

DOI:

## СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДОБЫЧИ ТРАДИЦИОННОЙ И СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Лукьянов А.С.

Институт энергетических исследований РАН, Россия,

г. Москва, ул. Нагорная д.31 к.2

gasgroup@rambler.ru

*Аннотация:* Рассматриваются экономические модели добычи нефти, основанные на двух переменных: остаточных извлекаемых запасах и темпе их отбора. Такая агрегированная экономическая модель добычи традиционной нефти оказывается структурно близка с моделью для сланцевой нефти. Но экономическое содержание и диапазон значений параметров модели существенно разные. Отсюда вытекает разное поведение оптимального решения. В понятие «Удельные капитальные затраты» для традиционной нефти входит стоимость строительства скважины, а для сланцевой нефти – не входит. В результате оптимальный темп отбора для сланцевой нефти на порядок выше, чем для традиционной нефти. Такая аналогия между моделями позволяет переносить (трансформировать) идеи и оптимальные решения из одной области применения в другую. Так методы интенсификации сланцевой добычи могут применяться в добыче трудноизвлекаемых запасов нефти.

Ключевые слова: нефть, добыча, модель, сланцевая, оптимизация, капиталовложения, КИН, запасы дебит, ЧДД.

### Введение

Технологии добычи нефти (газа) очень разнообразны и зависят от особенностей каждого конкретного месторождения. Но у них имеется одна общая черта – ограниченность запасов. Это кардинально меняет экономику инвестиционных проектов по разработке месторождений нефти (газа). Даже у моделей традиционной добычи нефти и добычи сланцевой нефти имеется похожая структура.

### 1 Экономическая модель месторождения

Рассмотрим простейшую экономическую модель добычи на нефтяном (газовом) месторождении (залежи). Добыча полезных ископаемых отличается от других производств наличием предела извлечения сырья. Абсолютным пределом служат геологические запасы месторождения  $\Omega$ , пределом, зависящим от технологии извлечения, служат технологически извлекаемые запасы  $V$ . Если на месторождении производится добыча, то запасы постепенно уменьшаются, т.е. они зависят от времени  $\Omega(t)$ ,  $V(t)$ . В этом контексте они называются остаточными.

Величина добычи за единицу времени  $q(t)$  зависит от величины запасов  $V$  месторождения. Для построения модели добычи более интересно понятие темпа отбора  $m$  [1]. Темп отбора равен

$$(1) \quad m(t) = \frac{q(t)}{V(t)},$$

его размерность  $[m]=1/\text{год}$  (или другой интервал времени).

Чтобы иметь положительный темп отбора  $m$  нужно приложить усилие (капиталовложение  $K$ ). Будем считать, что прирост темпа отбора пропорционален капиталовложениям в добычу

$$(2) \quad K = bV(t) \cdot \Delta m,$$

где коэффициент  $b$  – удельные капиталовложения, или другими словами капиталовложения на единичную мощность добычи. Размерность коэффициента  $b$  равна  $\frac{\text{руб.}}{(\text{т/год})}$ , где т/год как раз размерность мощности добычи.

Ограниченность запасов месторождения неизбежно приводит к уменьшению со временем годовой добычи  $q(t)$ , для нефти (газа) это уменьшение происходит постепенно. Наоборот, для темпа отбора такие самопроизвольные изменения не обязательны, можно связать изменения темпа отбора только с капиталовложениями  $K$ . В этом случае, темп отбора  $m(t)$  может только увеличиваться

$$(3) \quad \frac{dm}{dt} \geq 0,$$

Если сосредоточить все капиталовложения в начале разработки месторождения (это оптимально при невозрастающей цене нефти), то темп отбора  $m$  окажется константой. В этом случае

$$(4) \quad V(t) = V(t_0) \cdot e^{-m(t-t_0)}$$

$$(5) \quad q(t) = V(t_0) \cdot m e^{-m(t-t_0)},$$

где  $t_0$  – момент осуществления капиталовложений, момент начала разработки. Будем принимать  $t_0=0$ .

Из формулы (4) следует, что извлекаемые запасы  $V(t)$  будут извлечены только за бесконечный промежуток времени.

Операционные затраты состоят из суммы двух слагаемых: условно постоянных и условно переменных затрат. Условно переменные затраты зависят от величины добычи. Условно постоянные – не зависят, можно считать, что не зависят и от времени. Так как добыча нефти быстро падает (5), то при ограниченной цене  $p$  операционные затраты в некоторый момент  $T$  превысят выручку, в этот момент по экономическим причинам следует прекратить разработку месторождения. В пласте остается  $V(T)$  технически (но не экономически) извлекаемых запасов. Имеем  $p=c(T)$ , где  $c(t)$  – удельные операционные затраты.

Расчеты на бесконечном промежутке времени упрощают получаемые формулы. Примем критерием оптимальности разработки, согласно правилам оценки инвестиционных проектов, чистую дисконтированную доходность (ЧДД) проекта. Простота модели позволяет выписать формулу ЧДД

$$(6) \quad \text{ЧДД} = \frac{(p_{\text{ср}} - c_{\text{ср}}) \cdot V(0)m}{E+m} - K,$$

где  $p$  – цена нефти (газа),

$c_{\text{ср}}$  – средневзвешенные удельные операционные затраты,

$E$  – коэффициент дисконтирования.

Отметим, что размерность коэффициента дисконтирования  $E$  равна 1/год, т.е. такая же как у темпа отбора. Таким образом, величина  $m/E$  – безразмерная.

Если  $p > c(0) + Eb$ , то величина ЧДД достигает максимума по  $m$  приблизительно при

$$(7) \quad m = \sqrt{\frac{(p_{\text{ср}} - c_{\text{ср}})}{b}} - E,$$

иначе надо принять  $m=0$  и месторождение не должно разрабатываться.

Отметим, что оптимальный технологический параметр  $m$  зависит от экономических параметров  $p$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $E$ , а не непосредственно от характеристик пласта и флюида. Величина оптимального  $m$  зависит от прогноза цены на нефть. В свою очередь цена нефти зависит и от характеристик всех (открытых) пластов и нефтей мира, так и от многих других причин.

## 2 Модель традиционной разработки месторождения

Пусть проектировщики для предложенной технологии добычи определили средний начальный дебит нефти скважины  $q^{(1)}$  на месторождении, исходя из его характеристик пласта и флюида. В этом случае оптимального темпа отбора можно добиться определяя число добывающих скважин  $n$ . Дебит слабо зависит от числа скважин, поэтому этой зависимостью можно пренебречь.

Добыча на месторождении пропорциональна числу скважин  $n$

$$(8) \quad q(0) = q^{(1)} \cdot n.$$

Это верно и для капиталовложений (без фиксированных)

$$(9) \quad K = k^{(1)} \cdot n,$$

где  $k^{(1)}$  – капиталовложения на одну добывающую скважину, включая бурение и обустройство промысла. Предполагается, что технология добычи определяет и соотношение между числом добывающих и нагнетательных скважин. Таким образом,

$$(10) \quad b = \frac{k^{(1)}}{q^{(1)}}.$$

Имеются также фиксированные капиталовложения  $K_{\phi}$ , не зависящие от числа скважин и даже может быть от величины месторождения. К фиксированным относятся капиталовложения в автодорогу к месторождению, в ЛЭП, поселок и т.п. На величину удельных капвложений фиксированные затраты не влияют.

Операционные затраты состоят из постоянных затрат, пропорциональных числу скважин (коэффициент пропорциональности  $c_{\text{скв}}$ ), и переменных затрат пропорциональных (для разработки методом заводнения) добыче жидкости (коэффициент пропорциональности  $c_q$ ). В переменные затраты входит, например, стоимость энергии по извлечению нефти. Удельные операционные затраты  $c(t)$  равны

$$(11) \quad c(t) = \frac{c_{\text{СКВ}}}{q_{\text{H}}^{(1)}(t)} + c_q \cdot g(t),$$

где  $g(t)$  – отношение добычи жидкости к добыче нефти (в начале разработки обычно 1),  $q_{\text{H}}^{(1)}(t)$  – дебит нефти в момент  $t$  (средний по скважинам). Для простоты можно предположить, что дебит жидкости  $q_{\text{Ж}}^{(1)}$  скважины постоянен (не зависит от времени), тогда  $g(t) = g(0) \cdot e^{mt}$  и

$$(12) \quad c(t) = \left[ \frac{c_{\text{СКВ}}}{q_{\text{H}}^{(1)}(0)} + c_q \cdot g(0) \right] \cdot e^{mt} = c(0) e^{mt},$$

т.е. в этом частном случае можно считать все операционные затраты постоянными. Поэтому

$$(13) \quad T = \frac{1}{m} \cdot \ln \frac{p}{c(0)}.$$

При малых значениях  $m$  величина  $T$  велика, а величины  $e^{-ET}$  и  $e^{-mT}$  малы, следовательно, можно приблизительно принять  $T = \infty$ . Тогда  $c_{\text{ср}} = c(0) \cdot \frac{E+m}{E}$  и справедлива формула (7).

### 3 Модель сланцевой добычи

Будем считать, что до множественного гидроразрыва пласта (МГРП) проницаемость породы на сланцевом месторождении равна нулю. Каждая скважина в идеале не взаимодействует с соседними скважинами. Следовательно, в модели присутствует только одна скважина, и изменять темп отбора с помощью увеличения числа скважин не удастся. Но можно выбирать длину горизонтального ствола, число стволов и даже конфигурацию отростков на каждом стволе – скважина «фишбон» («fishbone» – дословно «рыбья кость»). Качество МГРП окончательно определяет извлекаемые запасы скважины  $V(0)$  и начальный дебит скважины  $q^{(1)}=q(0)$ , а значит и темп отбора  $m$ . Обозначим  $\omega$  конечный коэффициент извлечения нефти (КИН)  $\omega = \frac{V(0)}{\Omega(0)}$

В [2] предложена структура формулы для капиталовложений  $K$

$$(14) \quad K = K_{\text{верт}} + K_{\text{пл}}(m, \omega),$$

где  $K_{\text{верт}}$  – стоимость бурения вертикальной (наклонной) скважины до крыши пласта,

$K_{\text{пл}}$  – стоимость бурения горизонтальных стволов, МГРП и других мероприятий, необходимых для увеличения способности добывать нефть. Функция  $K_{\text{пл}}(m, \omega)$  нелинейна, причём  $\frac{\partial^2 K_{\text{пл}}}{\partial \omega^2} > 0$ . Ясно, что при росте характеристик  $m$  или  $\omega$  функция  $K_{\text{пл}}(m, \omega)$  растёт, но реальных численных данных о её поведении неизвестно.

Об операционных затратах при сланцевой добыче мало известно, кроме того, что они значительно ниже капитальных. Для простоты примем, что удельные операционные затраты  $c$  не зависят от характеристик технологии  $m$  и  $\omega$ .

При каждом значении цены  $p$  два необходимых условия определяют оптимальные значения  $m(p)$  и  $\omega(p)$ . Исключая переменную  $p$  из необходимых условий, получим уравнение линии  $m(\omega)$ , на которой лежат все оптимальные значения  $m(p)$ ,  $\omega(p)$

$$(15) \quad m(m + E) \cdot \frac{\partial K}{\partial m} = E\omega \frac{\partial K}{\partial \omega}.$$

### 4 Сравнение традиционной и сланцевой добычи

Модели объединяет простота, понятие темпа отбора  $m$ , формулы (1), (3 - 5). Наибольшее отличие имеется в структуре капиталовложений.

Фиксированные затраты, величина которых не влияет на величину оптимального темпа отбора  $m$ , включают разные капиталовложения для разных видов месторождений.

Основные капиталовложения  $K_{\text{пл}}$ , влияющие на дебит скважины  $q^{(1)}$ , в сланцевой добыче меньше и, следовательно, меньше величина

$$b = \frac{K_{\text{пл}}}{q^{(1)}} = \frac{K_{\text{пл}}(m, \omega)}{\omega \Omega(0) m}.$$

Это приводит к большим значениям оптимального темпа отбора  $m$ , высоким дебитам  $q^{(1)}$ , но и к падению добычи и коротким срокам разработки  $T$ .

Сравнения моделей приведено в Таблице 1.

Таблица 1.

Компоненты модели	Традиционная добыча	Сланцевая добыча
Объект	Залежь	Одна скважина
Геологические запасы $\Omega$	Залежи	Участка
Технология	Фиксирована	Оптимизируется
Извлекаемые запасы $V$ , КИН	Заданы	Оптимизируются
Управляемые воздействия	Число добывающих скважин $W$	Суммарная длина горизонтальных стволов, охват пласта МГРП
Управляемые характеристики	Темп отбора $m$	Темп отбора $m$ , КИН $\omega$
Фиксированные капиталовложения	$K_{\Phi}$ в автодорогу, ЛЭП и т.д.	В бурение вертикальной скважины + $K_{\Phi}$ (число участков)
Капиталовложения (без фиксированных)	Линейно зависят от темпа отбора	Нелинейно зависят от $m$ и $\omega$
Операционные затраты (предположения)	Постоянны по времени, не зависят от добычи нефти	Постоянны удельные затраты
Типичный темп отбора $m$ [в год]	Не выше 10%, в среднем – 4%	От 30% до 60%
Период разработки $T$	Длительный	Короткий

Важным отличием моделей является оптимизация сразу двух характеристик  $m$  и  $\omega$  в сланцевой модели. Это порождает технические трудности при оптимизации. Но все упрощается после построения кривой (15)  $m(\omega)$ , связывающей оптимальные значения  $m$  и  $\omega$ .

При росте цены нефти  $p$  оптимальный темп отбора  $m$  растет, а значит, растет оптимальное число скважин на традиционных месторождениях. При падении цены нефти  $p$  уже сделанные капиталовложения не вернуть. Так период разработки  $T$  традиционных месторождений с малыми темпами отбора  $m$  измеряется десятками лет, то при проектировании месторождений важен долгосрочный прогноз цены на нефть. При этом, если занизить прогноз цены (и занизить число скважин), то еще может быть, возможно исправиться, но не наоборот. Модель для традиционных месторождений помогает выбрать технологию добычи с максимальным ЧДД только перебором.

Для сланцевой скважины прогноз цены полезен на 1 - 2 года, за это время добывается большая доля извлекаемых запасов. При более высоких ценах, оптимальный темп отбора  $m$  должен быть выше за счет выбора более технической эффективной, более дорогой технологии. При низких ценах нефти, альтернативой остановки бурения и освоения скважин, является применение более дешевой технологии, например, менее длинных горизонтальных стволов, чтобы получить пониженный оптимальный темп отбора  $m(p)$ . Кривая (15) – возрастающая, поэтому при увеличении темпа отбора  $m(p)$  оптимально увеличить КИН  $\omega(p)$ , и наоборот, при увеличении КИН нужно увеличивать темп отбора, т.е. значительно увеличить начальный дебит  $q^{(1)}$ .

В модели сланцевой добычи предполагается, что для каждой точки  $(m, \omega)$  кривой (15) можно подобрать реальную технологию, реализующую данный тип отбора  $m$ , КИН  $\omega$ , т.е. множество сланцевых технологий непрерывно. Если технологии дискретны, то появляется проблема подобрать технологию, ближайшую к оптимальной. Традиционные технологии естественно дискретны по числу скважин, но для больших месторождений можно считать их непрерывными.

## 5 Сравнение разработок с разными темпами отбора

Чем выше темп отбора  $m$ , тем быстрее падение добычи нефти. В частном случае экспоненты (5) мгновенное падение добычи  $q(t)$  в точности равно темпу отбора  $m$

$$(16) \quad \frac{q(t) - q(t + \Delta t)}{\Delta t} = q(t) \frac{1 - e^{-m\Delta t}}{\Delta t}.$$

приблизительно равно  $mq(t)$  при малых  $\Delta t$ .

Чем выше величина  $m \cdot \Delta t$ , тем больше ошибка в формуле (16).

В добыче традиционной нефти принято считать падение добычи нефти по переходящему фонду скважин год к году, т.е. принимают  $\Delta t$  равным году. Проблема в том, что при  $m > 5\%$  в год формула (16)

слишком неточна. Тем более велики ошибки в формуле (16) при  $\Delta t = 1$  год для сланцевой добычи. При расчетах добычи и экономики с дискретным шагом по времени для сланцевых месторождений следует перейти на  $\Delta t = 1$  квартал или даже  $\Delta t = 1$  месяц.

При другом подходе следует использовать формулы (4 - 5) непосредственно, т.е. делать расчеты в непрерывном времени.

Для интервала времени  $\Delta t$  равного одному году можно определить годовой темп отбора  $m_\Gamma$  как

$$(17) \quad m_\Gamma = \frac{V(t) - V(t + \Delta t)}{V(t)\Delta t},$$

где числитель дроби – это добыча нефти за год.

В формулах (4 - 5) используется понятие мгновенного темпа отбора  $m$ , как предел формулы (17) при  $\Delta t$  стремящемся к нулю. Имеем при  $\Delta t = 1$  год

$$(18) \quad m_\Gamma = 1 - e^{-m},$$

тогда

$$m = \ln(1 - m_\Gamma).$$

Связь величин  $m_\Gamma$  и  $m$  показана на рисунке 1. При  $m = 60\%$  величина  $m_\Gamma = 45\%$ , относительная ошибка 25%.

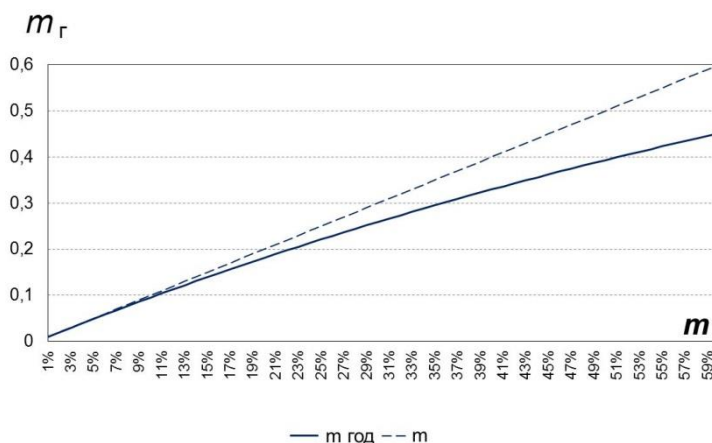


Рис. 1. Годовой темп отбора как функция от мгновенного

Хорошее приближение

$$m = \frac{q_{\text{сут}}(t)}{V(t)} \cdot 365 \text{ суток},$$

где  $q_{\text{сут}}(t)$  – добыча нефти на объекте за сутки, размерность  $[m] = \frac{1}{\text{год}}$ .

Также следует различать годовой коэффициент дисконтирования  $E_\Gamma$  и мгновенный коэффициент дисконтирования  $E$

$$\frac{1}{1 + E_\Gamma} = e^{-E}, \quad E = \ln(1 + E_\Gamma),$$

где  $\Delta t = 1$  год. Если  $E_\Gamma = 10\%$  в год, то  $E = 9,5\%$  в год. Если перепутать  $E$  и  $E_\Gamma$ , то ошибка достигает 15% за 30 лет.

Динамика добычи  $\frac{q(t)}{V(0)}$  для различных темпов отбора  $m$  показана на рисунке 2. В начальный момент величина  $\frac{q(0)}{V(0)}$  совпадает с величиной  $m$ , затем уменьшается пропорционально  $m$ . Площадь под каждой кривой равна 1, поэтому кривые пересекаются. Добыча на сланцевой скважине ( $m = 60\%$  в год) уже через 5 лет падает ниже, чем на традиционном месторождении ( $m = 4\%$  в год). За один год сланцевая скважина при  $m = 60\%$  добывает почти половину извлекаемых запасов, традиционная добыча за год изменяется незначительно. Соответствующие остаточные запасы  $\frac{V(t)}{V(0)}$  показаны на рисунке 3.

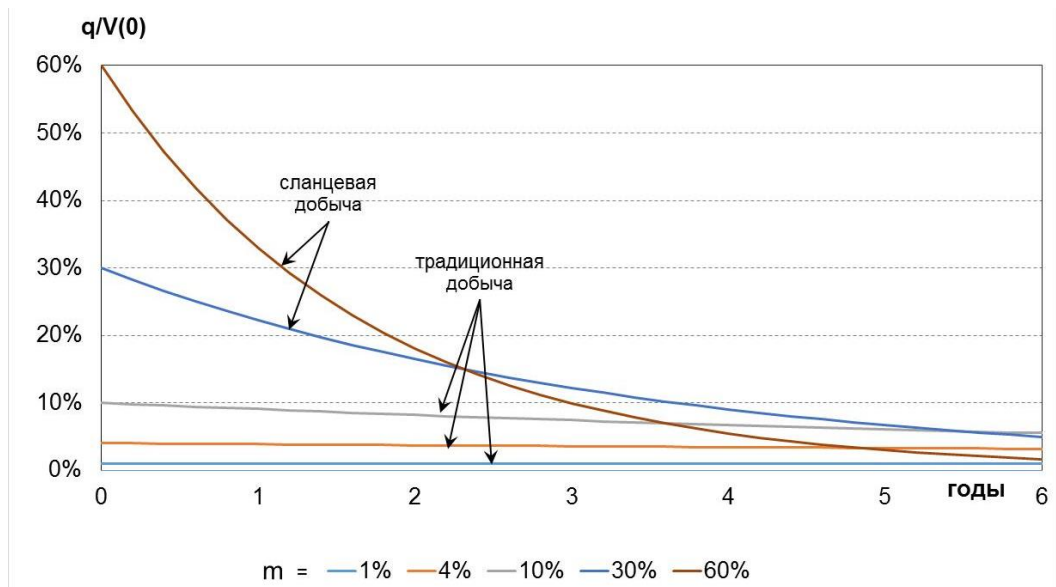


Рис. 2. Динамика добычи нефти

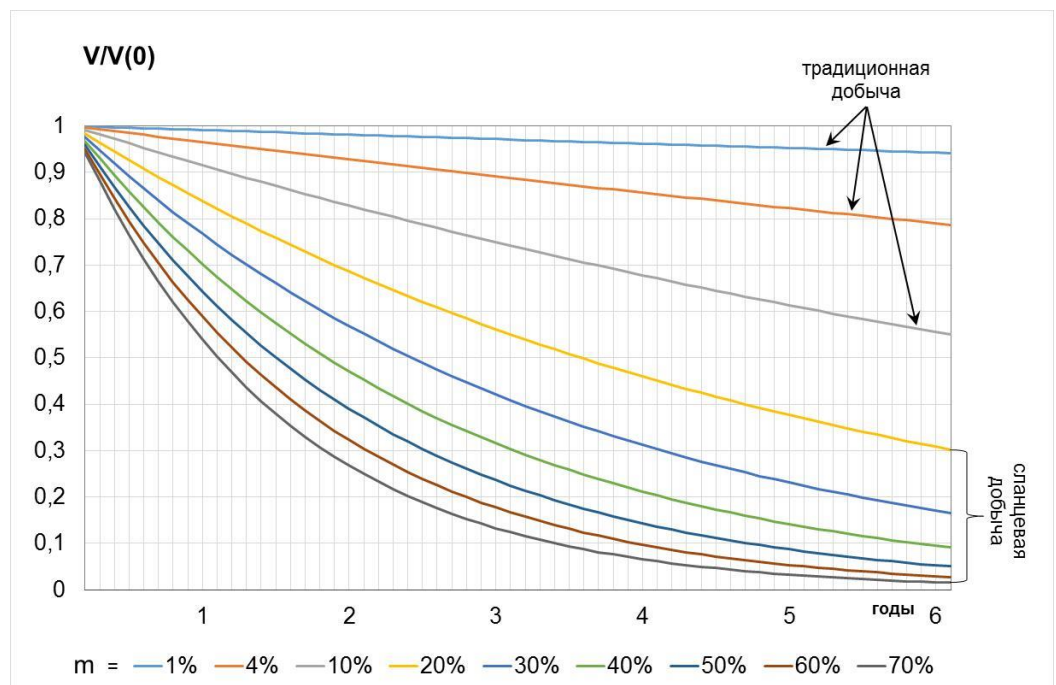


Рис. 3. Динамика остаточных запасов

В моделях существуют три экспоненты, каждая со своим коэффициентом падения:

- кривая, приведения к начальному моменту  $e^{-Et}$ ,
- кривая падения остаточных запасов  $V(t)$  и добычи нефти  $e^{-mt}$ ,
- кривая падения дисконтированной выручки  $e^{-(E+m)t}$ .

Чтобы получить простое уравнение для  $m$  надо принять

$$c(t) = c(0) \cdot e^{\gamma t(E+m)}, \quad p(t) = p(0) \cdot e^{\beta t(E+m)},$$

Если  $\gamma \leq \beta$ , то  $T = \infty$ , т.е. кривые  $p(t)$  и  $c(t)$  не пересекаются, иначе

$$T = \ln \left[ \frac{p(0)}{c(0)} \right] \cdot \frac{1}{(\gamma - \beta) \cdot (E+m)}, \quad \gamma > \beta.$$

Величина  $\frac{p}{c(0)}$  означает, во сколько раз цена превосходит удельные операционные затраты в момент наибольшего дебита нефти.

Если  $\beta > 0$ , то оптимальный темп отбора  $m(t)$  возрастающая функция, иначе  $m$  константа. Оптимальная константа  $m$  определяется формулой (7)

$$\text{где } p_{\text{ср}} = \frac{p(0)}{1-\beta} \cdot \left[ 1 - \left( \frac{p(0)}{c(0)} \right)^{\frac{\beta-1}{\gamma-\beta}} \right],$$

$$c_{\text{ср}} = \frac{c(0)}{1-\gamma} \cdot \left[ 1 - \left( \frac{p(0)}{c(0)} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma-\beta}} \right], \text{ при } T < \infty, \beta < 1, \gamma < 1,$$

$$\text{или } p_{\text{ср}} = \frac{p(0)}{1-\beta}, \text{ при } T = \infty, \beta < 1, \quad c_{\text{ср}} = \frac{c(0)}{1-\gamma}, \text{ при } T = \infty, \gamma < 1.$$

$$\text{При } \beta = 1, \gamma > 1, \quad p_{\text{ср}} = \frac{p(0)}{\gamma-1} \ln \left[ \frac{p(0)}{c(0)} \right],$$

На рисунках 4 – 9 показаны графики  $\frac{c_{\text{ср}}}{c(0)}$ ,  $\frac{p_{\text{ср}}}{p(0)}$ ,  $m$  и  $T$  в зависимости от  $\frac{p}{c(0)}$  и  $\gamma$ , при постоянной цене  $p$  ( $\beta=0$ ). Величины  $m$  и  $T$  посчитаны при  $E_r = 10\%$ ,  $c(0) = 1$ . Для традиционной добычи принято  $b = 3$ , для сланцевой добычи  $b = 0,9$ . Отметим слабую зависимость оптимального темпа отбора  $m$  от роста удельных операционных затрат  $\gamma$ . Сланцевой добыче свойственны более высокие темпы отбора и меньшие длительности разработки  $T$ .

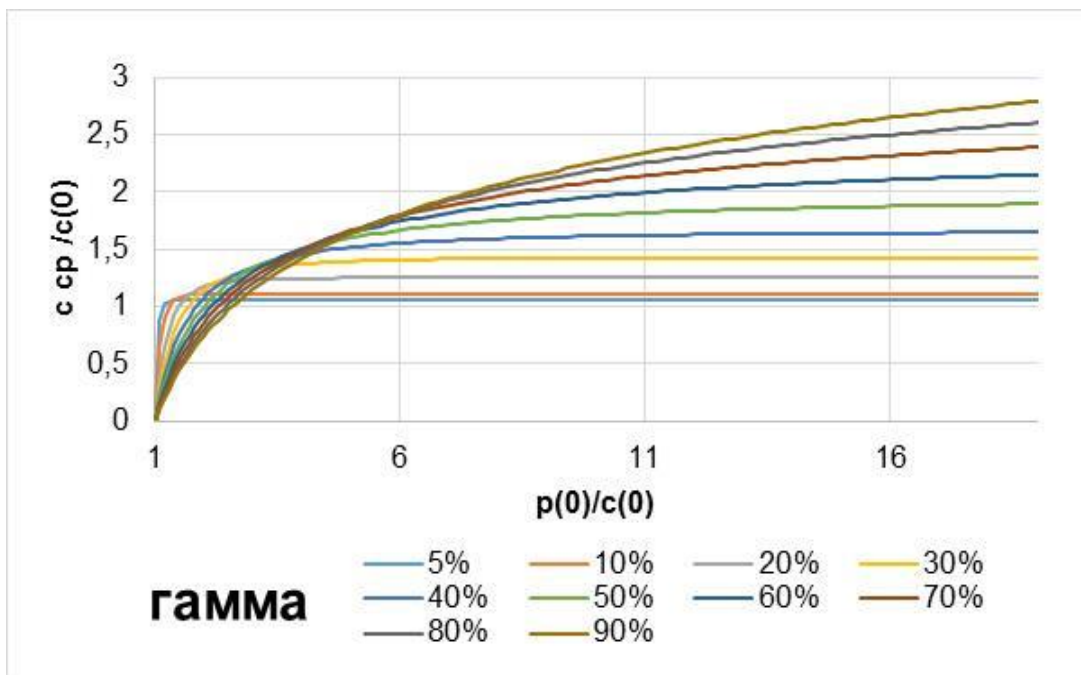


Рис. 4. Зависимость средних удельных операционных затрат от характеристик разработки

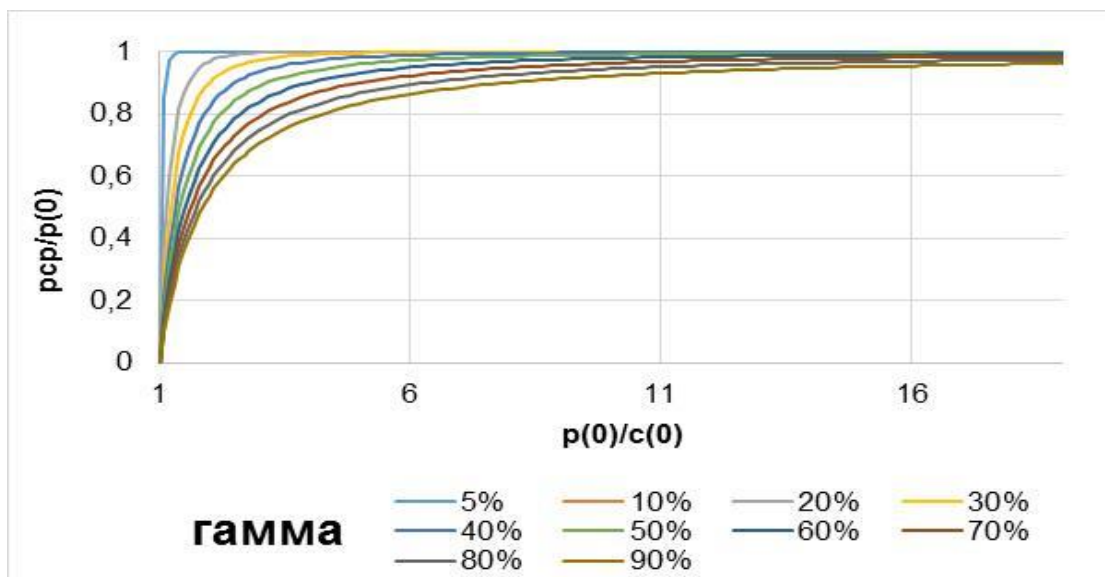


Рис. 5. Зависимость средней цены от характеристик разработки

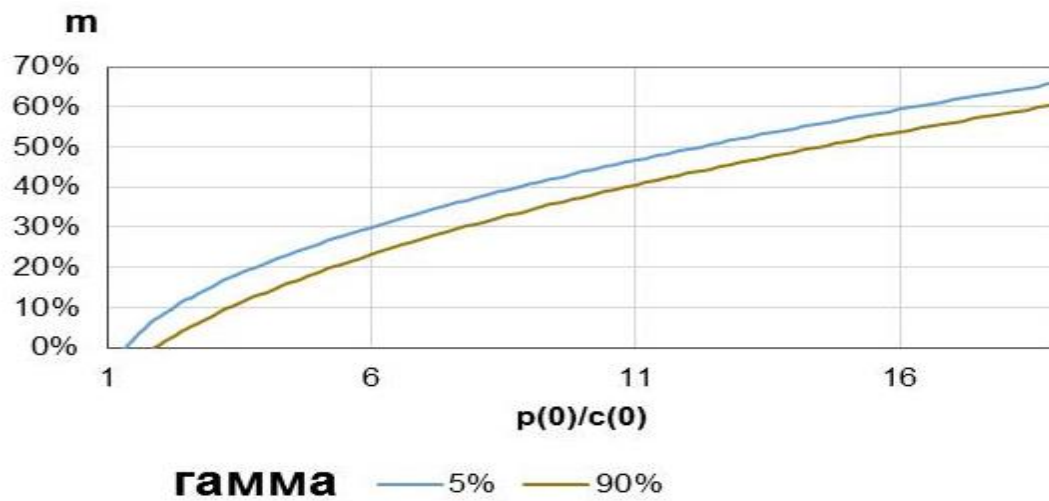


Рис. 6. Оптимальный темп отбора традиционной добычи

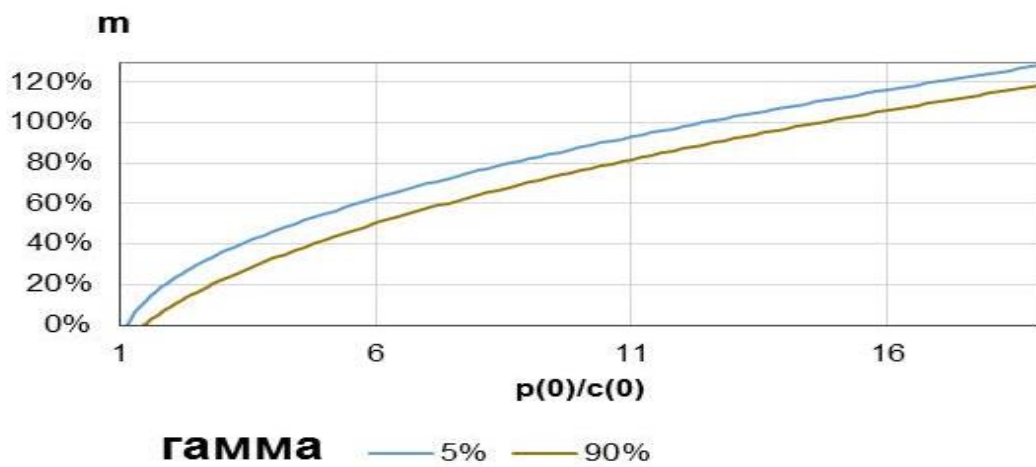


Рис. 7. Оптимальный темп отбора сланцевой добычи

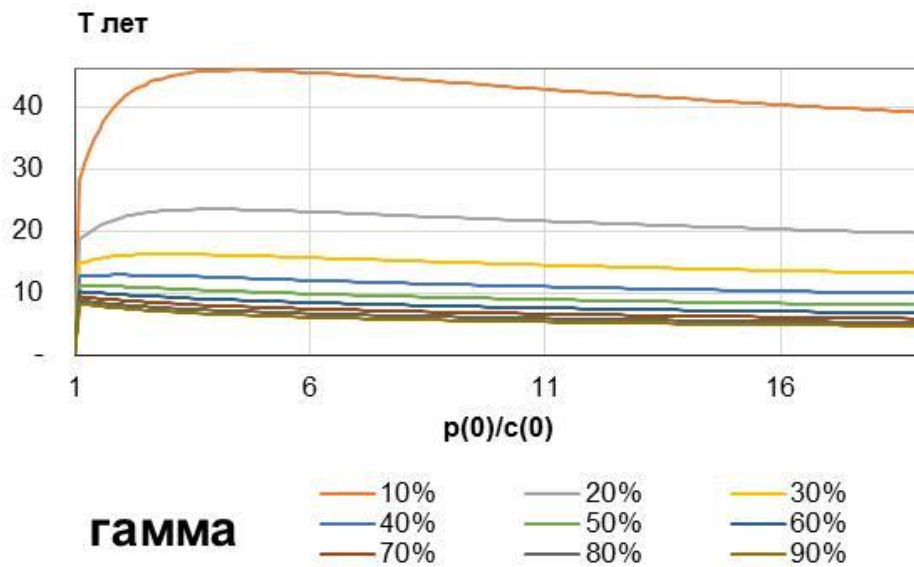


Рис. 8. Длительность разработки для традиционной добычи



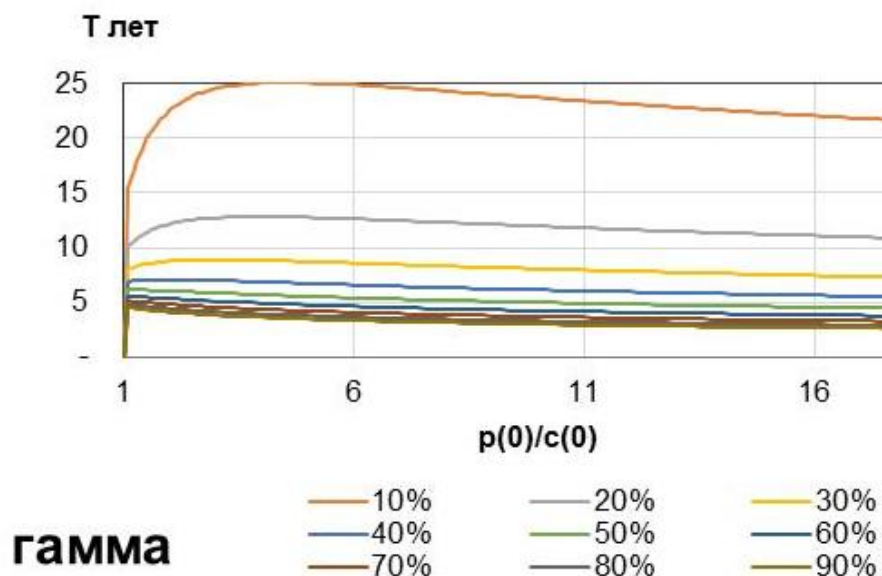


Рис. 9. Длительность разработки для сланцевой добычи

## Выводы

Агрегированные экономические модели добычи нефти (газа) позволяют оптимизировать проект разработки, причем оптимальный темп отбора зависит от экономических характеристик. Для оптимизации сланцевой добычи необходимо исследовать связь между затратами на воздействие на пласт (горизонтальное бурение, МГРП) и начальным дебитом и извлекаемыми запасами. Это можно сделать, обрабатывая фактические данные по сланцевым скважинам. На традиционных месторождениях тоже стали применять горизонтальное бурение и МГРП. Опыт моделирования сланцевой скважины может помочь оптимизировать воздействие на пласт на традиционных месторождениях.

## Литература

1. Лукьянов А.С. Учет замыкающей эффективности капитала при планировании добычи углеводородного сырья // Известия Академии наук. Энергетика. №4, 2010.
2. Lukyanov A.S. Oil recovery optimization for shale deposits. 2019 Twelfth International Conference "Management of large-scale system development" (MLSD) Year: 2019 | Conference Paper | Publisher: IEEE