, которые должны вводиться при заданном значении f , т.е. для которых выполняется условие (11), по формуле (13) можно рассчитать сумму ЧДД $_f$ по тем же месторождениям. Значения (ДК $_f$, ЧДД $_f$) дадут одну точку на характеристике ДК-ЧДД компании. Чтобы представить себе ее характер, ранжируем и пронумеруем все месторождения по убыванию величины f_n^i . Характеристика ДК-ЧДД будет состоять из кусочков по числу эффективных месторождений, каждый кусочек состоит из прямолинейного отрезка (ввода i -го месторождения при $f = f_n^i$) и криволинейной части $f_n^i < f < f_n^{i+1}$ (увеличения капиталовложений на месторождениях с первого по i -е).

Идентификация параметров модели. Как настроить простейшую модель месторождения нефти, если имеется проект разработки месторождения, рассчитанный по более подробным пластовой и экономической моделям? Для этого надо приравнять соответствующие суммарные дисконтированные величины простейшей модели и проекта. Тогда постоянная цена p простейшей модели оценивается, как суммарная дисконтированная чистая (т.е. за вычетом налогов) выручка за все годы проекта, деленная на суммарную дисконтированную добычу проекта. Постоянный параметр c простейшей модели оценивается, как суммарные дисконтированные операционные затраты (с учетом транспортных затрат) за все годы проекта, деленные на суммарную дисконтированную добычу проекта.

Постоянный параметр k простейшей модели оценивается, как суммарные дисконтированные капиталовложения (за вычетом фиксированных затрат) за все годы про-

екта, деленные на суммарную дисконтированную начальную мощность введенных скважин проекта.

Запасы нефти Q_0 модели оцениваются, как суммарная добыча за все годы проекта плюс оценка экономически оправданной добычи нефти в последующие годы, или просто как извлекаемые запасы. Для пластов, не затронутых проектом, следует принять отдельную модель, так как оценки их экономических характеристик c и k хуже проектных. При этом можно считать, что разработка этих пластов произойдет не раньше основного проекта, и поэтому фиксированные капиталовложения для них равны нулю. Проекты разработки таких пластов можно называть зависимыми проектами.

Если у месторождения есть несколько проектов, отличающихся темпом отбора, но не технологией добычи, то лучше использовать одну модель с усредненными по проектам параметрами c , k и Q_0 . Но если технологии разные, например, с использованием горизонтального бурения или без, то следует иметь две альтернативные модели для одного месторождения.

Если по технологии недопустимы слишком высокие или слишком низкие темпы отбора, то эти ограничения должны учитываться в модели.

Шельфовые проекты, для которых характерны высокие капиталовложения на строительство морских платформ, могут быть идентифицированы разными способами. Если дискретность числа платформ не важна, то стоимость строительства платформы учитывается при оценке параметра k . В противном случае, стоимость строительства платформ учитывают как фиксированные затраты K_ϕ , но строят отдельную модель для одной платформы, другую альтернативную модель для двух платформ и т.д. Для каждой модели устанавливается максимальный темп отбора, который можно достичь с заданным числом платформ.

Для месторождений, не имеющих проекта, параметры простейшей модели оцениваются по регрессии с известными характеристиками месторождения или по аналогии.

Задание на проектирование. Даже имея проект на каждое месторождение, решение задачи оптимизации ввода месторождений в разработку, основанное на комбинировании этих проектов, не даст хорошего приближения к оптимуму, если неправильно составлено задание на проектирование. Особенно для проектировщиков важен критерий оптимизации. Как показано выше, следует использовать критерий ЧДД-/ДК.

Таким образом, в задании, которое компания дает проектировщикам, должны быть указаны следующие внешние данные:

- прогноз цены на весь период лицензии;
- прогноз налоговой нагрузки на весь период лицензии;
- прогноз удельных транспортных затрат на весь период лицензии;
- величина E – коэффициент дисконтирования;
- величина f – замыкающая эффективность капиталовложений.

Возможно задание нескольких сценариев, например, несколько прогнозов цен и несколько значений f из диапазона, для которого компания хочет построить характеристику ДК -ЧДД.

При заданном значении f и разных прогнозах оптимальными могут быть разные проекты, в т.ч. может меняться технология, темп отбора, год ввода. Поэтому важно иметь прогноз (в т.ч. налоговой нагрузки) на длительную перспективу. Но колебания цен по времени не важны, что облегчает прогноз.

Характеристика ДК-ЧДД месторождения, построенная по проектам. Рассмотрим теперь общий случай, когда цена на нефть переменна во времени, и компания не хочет довольствоваться простейшей моделью, но имеет портфель проектов разработки месторождений. Обозначим индексом i номер месторождения; j – номер технологии добычи; p – номер проекта разработки месторождения с данной технологией; T – год ввода месторождения по данному проекту и технологии. Зная проект, можно вычислить ЧДД $_{jpT}^i$ и ДК $_{jpT}^i$.

Отметим, что если все или часть данных по проекту даны в вероятностной интерпретации (например, прогноз мировой цены на нефть), то следует взять их математическое ожидание (не будем в этой статье рассматривать более сложные стохастические постановки задачи). Линейность операции взятия математического ожидания дает возможность складывать характеристики ЧДД^{*i*} и ДК^{*i*} инвестиционных проектов компании, чтобы получить характеристику компании в целом. Если случайными рассматриваются и цена, и добыча, то следует предположить их независимость или брать математическое ожидание выручки.

Каждому набору индексов j, p, T для i -го месторождения соответствует точка на графике ДК-ЧДД. Характеристикой ДК-ЧДД для месторождения служит ломаная линия — верхняя огибающая полученных точек. Вершины ломаной — это оптимальные проекты. Проекты, лежащие на графике ниже этой характеристики, не оптимальны ни при каком f , следовательно, не могут повлиять на характеристику для компании. Эти проекты следует не рассматривать, что облегчит дальнейшие расчеты.

По построенной огибающей можно построить характеристики f -ДК и f -ЧДД. Это кусочно-постоянные кривые.

Поскольку из всех проектов может реализоваться только один, построение характеристики ДК-ЧДД упрощается. У первого звена характеристики максимальный ИДДК или f_{cp} в интервале $[0, ДК_i]$, где i пробегает все проекты. Назначим правой вершине l -го звена номер l . Тогда у $l + 1$ -го звена характеристики максимальная f_{cp} на интервале $[ДК_l, ДК_i]$, где i пробегает все $ДК_i \geq ДК_l$. Чтобы построить $l + 1$ -ю вершину характеристики, нужно построить предыдущие l вершин.

Характеристика ДК-ЧДД компании (отрасли), построенная по проектам. Предположим, что объем добычи компании (отрасли) не влияет на цену нефти и газа. Построим характеристику ДК-ЧДД компании. Для этого сначала нанесем на этот график в виде точек все возможные проекты компании. Затем нанесем на график точки, соответствующие всевозможным суммам проектов двух месторождений, потом трех месторождений и т.д. Важно, чтобы каждая нанесенная точка соответствовала набору проектов, которые могут быть в принципе совместно реализованы вне зависимости от того, будут ли реализованы проекты, не включенные в этот набор. Надо сказать, что для газовой промышленности такой подход ограниченно применим, так как большую часть капиталовложений составляют капитальные вложения в магистральный транспорт газа, что затрудняет расчет точек (ДК, ЧДД). Для нефтяной промышленности капитальные вложения на транспорт менее существенны. Построение завершается проведением верхней огибающей полученной совокупности точек — это возрастающая ломаная, проходящая через начало координат (ни одного проекта не реализуется) и обрывающаяся в точке максимальных ЧДД и ДК (точка на самом деле не достижимая для компании, так как в портфель проектов намеренно включается избыточное число месторождений). Кроме того, это выпуклая вверх ломаная, а, следовательно, наклон каждого ее звена уменьшается по мере роста капиталовложений (см. рис. 6). Этот наклон есть замыкающая эффективность капиталовложений f для компании (отрасли) в целом.

В случае, когда вся совокупность проектов разбита на группы связанных проектов (все проекты одного месторождения или группы связанных инфраструктурой месторождений), причем сами группы не зависят друг от друга, и для каждой группы уже построена характеристика ДК-ЧДД, тогда процесс построения характеристики компании упрощается. Надо расположить звенья всех характеристик групп по убыванию величины f друг за другом, при этом звенья разных групп будут перемешаны, но звенья одной группы сохраняют свой порядок. Вершина такой составной характеристики соответствует набору вершин, по одной из каждой группы, в соответствии со значением f — наклоном касательной.

Оптимальные наборы проектов находятся на огибающей ломаной — характеристике ДК-ЧДД всех компаний. По ней компания должна определить набор проектов для реализации, руководствуясь своими ограничениями по капиталовложениям ДК и же-

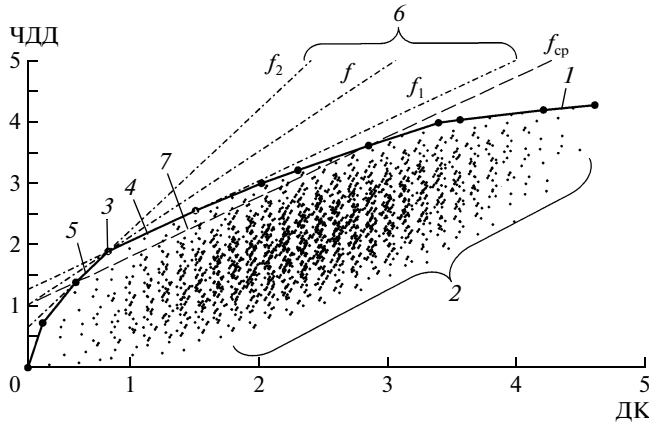


Рис. 6. Построение характеристики ДК-ЧДД (данные условные): 1 — характеристика ДК-ЧДД; 2 — неоптимальные точки; 3 — вершина характеристики; 4 — звено, примыкающее к вершине справа; 5 — звено, примыкающее к вершине слева; 6 — касательные к характеристике с наклонами $f_1 < f < f_2$; 7 — хорда с наклоном f_{cp}

лаемой эффективностью f или ИДДК, и другими соображениями. Месторождения, не вошедшие в выбранный набор, могут быть исключены из портфеля проектов компании. Это так, если в изначальный набор проектов были включены все варианты, характеризующие участок ломаной, близкий по f к выбранному набору. В противном случае необходимо дополнительное проектирование разработки месторождений для заполнения пробелов и повторение всего цикла расчетов заново.

Построение характеристики ДК-ЧДД компании (отрасли) методами линейного программирования. Описанная процедура построения характеристики компании трудоемка и требует автоматизации. Применение линейного программирования (ЛП) позволяет построить точку характеристики, без знания, где расположены другие точки.

Обозначим через x_{jpT}^i долю участия компании в соответствующем проекте, $0 \leq x_{jpT}^i \leq 1$, тогда ЧДД компании (отрасли) определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_i \sum_{j,p,T} \text{ЧДД}_{jpT}^i x_{jpT}^i.$$

Условием того, что одно месторождение невозможно разработать дважды различными способами, служит ограничение для каждого i -го месторождения

$$\sum_{j,p,T} x_{jpT}^i \leq 1. \tag{14}$$

Ограничение (14) является следствием ограниченности запасов месторождения.

Как следует из предыдущих рассмотрений, есть два способа построить характеристику ДК-ЧДД методами ЛП. В первом случае вводится ограничение на суммарные дисконтированные капиталовложения

$$\text{ДК} = \sum_{i,j,p,T} \text{ДК}_{jpT}^i x_{jpT}^i \leq \overline{\text{ДК}}, \tag{15}$$

где $\overline{\text{ДК}}$ пробегает с некоторым шагом интервал значений, необходимый для построения интересующего участка характеристики. Для каждого выбранного $\overline{\text{ДК}}$ решается задача ЛП на максимум ЧДД с ограничениями (14), (15), что дает одну точку искомой характеристики и набор задействованных проектов.

Недостатком этого способа построения является то, что почти всегда одно из x_{jPT}^i будет не целым, особенно это неприятно, если будут дробными два или более x_{jPT}^i , относящиеся к одному месторождению — это смесь нескольких проектов, возможно с разными технологиями.

Этого недостатка лишен второй способ. Для каждого f из выбранного диапазона решается задача ЛП на максимум $L(f) = \text{ЧДД} - f\text{ДК}$ с ограничениями (14). Каждое решение дает вершину верхней огибающей характеристики (ДК, ЧДД), в которой все переменные x_{jPT}^i либо равны 0, либо равны 1, т.е. дают совместимый набор проектов, оптимальный в интервале параметра $[f_1, f_2]$, содержащем значение f . Здесь f_1 — наклон звена ломаной, примыкающего к вершине справа, f_2 — наклон звена ломаной, примыкающего к вершине слева.

Если уже найдены две вершины $(\text{ДК}_a, \text{ЧДД}_a) < (\text{ДК}_b, \text{ЧДД}_b)$ ломаной для значений замыкающей эффективности капиталовложений f_a и f_b , то, чтобы найти вершину ломаной, лежащую между этими вершинами, надо решить задачу ЛП на максимум $\text{ЧДД} - f_{\text{cp}}\text{ДК}$, где f_{cp} — наклон хорды, проведенной через эти вершины, т.е.

$$f_{\text{cp}} = (\text{ЧДД}_b - \text{ЧДД}_a) / (\text{ДК}_b - \text{ДК}_a). \quad (16)$$

Из (16) следует, что

$$\text{ЧДД}_a - f_{\text{cp}}\text{ДК}_a = \text{ЧДД}_b - f_{\text{cp}}\text{ДК}_b.$$

Если оптимальная $\text{ЧДД} - f_{\text{cp}}\text{ДК}$ больше $\text{ЧДД}_a - f_{\text{cp}}\text{ДК}_a$, то найдена новая вершина, а если равна, то вершины а и б смежные на ломаной, т.е. найдено одно звено характеристики. В этом случае наклон (16) служит f_1 для вершины а и f_2 для вершины б.

Построение характеристики ДК-ЧДД с помощью ЛП дает возможность учесть дополнительные ограничения, хотя целочисленность результата в этом случае не может быть гарантирована.

Особенности оптимизации разработки месторождения нефти или газа. Одна из целей статьи — показать, что методика оценки эффективности проектов разработки нефтяных месторождений (объектов с ограниченными запасами) должна существенно отличаться от стандартной. Так при строительстве машиностроительного завода важна концентрация капитала и, следовательно, выбор места строительства завода. В нефтяной промышленности актуален лишь выбор места поисково-разведочных работ, и место разработки определяется местом открытия месторождения. Концентрация капиталовложений на месторождениях определяется величиной запасов и управляется специфическим для добывающих отраслей показателем — темпом отбора. Для месторождений с хорошими удельными экономическими показателями ($p-c$) и k оптимальный темп отбора высокий (концентрация высокая), для несколько худших показателей — низкий (распределение капиталовложений), и лишь для месторождений с низкой начальной замыкающей эффективностью разработка не рекомендуется. Видно, что образуется новый промежуточный класс инвестиционных объектов, для которого характерно распределение капиталовложений, вместо концентрации.

Исходные данные для месторождения нефти (долговременный прогноз мировой цены на нефть, извлекаемые запасы, средний дебит одной скважины, число скважин, характеристики неоткрытых или находящихся в разведке месторождений и т.д.) менее точны, чем исходные данные для расчета эффективности строительства завода (цены продукции и оборудования, себестоимость, натуральный объем необходимого оборудования и т.д.). Эти характеристики влияют на выбор технологии разработки месторождения, на темп его отбора, целесообразность ввода месторождения в разработку и на оценку его эффективности. Поэтому, если для завода часто обходятся детерминированными проектами, то для добычи нефти и газа более подходят постановки задач

условиях неопределенности, например, стохастические. Применение математических ожиданий лишь первый шаг.

С помощью характеристики ДК-ЧДД можно оценить оптимальный темп отбора на месторождениях и, следовательно, эффективность разработки месторождения, выбрать месторождения, которые следует разрабатывать, и технологию разработки, т.е. определить стратегию компании (отрасли). Но с помощью этой не вполне динамической задачи, как правило, невозможно определить годы ввода месторождений. Можно рассмотреть более общую динамическую задачу распределения капиталовложений между месторождениями в каждом периоде времени (пятилетка, год) при ограничении на суммарные капиталовложения или на эффективность капиталовложений за те же периоды времени. Для этого вместо простейшей модели надо будет применить модель, у которой темп отбора может расти со временем. Сейчас компании склонны вводить месторождения в одном регионе последовательно — после того, как закончится бурение на одном месторождении, переносить его на другое. По-видимому, это не оптимально, если принять, что капиталовложения, имеющие большую эффективность, делаются раньше, чем капиталовложения с меньшей эффективностью. В самом деле, по мере разбуривания первого месторождения, эффективность капиталовложений, как показано в статье, будет падать. В момент, когда замыкающая эффективность капиталовложений на первом месторождении окажется ниже, чем начальная эффективность капиталовложений для второго месторождения, целесообразно заморозить бурение первого месторождения и перенести бурение на второе, пока это месторождение не сравняется с первым по замыкающей эффективности капиталовложений. После этого в дальнейшем следует разбуривать эти месторождения параллельно, сохраняя равенство замыкающих эффективностей капиталовложений f .

Для разработки и обоснования динамического алгоритма может быть применен подход, рассмотренный в этой статье, он может быть составной частью динамического алгоритма. Этот динамический алгоритм следует включить, как еще один важный режим, в оптимизационно-имитационную систему добычи нефти в РФ OSTOPUS, которая много лет работает в ИНЭИ РАН [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Саховалер Т.А., Эскин В.И. Оптимизация распределения затрат между разведкой, добычей и магистральным транспортом нефти // Экономика и матем. методы. 1980. Т. XVI. Вып. 6. С. 1123–1131.
2. Саховалер Т.А., Эскин В.И. Нелинейная схема расчетов денежной оценки нефтяных и газовых месторождений // Экономика и матем. методы. 1983. Т. XIX. Вып. 2. С. 280–289.
3. Нефть в структуре энергетики. Научные основы долгосрочного прогнозирования. М.: Наука, 1989. 266 с.
4. Грайфер В.И., Кузьмин А.З., Сатаров М.М. Выбор оптимальных темпов разработки нефтяных месторождений при планировании добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 1976. № 4. С. 12–15.
5. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. М.: ДЕЛО, 2001. 832 с.
6. Лукьянов А.С. Оптимизационно-имитационная система развития нефтедобывающей отрасли РФ (OSTOPUS) // Тезисы докл. “Материалы третьей междунар. конф. “Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD’2009)”. М.: ИПУ, 2009. Т. 1. С. 333–336.