

Инвестиционная модель месторождения нефти

Лукьянов А.С.

Институт энергетических исследований РАН, г. Москва

gasgroup@rambler.ru

Ключевые слова: инвестиции, модель, оптимизация, критерий, нефть, инфраструктура.

Введение

Нефтяники используют сложные модели пластов для проектирования и мониторинга разработки месторождений. Для целей оптимизации инвестиций в разработку месторождений такие модели плохо приспособлены. Наиболее проста и информативна модель, связывающая напрямую величину инвестиций и целевую функцию разработки для инвестора – чистый дисконтированный доход (ЧДД). Такая, инвестиционная, модель должна позволять определять оптимальный объем капиталовложений в разработку месторождений, в том числе определять необходимый и достаточный критерий целесообразности (с точки зрения инвестора) ввода месторождения в разработку.

1. Упрощенная модель месторождения нефти

Рассмотрим простую агрегированную однозонную модель [1]. Эта модель исходит из того, что месторождение характеризуется начальными запасами (извлекаемыми) Q_0 , удельными капитальными k и начальными операционными c_0 затратами. Разработка месторождения характеризуется темпом отбора $m(t) = q(t)/Q(t)$, где $q(t)$ – добыча в момент t , $Q(t)$ – остаточные извлекаемые запасы. Модель нелинейна.

Введем упрощенную модель [2], постулированием постоянства во времени трёх величин:

1. темпа отбора m ;
2. удельных операционных затрат c ;
3. цены нефти p (после вычитания налогов и транспортных расходов).

Первое предположение приводит к тому, что модель при заданной величине m становится линейной. Добыча $q(t)$ при этом оказывается зависящей от времени по экспоненте:

$$(1) \quad q(t) = q_0 \cdot \exp[-m(t - t_0)], \quad t \geq t_0.$$

где $q_0 = Q_0 m = q(t_0)$ начальная добыча,
 t_0 – момент ввода месторождения.

При любом темпе отбора $m > 0$ на месторождении (за бесконечное время) добывается одинаковое количество нефти Q_0 , но чем больше m , тем выше начальная добыча q_0 , и тем быстрее нефть выкачивается. В упрощенной модели коэффициент падения добычи нефти равен темпу отбора m .

Кроме капиталовложений в бурение и обустройство месторождений $K_C = kmQ_0$ определяющих темп отбора m , на месторождении необходимо делать фиксированные (инфраструктурные) капиталовложения K_ϕ , от которых темп отбора не зависит. В величину K_ϕ входит стоимость дороги до месторождения, отводного трубопровода, ЛЭП, поселка и т.д. Для мест с развитой инфраструктурой, например, для уже разрабатываемых месторождений $K_\phi = 0$, что может хорошо сказаться на экономике пока неразрабатываемых пластов.

Таким образом, капиталовложения на месторождении K делятся на два слагаемых:

$$(2) \quad K = kmQ_0 + K_\phi.$$

Предполагается, что капиталовложения производятся в момент t_0 . Формула (2) позволяет пересчитать капиталовложения K в темп отбора m и обратно.

Чистая дисконтированная доходность ЧДД проекта будет равна в зависимости от темпа отбора m :

$$(3) \quad \text{ЧДД} = (p - c)Q_0 \frac{m}{m + E} - K,$$

где E – коэффициент дисконтирования.

2. Оптимизация по упрощенной модели

2.1. Максимизация ЧДД для одного месторождения

Формулы (2) и (3) определяют характеристику «Капиталовложения-ЧДД» - однозначную зависимость величины ЧДД от капиталовложений K (см. рис.1). При $p > c$ этот график имеет один максимум ($K_0, ЧДД_0$), но при слишком больших капитальных затратах даже максимальная ЧДД отрицательна, т.е. разработка месторождения неэффективна.

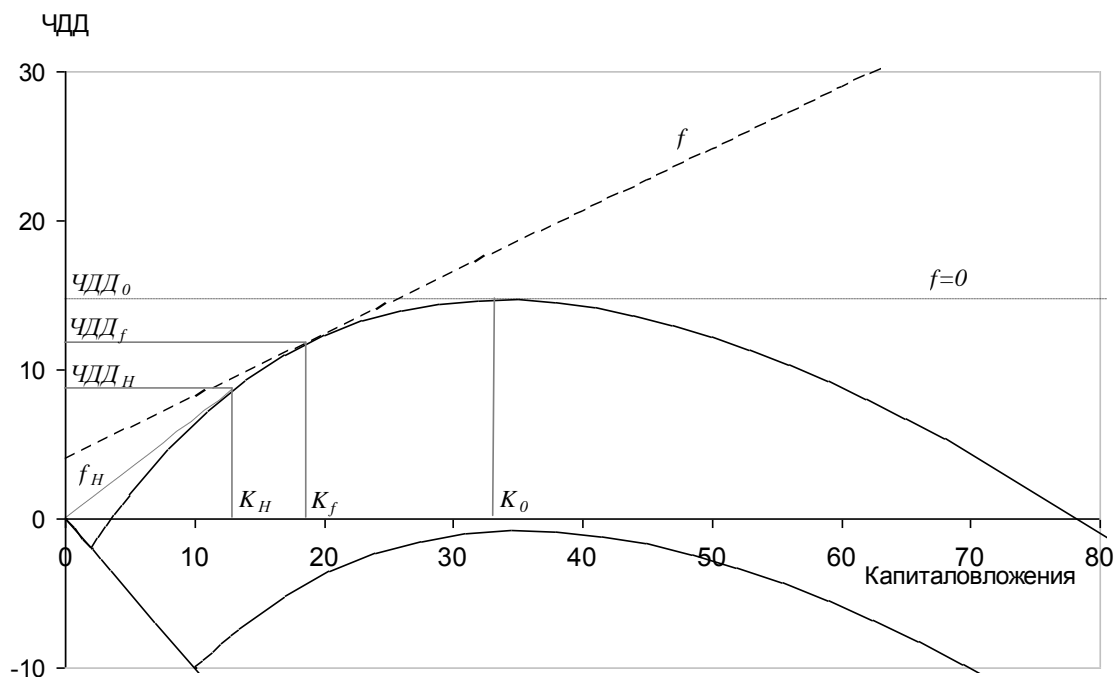


Рис. 1. Характеристика «Капиталовложения-ЧДД» для эффективного и неэффективного месторождения (при заданной цене нефти).

Величина ЧДД характеризует абсолютную экономическую эффективность разработки месторождения. Относительная эффективность может быть определена, как индекс дисконтированной доходности капиталовложений $ИДДК = ЧДД / ДК + 1$, где ДК – накопленные дисконтированные капиталовложения. Для упрощенной модели $ДК = K$.

Можно ввести понятие замыкающей эффективности капиталовложений $f = dЧДД / dДК$ – тангенс наклона касательной к характеристике «ДК-ЧДД» в точке ДК, т.е. на сколько увеличится ЧДД проекта, если увеличить капиталовложения ДК на единицу. На рисунке 2 показана зависимость величины f от темпа отбора t . Учитывая линейную связь (2) между t и капиталовложениями K , можно построить зависимость f от K (она будет зависеть от фиксированных затрат K_ϕ).

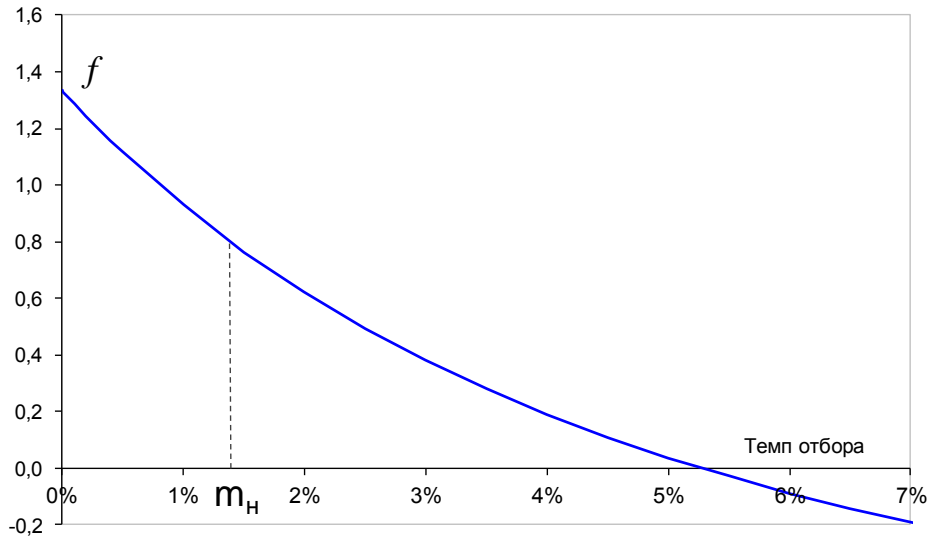


Рис. 2. Зависимость замыкающей эффективности капиталовложений f от темпа отбора на месторождении

Величины $(1+f)$, операционная прибыль $(p-c)$ и темп отбора t связаны для модели (3) соотношением

$$(4) \quad 1+f = \frac{(p-c) \cdot E}{k \cdot (E+m)^2},$$

если заданы две величины, то третья определяется однозначно.

Заметим, что чем выше капиталовложения K , тем медленнее растет ЧДД, т.е. замыкающая эффективность капиталовложений f снижается по мере продолжения бурения (и соответствующего обустройства) одного месторождения.

2.2. Максимизация ЧДД для нескольких месторождений при ограничениях на суммарные капиталовложения.

Рассмотрим задачу разработки n месторождений при ограничении на суммарные капиталовложения. Для ее решения необходимо оптимизировать разработку каждого отдельного месторождения, но не по критерию ЧДД, а по критерию Лагранжа $L_f = \text{ЧДД} - f \cdot K$, где $f \geq 0$ – множитель Лагранжа.

Максимум критерия Лагранжа L_f достигается в точке $(K_f, \text{ЧДД}_f)$ графика “ K -ЧДД”, касательная в которой имеет наклон f :

$$(5) \quad K_f = \left(\sqrt{\frac{(p-c)E}{(1+f)k}} - E \right) k Q_0 + K_\phi.$$

Если в формуле (5) получается отрицательный темп отбора

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

то вводить такое месторождение не нужно, даже если $K_\phi = 0$.

Условием ввода месторождения $L_f > 0$ служит неравенство

$$(6) \quad p > c + (1 + f) \cdot [E \cdot k + k_{\phi} + 2 \sqrt{E \cdot k \cdot k_{\phi}}] ,$$

где $k_{\phi} = K_{\phi} / Q_0$.

Таким образом, малоэффективные участки характеристики “ K - $ЧДД$ ” не используются, так же как малоэффективные месторождения, хотя они и позволяют увеличивать величину $ЧДД$. Условием эффективности разработки $ЧДД > 0$ служит неравенство (6) при $f = 0$, но это более слабое условие, чем (6) при $f > 0$, в котором учтено, что принимаются только те мероприятия, для которых

$$(7) \quad \Delta ЧДД > f \Delta K.$$

Переход к оптимизации функции Лагранжа L_f при $f > 0$ существенно снижает оптимальные темпы отбора m_f и соответствующие капиталовложения K_f , за счет небольшого снижения величины $ЧДД$.

С другой стороны если для некоторого месторождения выполняется условие (6), то не вводить его не оптимально. При решении задачи оптимизации с заданными суммарными капиталовложениями множитель Лагранжа f подбирается так, чтобы сумма капиталовложений (5) во все новые месторождения, для которых выполняется условие (6) не превышала заданного предела. Это сводится к одномерному поиску корня возрастающей функции, например, методом хорд.

Оптимальная стратегия отдает предпочтение одновременному вводу многих месторождений с пониженными темпами отбора по сравнению с последовательным вводом этих месторождений с форсированным темпом для каждого из них.

При $f = 0$ формулы (5) и (6) показывают капиталовложения K_0 и условие эффективности ввода месторождения при оптимизации для каждого отдельного месторождения функционала $ЧДД$, т.е. при отсутствии существенных ограничений на капиталовложения. При $f = 0$ и $K_{\phi} = 0$ формула (6) становится привычной формулой $p > c + Ek$. То же самое происходит при $f = 0$, когда запасы Q_0 – формально бесконечные.

2.3. Роль инфраструктурных затрат

При условии $p > c$ относительная эффективность разработки месторождения $ИДДК$ имеет максимум, обозначим эту точку (K_H , $ЧДД_H$). Касательная, проведенная из этой точки, проходит через начало координат, причем $f_H = ИДДК_H - 1$. При $K_{\phi} = 0$ формально $K_H = 0$, т.е. при минимальных капиталовложениях относительная эффективность максимальна. При $K_{\phi} > 0$, величина $K_H > 0$, это начальные капиталовложения, так как разрабатывать месторождение с капиталовложениями, меньшими K_H , значит снижать эффективность разработки. Условие ввода месторождения $L_f > 0$ может быть записано, как

$$(8) \quad m_f > m_H = \sqrt{\frac{Ek_{\phi}}{k}} ,$$

где m_H – начальный темп отбора, соответствующий капиталовложениям K_H по формуле (2). Неравенства (6) и (8) эквивалентны. При $k_{\phi} = 0$, условием ввода месторождения будет $m_f > 0$ или (6).

При маленьких значениях k_{ϕ} эффективность капиталовложений f_H существенно возрастает особенно если используются низкие темпы отбора. Это касается, например, ввода в разработку неразбуренных пластов на старых месторождениях. При больших значениях k_{ϕ} область высокой эффективности капиталовложений f_H запрещена ограничением (8).

3. Критерий оптимизации и критерий эффективности

Кроме постановки задачи с ограничением на капиталовложения, возможна постановка с непосредственным заданием величины замыкающей эффективности капиталовложений f . Если у компании-инвестора имеется возможность вкладывать средства в другие инвестиционные проекты вне нефтяной промышленности с относительной эффективностью f (без ограничения на величину капиталовложений), то мероприятия с эффективностью меньшей замыкающей эффективности капиталовложений f не должны проводиться и в нефтяной промышленности (и

где бы то ни было). Следовательно, при оптимизации инвестиционного проекта критерием оптимизации должен служить критерий

$$(9) \quad L_f = ЧДД - f \cdot ДК$$

где f – замыкающая эффективность капиталовложений (выбирается каждой компанией самостоятельно).

Собственно, критерий (9) может применяться во всех отраслях экономики, в которых инвестиции имеют долговременный характер. Но критерием эффективности (оценкой стоимости инвестиционного проекта) при этом остается $ЧДД$, но не максимальный $ЧДД_0$, достижимый на этом месторождении, а величина $ЧДД_f$, достижимая при меньших капиталовложениях K_f (5)

$$(10) \quad ЧДД_f = Q_0(p - c + Ek) - Q_0 \cdot \sqrt{(p - c) \cdot Ek} \cdot \left(\sqrt{1 + f} + \frac{1}{\sqrt{1 + f}} \right) - K_\phi.$$

4. Сравнение с более сложными моделями

4.1. Идентификация упрощенной модели по проекту

Пусть у нас имеется проект разработки месторождения, характеризующийся годовой добычей $q(t)$, операционными затратами $C(t)$, фиксированными капиталовложениями $K_\phi(t)$ и капиталовложениями на бурение (и соответствующее обустройство) скважин $K_C(t)$.

Можно ли подобрать упрощенную модель с теми же существенными характеристиками (например, $ЧДД$, Q_0 и т.д.), что и у этого проекта?

Ясно, что $Q_0 = \sum_{t=t_0}^T q(t)$, где T – момент прекращения добычи по проекту по причине нерентабельности дальнейшей добычи.

Введем дисконтированные накопленные величины, характеризующие проект:

$$(11) \quad \begin{aligned} ДС &= \int_{t_0}^T C(t) e^{-Et} dt, \\ ДК_C &= \int_{t_0}^T K_C(t) e^{-Et} dt, \\ ДК_\phi &= \int_{t_0}^T K_\phi(t) e^{-Et} dt \\ ДВыр &= \int_{t_0}^T p(t) q(t) e^{-Et} dt \\ Дq &= \int_{t_0}^T q(t) e^{-Et} dt, \end{aligned}$$

где $ДВыр$ – дисконтированная накопленная выручка на месторождении, $Дq$ – дисконтированная накопленная добыча.

Для идентификации параметров упрощенной модели неважно, к какому моменту времени производится дисконтирование, но для сложения $ЧДД$ нескольких месторождений этот момент должен быть одинаковым для всех месторождений.

Приравняем величины $ДС$, $ДК$, $Двыр$ и $Дq$ проекта и упрощенной модели, тогда каждому проекту сопоставляется упрощенная модель, параметры которой можно считать средними величинами для проекта. Следовательно, цена p и удельные затраты c упрощенной модели –

это средние дисконтированные величины за весь период разработки. Так средняя цена p_{cp} равна $p_{cp} = \overline{Двыр} / \overline{Дq}$. Средние удельные операционные затраты c_{cp} равны $c_{cp} = \overline{ДС} / \overline{Дq}$.

Так как в упрощенной модели

$$\overline{Дq} = \frac{mQ_0}{m+E},$$

то средний темп отбора m_{cp} (равный в упрощенной модели среднему коэффициенту падения добычи нефти) равен

$$(12) \quad m_{cp} = E \frac{\overline{Дq}}{Q_0 - \overline{Дq}}.$$

Наконец, средние удельные капитальные вложения k_{cp} определяются формулой

$$(13) \quad k_{cp} = \frac{\overline{ДК}_c}{m_{cp} Q_0}.$$

Так как характеристики эффективности проекта ЧДД и ИДДК зависят только от накопленных дисконтированных величин, они у проекта и у упрощенной модели совпадают. Таким образом, любому проекту разработки можно сопоставить упрощенную модель с параметрами p_{cp} , c_{cp} , k_{cp} , k_f и m_{cp} , причем для этого достаточно знать накопленные дисконтированные величины (11).

Следовательно, в параметры упрощенной модели можно агрегировано заложить информацию о будущем поведении цены $p(t)$, о нарастании обводненности, влияющей на рост $C(t)$, о постепенном разбурировании месторождения $K_C(t)$ (капиталовложения, связанные с числом скважин) и о постепенном нарастании и последующем падении добычи нефти $q(t)$.

Оптимизация разработки месторождения нефти предполагает расчет для одного месторождения ряда проектов разработки, различающихся разным числом скважин, а значит и разным средним темпом отбора m_{cp} . Наличие упрощенной модели для каждого месторождения позволяет приблизительно определить, как изменятся характеристики разработки, например ЧДД при изменении темпа отбора m . Идентификация параметров агрегированной модели позволяет заменить реальное проектирование на расчет по модели.

4.2. Переменная цена нефти

Чтобы оценить, насколько приемлема упрощенная модель разработки месторождения, сравним ее с несколько более сложными моделями, исправляющими ее наиболее очевидные недостатки.

Пусть имеется прогноз цены нефти, зависящий от времени $p(t)$. Проведем идентификацию параметров упрощенной модели для нескольких проектов разработки. Поведение $p(t)$ будет влиять только на значение p_{cp} , но не на c_{cp} , k_{cp} , m_{cp} . Но проекты с различной величиной m_{cp} , дадут разную оценку p_{cp} при одном и том же прогнозе $p(t)$. На рисунке 3 показана зависимость оценки p_{cp} от темпа отбора m для упрощенной модели при:

$$(14) \quad p(t) = p_0 \exp(st),$$

где $p_0 = 260$ долл./т, $s = \pm 1\%$ в год.

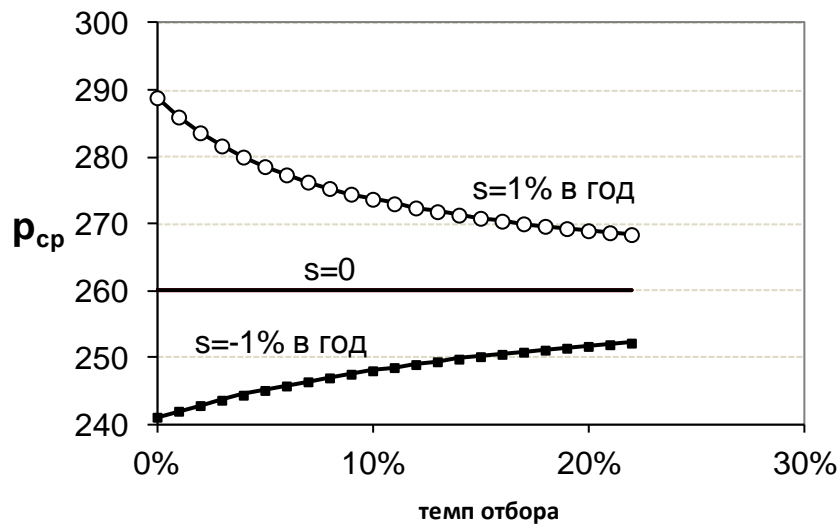


Рис. 3. Зависимость оценки средней цены нефти (без налогов и транспортных затрат) от темпа отбора m

В самом деле, при высоком темпе отбора m большая часть запасов Q_0 добывается и продается в первые годы разработки, поэтому величина $p_{ср}$ ближе к начальной цене p_0 . Например, при $m=10\%$ за 23 года будет добыто 90% извлекаемых запасов, а при $m=5\%$ – за 46 лет.

Величина $p_{ср}$ на данном рисунке при малых m отличается от p_0 на 11%, а при $m=10\%$ на 5%. Следовательно, на столько можно ошибиться при идентификации параметра $p_{ср}$, если неправильно выбрать темп отбора m . Отметим, что разброс величин $p(t)$, например, при $t=30$ лет, гораздо больше, чем разброс параметра $p_{ср}$.

4.3. Переменные удельные операционные затраты

Разработка месторождений сопровождается ростом удельных операционных затрат $c(t)$. Для нефтяного месторождения, разрабатываемого методом заводнения, непосредственной причиной роста $c(t)$ является увеличение содержания воды в добываемой жидкости, иногда до 99% и выше. Для газового месторождения непосредственной причиной роста $c(t)$ является падение давления в пласте. Для угольного месторождения – уменьшение мощности пропластков. Но общей причиной можно считать уменьшение остаточных запасов $Q(t)$.

Используем для моделирования удельных операционных затрат $c(t)$ формулу [1]:

$$(15) \quad c(t) = c_0 \left[\frac{Q(t)}{Q_0} \right]^{-r},$$

где от параметра $r \geq 0$ зависит рост затрат.

Так как при $r > 0$ удельные затраты $c(t)$ по формуле (15) растут до бесконечности, может настать момент, когда дальнейшая разработка месторождения экономически неэффективна, а именно в момент T , когда цена $p(t)$ равна $c(t)$. Из формул (14) и (15) следует, что при $s \geq 0$ и $r > 0$

$$(16) \quad T = \frac{1}{rm-s} \ln \left(\frac{p_0}{c_0} \right) \quad \text{при} \quad m > \frac{s}{r}, \quad \text{иначе} \quad T = \infty.$$

Типичный график $T(m)$ показан на рисунке 4. При идентификации параметров упрощенной модели для проекта, удовлетворяющего формулам (14) и (15) с учетом (16), параметры $m_{ср}$ и $k_{ср}$ не зависят от m . Зависимость параметра $c_{ср}$ от темпа отбора m показана на рисунке 5, при $c_0=40$, $r=0$; $r=0,5$ и $r=0,9$. Ошибка в оценке параметра $c_{ср}$ может достигать 100%. Это наиболее трудный для оценки параметр.

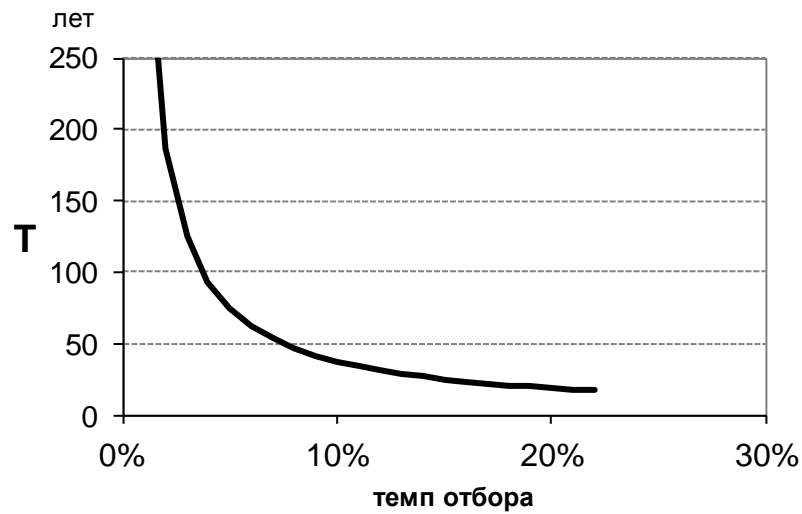


Рис. 4. Длительность разработки T , как функция темпа отбора m

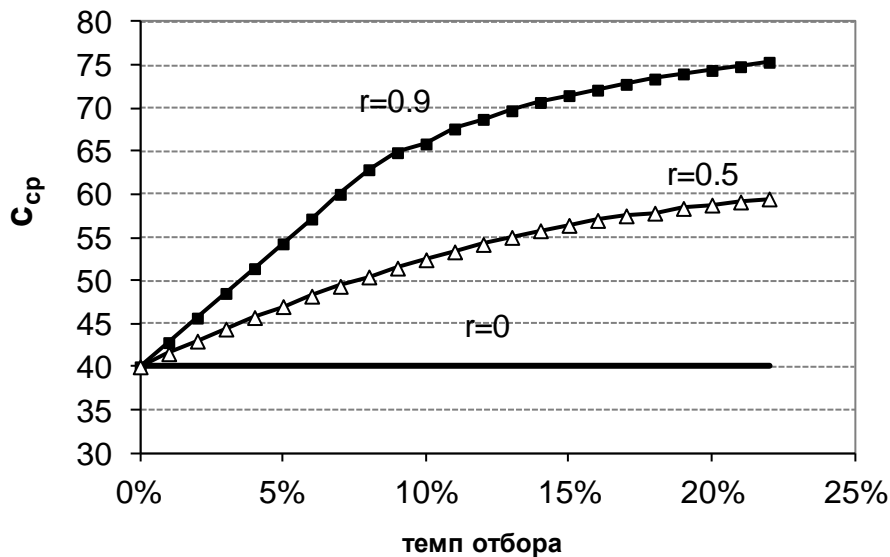


Рис. 5. Зависимость оценки средних удельных операционных затрат от темпа отбора m

4.4. Постепенный ввод месторождения

Для не слишком малых месторождений период разбуривания может занять несколько лет T_B . Если, не начинать добычу нефти, пока месторождение не разбурено и не обустроено, как это делают зачастую западные фирмы, то просто надо дисконтировать капиталовложения к моменту ввода месторождения – упрощенная модель не изменится.

Если, как это принято в России, начинать добычу нефти из уже пробуренных скважин, параллельно бурению других скважин, то график добычи будет расти в течение T_B лет, и лишь потом начнет падать по экспоненте с темпом отбора m .

Такое поведение добычи $q(t)$ при $r=0$ и $s=0$ не скажется на оценках c_{cp} и p_{cp} .

На графике 6 показана зависимость оценки m_{cp} от темпа отбора m . В этом случае следует рассматривать параметры упрощенной модели, как функции от m_{cp} .

На графике 7 показана зависимость оценки k_{cp} от темпа отбора m_{cp} . Разница в оценках параметра k_{cp} может достигать 25%.

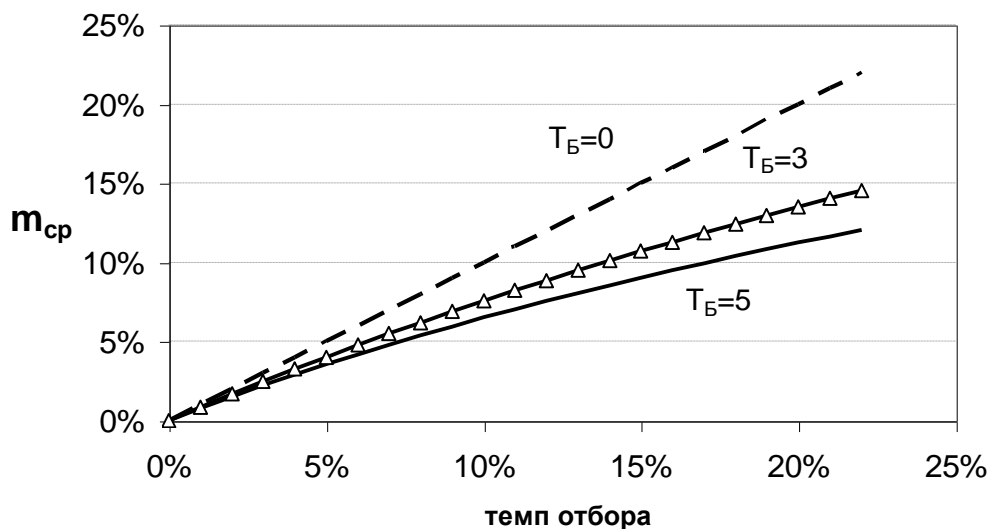


Рис. 6. Зависимость оценки среднего темпа отбора проекта от максимального темпа отбора m

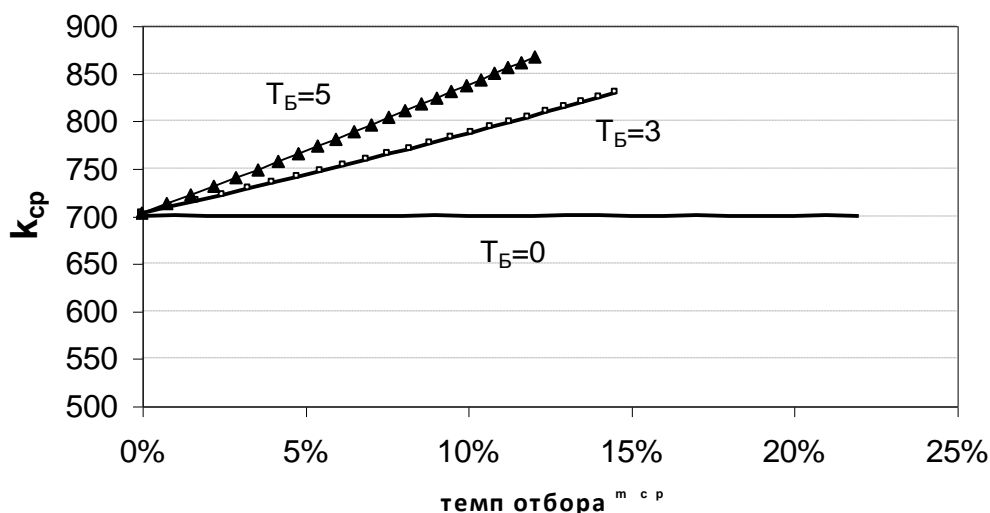


Рис. 7. Зависимость оценки k_{cp} от среднего темпа отбора проекта m_{cp}

5. Инвестиционная модель месторождения

5.1. Оптимизация для одного месторождения

Получим условия оптимальности в случае зависимости параметров инвестиционной модели $p(DK_C)$, $c(DK_C)$, $k(DK_C)$ от капиталовложений DK_C . Можно также учесть возможную зависимость извлекаемых запасов Q_0 от DK_C , для этого обозначим:

$$(17) \quad B(DK_C) = Ek(DK_C) \cdot Q_0(DK_C),$$

$$(18) \quad P(DK_C) = [p(DK_C) - c(DK_C)] \cdot Q_0(DK_C).$$

Величина P интерпретируется как суммарная операционная прибыль. Размерность у переменных B и P такая же, как и у K_C .

Имеем:

$$(3') \quad ЧДД(ДК_C) = P(ДК_C) \cdot \frac{ДК_C}{ДК_C + B(ДК_C)} - ДК_C - ДК_\Phi.$$

Будем обозначать штрихом ' – производную по $ДК_C$. Так как $f = ЧДД'$, то

$$(4') \quad 1 + f = \frac{P \cdot (B - B' \cdot ДК_C)}{(ДК_C + B)^2} + P' \cdot \frac{ДК_C}{ДК_C + B}.$$

Разрешим формулу (4') относительно $ДК_C$, не обращая внимания на то, что P и B сами зависят от $ДК_C$

$$(5') \quad ДК_C(f) = -B - \frac{(PB)'}{2(1+f-P')} + \sqrt{\frac{PB(1+B')}{1+f-P'} + \left[\frac{(PB)'}{2(1+f-P')} \right]^2}.$$

Выпишем также аналог формулы (8)

$$(8') \quad ДК_C^2 \left(1 + B' - \frac{P'}{1+f} \right) \geq K_\Phi (B - B' \cdot ДК_C),$$

выражающий условие ввода месторождения $L_f > 0$, при инфраструктурных затратах K_Φ .

При P и B – константах, формулы (3'), (4'), (5') и (8') превращаются в формулы аналогичные (3), (4), (5) и (8). В противном случае формулу (5') следует рассматривать как итеративную. Начальное приближение к $ДК_C$ в правой части формулы (5'), для вычисления значений функций $P(ДК_C)$ и $B(ДК_C)$ и их производных, можно брать нулевым $ДК_C = 0$.

Вычислив с помощью формулы (5') оптимальную величину $ДК_C(f)$, можно проверить условия $ДК_C > 0$ и условие $L_f > 0$ по формуле (9) или (8').

Зная величину $ДК_C$, можно вычислить темп отбора

$$(2') \quad m = \frac{ДК_C}{B(ДК_C)} \cdot E.$$

5.2. Оптимизация для нескольких месторождений

Если значение замыкающей эффективности капиталовложений f задано, то общая задача распадается на отдельные задачи оптимизации функции Лагранжа L_f (9) для каждого месторождения. Осталось только просуммировать характеристики месторождений (добычу, ЧДД, капиталовложения и т.д.). После этого следует оценить, есть ли возможность осуществить эти суммарные капиталовложения. Если ответ отрицательный, то следует увеличить величину f . Решение отказаться от разработки некоторых месторождений, оставив значение f для оставшихся неизменным, неоптимально, т.е. получающееся при этом значение ЧДД не максимально.

Для поиска приемлемого значения f полезно построить характеристику « f -ДК», сначала для каждого месторождения, а затем и суммарную характеристику. Необходимая характеристика строится поточечно, итерационным применением формулы (5') различных значений f . Осталось найти значение f , дающее приемлемые суммарные капиталовложения.

6. Идентификация инвестиционной модели

Характеристику «ДК-ЧДД» месторождения можно построить [2] и по сложным моделям пластов, применяемым проектировщиками, в сочетании с расчетом экономических характеристик разработки. Для этого надо генерировать различные проекты разработки, с различными капиталовложениями, с различными технологиями и т.д. и отобрать из них те, которые доставляют максимум функции Лагранжа L_f (9) хотя бы для одного значения f . Одновременно строится характеристика « f -ДК».

Однако, использование проектирования в таком масштабе очень дорого. Покажем, как можно оценить модель по одному проекту. Для этого можно применить агрегированную мо-

дель, описанную в пунктах 4.3 и 4.4. Оценим по данным проекта параметры Q_0 , C_0 , r , T_B , T . Определим темп отбора нефти m , достигаемый после окончания бурения и ввода всех скважин. Определим по формулам (11)-(13) значения m_{cp} и k_{cp} проекта.

Теперь надо определиться, каким образом период разбуривания T_B зависит от капиталовложений DK_C . После этого можно построить зависимость динамики добычи $q(t)$ от DK_C и вычислить $Dq(DK_C)$ по формуле (11). Теперь, с помощью агрегированной модели, можно построить характеристики $p_{cp}(DK_C)$, $c_{cp}(DK_C)$ и $k_{cp}(DK_C)$, причем характеристика $k_{cp}(DK_C)$ должна пройти через точку, заданную проектом. Более точно, характеристика « DK - $ЧДД$ » модели должна проходить через точку этой характеристики, заданную проектом.

Теперь для каждого проекта можно формально рассчитать по формуле (4') замыкающую эффективность капиталовложений f . Если значения f для разных месторождений существенно различны, то эта совокупность проектов неоптимальна, т.е. совокупный $ЧДД$ может быть увеличен без увеличения капиталовложений за счет перераспределения капиталовложений между месторождениями. Оптимальными будут такие темпы отбора месторождений, для которых значения множителя Лагранжа f будут совпадать.

При этом число месторождений должно быть как можно больше, чтобы не предопределять заранее, какое из них следует вводить в разработку. В процессе оптимизации определяется общее значение параметра f (если оно не задано изначально). В результате оптимизации может оказаться, что необходимо разрабатывать и те месторождения, которые были ранее отвергнуты по какой-либо причине (малости, ухудшенных характеристик и т.д.). Некоторые проекты, наоборот могут быть отвергнуты, так как $L_f < 0$, хотя $ЧДД > 0$.

Полученное решение следует проверить перепроектированием. Так как, оптимальные темпы отбора отличаются от первоначальных проектных, то повторная идентификация модели даст новую уточненную модель. Отметим, что при наличии нескольких проектов идентифицированная модель должна пройти на характеристике « DK - $ЧДД$ » через все точки (приблизительно) этой характеристики, заданные проектами, что более трудная задача.

Литература

1. Нефть в структуре энергетики. Научные основы долгосрочного прогнозирования. Под редакцией В.И.Эскина. - М.: Наука, 1989 г., 266 С.
2. Лукьянов А.С. Учет замыкающей эффективности капитала при планировании добычи углеводородного сырья. Известия Академии наук. Энергетика. №4, 2010.