

### РОЛЬ КРИВЫХ ПАДЕНИЯ ДОБЫЧИ ПРИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

С.Ю. Ковалев

*Работа посвящена вопросам перспективы экономики добычи сланцевой нефти в США на примере материалов нашумевшей в мае 2015 г. презентации известного финансиста Дэвида Айнхорна. Рассматриваются численные аргументы Айнхорна, позволяющие ему увидеть в сланцевой нефтедобыче США признаки «финансового пузыря». Внимательный анализ расчетов Айнхорна, выполненных в рамках стандартного метода дисконтированных денежных потоков, показывает, что в основе его наиболее спорных выводов может лежать завышенная примерно в полтора раза оценка величины капитальных затрат в себестоимости добываемой нефти, которая, в свою очередь, получена из-за неявного занижения ключевого параметра - темпа падения дебитов скважин. Если исправить эту ошибку, то результаты расчетов Айнхорна перестанут противоречить данным компаний и фактическим котировкам фондового рынка. Таким образом, выявлен некоторый разрыв между критическими заявлениями автора презентации и теми расчетами, на которые они опираются.*

*Автор считает, что ответ на ключевой вопрос дискуссии, спровоцированной работой Айнхорна в текущей экономической периодике, вопрос об «опционной ценности» запасов сланцевых углеводородов в недрах США, не может быть найден в рамках использованного Айнхорном детерминистского подхода, а требует применения формальных стохастических моделей.*

*Ключевые слова:* экономика нефтедобычи, сланцевая нефть, «финансовый пузырь», стоимостная оценка инвестиционных проектов, детерминированный подход, стохастическая модель.

*JEL:* L71, N52, Q41, Q47.

#### **Критика Айнхорна и растерянность экспертов.**

Презентация известного финансиста Дэвида Айнхорна на майской (2015 г.) конференции инвесторов в Нью-Йорке, посвященная перспективам американской сланцевой нефти [1], произвела впечатление на профессионалов рынка. Авторитетная «Файнэншл таймс» рекомендует ее в качестве «обязательного чтения для всех, кому интересны рынки энергоносителей» (essential reading for anyone interested in energy)<sup>1</sup>. Презентация представляет собой довольно традиционный набор претензий, которые инвесторы обычно предъявляют предпринимателям-«технарям», склонным не жалеть привлеченных средств ради осуществления задуманных ими проектов и забывающим о необходимой отдаче на капитал. Успех презентации показывает, как много подобных претензий накопилось у инвесторов в отношении американских нефтяных компаний, привлекающих деньги под финансирование сланцевых проектов.

Первый упрек касается той финансовой отчетности, которую нефтяники предоставляют инвесторам. По мнению Айнхорна, наблю-

дается склонность занижать издержки проектов, явное и неявное манипулирование такими показателями, как EBITDAX, и всяческие попытки избежать сопоставления предполагаемых чистых потоков наличности. Айнхорн подкрепляет свое мнение простым расчетом, основанным на восьмилетних данных о фактических денежных потоках в отрасли. Оказывается, крупные производители сланцевой нефти за это время потратили на приобретение прав и разработку запасов на 80 млрд долларов больше, чем выручили от продажи нефти. Айнхорн считает этот факт серьезным свидетельством того, что оставаться на плаву сланцевой отрасли позволяет только непрерывный приток капиталов, подозрительно похожий на финансовую пирамиду. Конечно, признает Айнхорн, приток капиталов в разработку запасов сланцевой нефти можно объяснить надеждами на будущий рост цен на нефть и на снижение затрат ввиду развития технологий добычи, но такие надежды следует обосновывать строгими расчетами. И он демонстрирует пример подобного расчета, выполненный по стандартным правилам анализа дисконтиро-

Ковалев Сергей Юрьевич (kovalev.2009@yahoo.com) - Ph.D. по экономике, научный сотрудник сектора экономических проблем Западно-Сибирского нефтегазового комплекса Института экономики и организации промышленного производства СО РАН.

<sup>1</sup> Ed Crooks. Shale looks more like dotcom boom than Lehman debt bubble. How David Einhorn flagged up important weaknesses in shale oil business model. The Financial Times May 6, 2015. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/b8345a94-f408-11e4-bd16-00144feab7de.html#axzz3ZY2qTSyV>

ванных денежных потоков. Предметом анализа является уже не отрасль в целом, а отдельная компания (Pioneer Natural Resources), точнее ее инвестиционная программа. Приняв в качестве ценового прогноза кривую цен фьючерсного рынка, а в качестве прогноза издержек - оптимистичные заявления самой компании, Айнхорн получает отрицательный ЧДД. Этот результат позволяет ему заявить, что деятельность нефтяников «уничтожает ценность» (destroys value), и что желающим инвестировать «в нефть» было бы проще и выгоднее вкладывать деньги в контракты фьючерсного рынка, а не в проекты по разработке запасов сланцевой нефти в недрах.

«Файнэншл таймс» считает, что аргументация Айнхорна может повлечь «далеко идущие последствия не только для инвесторов в нефтяные компании США, занимающиеся разведкой и добычей, но и для всего мира» (profound implications not just for investors in US exploration and production companies, but for the world). По сути, речь идет о том, следует ли финансовому рынку спохватиться и, пока не поздно, признать сланцевую нефть финансовым пузырем, готовым в любой момент лопнуть (a bubble that is about to burst), либо найти серьезные аргументы, почему отраслевая картина может оказаться не такой мрачной, как ее рисует господин Айнхорн. Пока главный аргумент сводится к тому, что критика Айнхорна основана на анализе прошлого, прежде всего на фактах финансовой истории сланцевой отрасли, тогда как инвесторы должны ориентироваться на будущее. А будущее, замечают эксперты, выглядит не таким уж плохим, если вспомнить, например, что на заемные деньги отраслью приобретались права на лицензионные участки, которые все еще могут быть разбурены в будущем, а также нарабатывались навыки рентабельной добычи. Кроме того, вплоть до осени 2014 г. баланс потоков наличности ведущих американских компаний, занятых в бизнес-сегменте «разведка и добыча», все время улучшался, и ожидалось, что он сможет достигнуть точки безубыточности уже в 2015 г. Хотя обвал цен на нефть сдвинул эту точку в более отдаленное будущее, из-за наблюдаемого сегодня резкого сокращения компаниями своих издержек она все еще выглядит вполне достижимой. Наконец, после провала до своего минимума в 43 долл./барр.

в марте этого года цены на сырую нефть США выросли в полтора раза и, по мнению многих экспертов, уже достигли такого уровня, при котором выгодно запускать новые проекты.

Итак, с одной стороны, Айнхорн предъявляет выполненный по стандартным правилам анализ дисконтированных денежных потоков, свидетельствующий о многомиллиардном завышении текущих рыночных котировок сланцевых нефтяных компаний. С другой стороны, приводятся общие рассуждения о том, что цены фьючерсов необязательно совпадают с ценовым прогнозом, что у мирового спроса на нефть остается нереализованный потенциал роста, что в будущем возможны перебои с поставками нефти из-за рубежа ввиду высоких геополитических рисков, и что будущие технологические новации обязательно позволят снизить капиталоемкость разработки запасов. Получается, что либо нефтяникам известен какой-то секрет о будущем, недоступный стороннему наблюдателю, и тогда к отрасли неприменимы стандартные критерии привлекательности инвестиционных проектов, либо «господин Айнхорн идентифицировал важные слабые места в бизнес-модели сланцевой нефти, чреватые новыми вероятными жертвами» (Mr Einhorn has identified important weaknesses in the shale oil business model, and there are likely to be further casualties).

**Возможное объяснение результатов, полученных Айнхорном.** Внимательное изучение самой презентации Айнхорна, а также расчетов, представленных на сайте его компании Greenlight Capital, показывает, что в основе ключевых выводов финансиста может лежать завышенная (примерно в полтора раза) оценка величины капитальных затрат в себестоимости добываемой нефти. А причиной такого серьезного завышения служит использование в расчетах заниженного значения ключевого параметра - темпа падения дебитов скважин при добыче сланцевой нефти. Если исправить эту ошибку в оценке исходных параметров модели, сохранив все остальные предположения автора, то противоречие между результатами его расчетов и котировками фондового рынка если не исчезнет совсем, то значительно ослабнет, и типичный сланцевый проект превратится из «уничтожающего ценность» во вполне прибыльный.

Учет естественного падения добычи является ключевой особенностью экономики нефтегазовых проектов, отличающей ее от стандартного инвестиционного анализа. На это неоднократно указывали и специалисты фондового рынка: «Серьезному, терпеливому и систематическому инвестору в ценные бумаги североамериканской нефтегазовой отрасли ... не нужны инсайдерские связи. Что нужно - это доступ к такой информации, как кривые падения добычи с детализацией по каждой скважине, по каждой зоне разработки, по каждому округу...»<sup>2</sup>. Учет вида кривых падения добычи необходим для правильной стоимостной оценки главного актива нефтегазовых компаний - запасов углеводородов в недрах, и поэтому странно, что в презентации Айнхорна этот параметр совсем не упоминается. Тем не менее в представленных Айнхорном расчетах он присутствует, хотя и неявным образом. Возьмем, например, Слайд № 41, иллюстрирующий, по замыслу автора, важность дисконтирования будущих денежных потоков при оценке активов компании Pioneer Natural Resources. Содержание этого слайда представлено в таблице 1.

Таблица 1

**Расчет отдачи на капитал, вложенный в приращение извлекаемых запасов углеводородов в недрах (на 1 барр. н.э.)**

|                                                                                             |                |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| Суммарный недисконтированный будущий поток наличности от добычи 1 барр. н.э. углеводородов* | 30,0 доллара   |
| Средневзвешенная норма отдачи на капитал (WACC)                                             | 8,4%           |
| Текущая стоимостная оценка будущих потоков наличности                                       | 16,3 доллара   |
| Капитальные вложения в расчете на 1 барр. н.э. извлекаемых запасов                          | - 20,7 доллара |
| «Уничтожение стоимости»                                                                     | - 4,4 доллара  |

\*Предположения: 50-летний временной горизонт; процентное соотношение нефти, газового конденсата и природного газа в добываемых углеводородах - как указано в Годовом отчете компании по форме № К-10, с. 38; ценовая динамика соответствует текущей кривой фьючерсных контрактов; учтено заявленное компанией 20%-ное сокращение издержек.

Источник: Слайд № 41 презентации Айнхорна и сопроводительный текст.

Читатель, не знакомый с экономикой нефтедобычи, может удивиться, каким образом в таблице 1 в результате дисконтирования 30 долларов по ставке 8,4% получилось 16 долларов. Действительно, если предположить равномерный 50-летний поток добычи при стабильной цене на продукцию, то текущая стоимостная оценка должна быть равна:

$$PV = \frac{\$30}{50} \times \frac{1 - 1,084^{-50}}{0,084} \approx 7 \text{ долл.}^3.$$

Следовательно, расчетный профиль добычи в данном случае не является равномерным. Дело в том, что главными производственными активами нефтяной компании являются запасы углеводородов в недрах, правами на разработку и добычу которых она обладает. Поскольку выбранные на разных месторождениях схемы разработки значительно отличаются друг от друга, а сторонним инвесторам требуется единый критерий сравнения различных проектов, постольку в качестве стандартной единицы измерения добываемой мощности в отрасли используется условный баррель «доказанных подготовленных к добыче извлекаемых запасов» (proved developed reserves). И удельные капитальные затраты рассчитываются в привязке к приращению извлекаемых запасов на 1 предельный баррель. При этом подразумевается, что этот предельный баррель будет извлечен на поверхность не сразу, а в течение продолжительного периода времени, в соответствии с некоторой монотонно убывающей кривой. Поскольку параметры кривой падения добычи определяются характеристиками конкретного месторождения углеводородов и значительно различаются между собой, постольку с экономической точки зрения предельный баррель приращения запасов на одном месторождении не эквивалентен такому же баррелю на другом месторождении. Если предположить, что в первом приближении все кривые падения добычи имеют экспоненциальный вид, то различие можно описать с помощью единственного параметра, так называемого «темпа до-

<sup>2</sup> There are discounted North American energy securities that can be bought by the serious, patient and systematic investor. You do not need insider connections; you do need to be able to look at information such as well-by-well, or zone-by-zone, or county-by-county, production decline curves, the availability of pipelines and processing plant, and the terms of transportation and marketing contracts. - John Dizard, 'Don't count your oil-country coups before they hatch'. Financial Times, February 20, 2015.

<sup>3</sup> Кроме того, 7 долларов - это завышенная оценка, так как Айнхорн предполагает не стабильную цену, а ценовую динамику, соответствующую возрастающей текущей кривой фьючерсных контрактов на нефть.

бычи»  $a$  ( $0 \leq a < 1$ ). Экспоненциальный вид кривой падения добычи предполагает, что ежегодно добывается некоторая фиксированная доля  $a$  имеющихся на начало года остаточных извлекаемых запасов. Следовательно, наличие на начало года  $t = 1$  одного барреля доказанных подготовленных к добыче извлекаемых запасов просто означает, что недропользователь может рассчитывать на бесконечный поток добычи вида

$$q_1 = a, q_2 = a(1 - a), q_3 = a(1 - a)^2, \dots, \text{ где } 0 \leq a < 1.$$

Параметр  $a$  играет в экономике нефтедобычи чрезвычайно важную роль, и поэтому удивительно, что о нем ничего не говорится в презентации Айнхорна. Однако не составит труда убедиться в том, что в своих расчетах Айнхорн неявно принимает темп добычи  $a$ , равным 10%. Дело в том, что приведенные в таблице 1 цифры основаны на расчетах Айнхорна, которые можно найти в Приложении к его презентации. Расчеты посвящены оценке эффективности некоторой условной программы капитальных вложений в разработку запасов, включающей начальный 20-летний период экспоненциального роста темпом 7,1% в год и последующий 20-летний период одинаковых ежегодных вложений. В результате осуществления этой программы имеет место долгосрочная 90-летняя динамика добычи с характерным «горбатым» профилем (см. рисунок). Айнхорн не поясняет, откуда берется этот профиль, но совместив график капитальных вложений с указанной в исходных данных капиталоемкостью извлекаемых запасов, равной 20,66 долл./барр. н.э., легко убедиться, что эти графики довольно точно соответствуют экспоненциальной модели с темпом добычи 10%. На рисунке пунктиром показан фактический профиль добычи, рассмотренный Айнхорном, а сплошными линиями - приростные профили добычи, соответствующие заявленной инвестиционной программе и экспоненциальной кривой падения добычи. Совпадение, конечно, не полное, но для целей нашего экономического анализа достаточно точное. Отклонения объясняются тем, что в реальности на более поздних эта-

пах работы скважин темп падения добычи значительно замедляется, в результате чего реальные кривые падения добычи получают более толстые «хвосты» и описываются более чем одним параметром<sup>4</sup>.

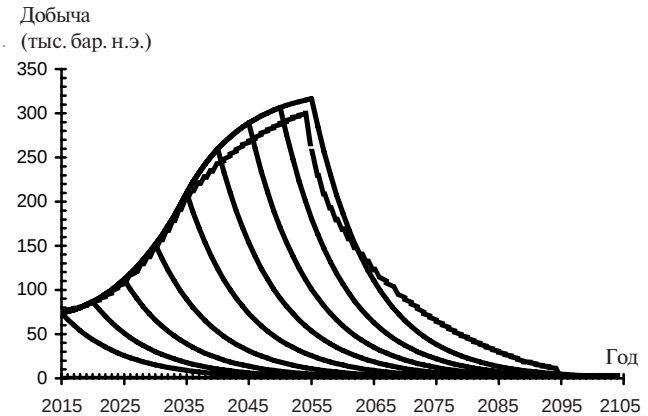


Рисунок. Кривые падения добычи при  $a = 10\%$

На рисунке пунктиром показан профиль добычи, рассмотренный Айнхорном, а сплошными линиями - составляющие его приростные экспоненциальные кривые падения добычи, соответствующие пятилетним интервалам инвестиций в разработку запасов.

Теперь мы готовы объяснить цифры, приведенные в таблице 1. Предполагая стабильную цену  $p$  и ставку дисконта времени  $i$ , суммарная недисконтированная выручка от будущей добычи 1 барреля извлекаемых запасов равна:

$$pa + pa(1 - a) + pa(1 - a)^2 + \dots = p.$$

Текущая (на момент времени  $t = 0$ , когда осуществляются капитальные вложения в создание добывающей мощности) стоимостная оценка будущих потоков выручки равна

$$\begin{aligned} & \frac{pa}{1+i} + \frac{pa(1-a)}{(1+i)^2} + \frac{pa(1-a)^2}{(1+i)^3} + \dots = \\ & = p \frac{a}{1+i} \cdot \left( 1 + \frac{1-a}{1+i} + \frac{(1-a)^2}{(1+i)^2} + \dots \right) = p \frac{a}{a+i}. \end{aligned}$$

Следовательно, отношение суммарной дисконтированной выручки к суммарной не-

<sup>4</sup> Например, в качестве обобщения экспоненциальной кривой падения добычи можно использовать гиперболическую кривую вида  $qt + 1 = qt(1 - a + abt)/(1 + abt)$ . Читателю предлагается самостоятельно подобрать значения параметров  $a$  и  $b$ , соответствующие профилю добычи из презентации Айнхорна.

дис-континированной выручке от будущих продаж добытых углеводородов равно  $a/(a + i)$ . Подставляя данные из таблицы 1, находим  $a$ :

$$16,3 \text{ долл.} = 30 \text{ долл.} \times a / (a + 8,4\%)$$

$$a \approx 10,0\%.$$

Таким образом, расчеты Айнхорна подразумевают неявное использование им значения темпа падения добычи, равного 10%. Это предположение играет ключевую роль в обосновании главного утверждения Айнхорна о том, что компания Pioneer Natural Resources «уничтожает стоимость» ввиду своей «отрицательной экономики»<sup>5</sup>, а поэтому заслуживает обидного определения «Mother-Fracker»<sup>6</sup>. Например, если в расчетах таблицы 1 принять значение параметра  $a$ , равным 18,6%, то текущая стоимостная оценка будущих потоков наличности превысит начальные капитальные вложения, и «экономика» станет вполне «положительной». Посмотрим, какое значение темпа падения добычи ближе к реальности.

С одной стороны, 10%-ный темп падения добычи считается типичной характеристикой североамериканских месторождений традиционной нефти<sup>7</sup>. С другой стороны, в соответствии с последним годовым отчетом Pioneer Natural Resources, «львиную» долю запланированных компанией на 2015 г. капитальных вложений составляют инвестиции в горизонтальное бурение и сопутствующую инфраструктуру на нефтеносных площадях Spraberry/Wolfcamp в Пермском бассейне на западе Техаса и Eagle Ford на юге штата, то есть в разработку запасов нетрадиционной, сланцевой нефти<sup>8</sup>. Практически в любой публикации, посвященной «сланцевому буму» в США, можно найти утверждение о том, что добыча сланцевой нефти фундаментально отличается от добычи традиционной нефти прежде всего тем, что падение дебитов скважин происходит гораздо быстрее<sup>9</sup>. Данные бурения говорят о том, что дебиты горизонтальных скважин при разработке сланцевой нефти Пермского бассейна и плеча Eagle Ford

в среднем за три года снижаются на 84%. Это соответствует 45%-ному годовому темпу падения добычи<sup>10</sup>.

Если в представленных в таблице 1 расчетах изменить значение показателя  $a$  с 10% на 45%, то заявленное Айнхорном «уничтожение стоимости» на сумму 4,4 доллара превратится в ее создание на сумму 4,6 доллара:

$$4,6 \text{ долл.} = -20,7 \text{ долл.} + 30 \text{ долл.} \times 45\% / (45\% + 8,4\%).$$

Объяснив и прокомментировав численные выкладки слайда № 41, перейдем к описанию пространственных многостраничных расчетов аналитиков компании Greenlight Capital, приведенных в Приложении к презентации. Если предположить экспоненциальную кривую падения добычи, то ключевые моменты этих расчетов можно свести в простую таблицу (см. таблицу 2). В строках (1), (3), (5) и (6) таблицы 2 указаны использованные Айнхорном исходные значения параметров издержек, основанные на финансовом отчете компании Pioneer Natural Resources. В строке (2) приведены два значения параметра «темпа падения добычи» - неявно использованная Айнхорном величина 10% и альтернативное значение 45%, более соответствующее реалиям сланцевой нефти. Вслед за Айнхорном мы рассматриваем два сценария будущей динамики цен и издержек - «базовый» и «благоприятный», что в сочетании с двумя значениями темпа добычи дает четыре варианта расчетов. Во всех этих расчетах важную роль играет переход от барреля *запасов* углеводородов в недрах к баррелю *потока* добычи, и обратно, с помощью множителя  $a/(a + i)$ . Так, этот множитель используется в строке (4) при вычислении показателя «капитальные затраты в составе себестоимости продукции» на основе показателя «капиталоемкость приращения извлекаемых запасов». Оба показателя имеют одинаковую размерность (долл./барр. н.э.), но разный экономический смысл. В строке (7) предполагаемая выручка от продажи 1 барреля добытых углеводородов сравнивается с суммарны-

<sup>5</sup> Комментарий Айнхорна к Слайду № 4 «Today I'm going to describe a ... situation with certain energy companies. These companies have negative development economics, meaning that aside from a few choice locations, they don't earn a positive return on capital». Его же комментарий к Слайду № 32 «We think that in the current environment Pioneer earns a negative economic return on its Capex».

<sup>6</sup> Комментарий Айнхорна к Слайду № 27: We call it the Mother-Fracker, but everyone else will know it as Pioneer Natural Resources.

<sup>7</sup> См., например, классическую работу Мориса Адельмана [2] или раздел 3.2 из известного учебника Фердинанда Бэнкса [3].

<sup>8</sup> Pioneer Natural Resources SEC Form 10-K, Annual report for the fiscal year ended December 31, 2014.

<sup>9</sup> Ed Crooks. US shale: What lies beneath, Financial Times, August 26, 2014.

<sup>10</sup> [http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2014/10/Drilling-Deeper\\_PART-2-Tight-Oil.pdf](http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2014/10/Drilling-Deeper_PART-2-Tight-Oil.pdf)

Таблица 2

Пересчет результатов вычислений Айнхорна, опубликованных в Приложении к его презентации, при различных предположениях о темпе падения добычи

|      | Расчет                                                                                                                                  | Базовый сценарий |         | Благоприятный сценарий |         |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|---------|------------------------|---------|
|      |                                                                                                                                         | a = 10%          | a = 45% | a = 10%                | a = 45% |
| (1)  | Капиталоемкость приращения извлекаемых запасов, долл./барр. н.э.*                                                                       | 20,66            | 20,66   | 20,66                  | 20,66   |
| (2)  | Годовой темп падения добычи a, в %                                                                                                      | 10,0             | 45,0    | 10,0                   | 45,0    |
| (3)  | Средневзвешенная годовая норма отдачи на капитал i, в %                                                                                 | 8,4              | 8,4     | 8,4                    | 8,4     |
| (4)  | Капитальные затраты в составе себестоимости продукции, долл./барр. н.э.<br>(4) = (1) × [(2) + (3)]/(2)                                  | 38,01            | 24,52   | 38,01                  | 24,52   |
| (5)  | Операционные издержки в составе себестоимости продукции, долл./барр. н.э.                                                               | 17,31            | 17,31   | 18,18                  | 18,18   |
| (6)  | Выручка от реализации добытых углеводородов, долл./барр. н.э.                                                                           | 47,15            | 47,15   | 61,05                  | 61,05   |
| (7)  | Чистый поток наличности от реализации добытых углеводородов,<br>долл./барр. н.э. (7) = (6) – [(5) + (4)]                                | – 8,17           | 5,31    | 4,86                   | 18,35   |
| (8)  | Текущая стоимостная оценка будущих потоков наличности от разработки извлекаемых запасов, долл./барр. н.э. (8) = (7) × (2) / [(2) + (3)] | – 4,44           | 4,47    | 2,64                   | 15,46   |
| (9)  | Создание/уничтожение стоимости в расчете на 1 затраченный доллар, долларов (9) = (8) / (1)                                              | – 0,21           | 0,22    | 0,13                   | 0,75    |
| (10) | Текущая стоимостная оценка будущих потоков наличности от разработки извлекаемых запасов, долларов за акцию                              | – 8              | 161     | 86                     | 238     |

\* Долларов за баррель нефтяного эквивалента углеводородов, добываемых компаниями.

ми издержками, которые включают капитальные и операционные затраты. Строка (8) таблицы 2 соответствует последней строке таблицы 1 и содержит текущую стоимостную оценку вложений в разработку предельного барреля запасов компании. Она представляет собой дисконтированную версию строки (7), причем в качестве фактора дисконтирования опять выступает множитель  $a/(a + i)$ . Результаты, приведенные в строке (8), говорят о некоторой натянутости категоричного утверждения Айнхорна об «уничтожении стоимости» компанией Pioneer Natural Resources. Если «отрицательная экономика» и имеет место, то только при базовом, то есть неблагоприятном сценарии, и при заниженном темпе добычи. В строке (9) эти же результаты представлены в виде значений показателя «добавленная стоимость на 1 вложенный доллар». Самое низкое значение соответствует базовому сценарию при  $a = 10\%$  и равно - 0,21. Очень близкое значение (-0,23) приводится Айнхорном без объяснений на слайде № 52. Самое высокое значение соответствует благоприятному сценарию при  $a = 45\%$  и равно 0,75. Опять же близкое значение (0,74) упоминается на слайде № 58 и является результатом расчета, представленного в апреле 2015 г. менеджерами самой компании Pioneer Natural Resources. Айнхорн не верит в эти цифры и обвиняет аналитиков компании в склонности завышать

оценки в интересах продавца (он называет их «bullish sell-side analysts»).

Наконец, в строке (10) таблицы 2 представлена еще одна интерпретация результатов вычислений Айнхорна, теперь в виде текущей оценки будущих денежных потоков в расчете на одну акцию (с поправкой на дебиторскую задолженность компании, на льготы по налогу на прибыль и т. п.). В презентации Айнхорна уделено немало внимания и сарказма сравнению полученных им самим «базовой» и «благоприятной» оценок (соответственно, - 8 и 86 долларов за акцию) с текущей котировкой фондового рынка (172 доллара за акцию). Это сравнение позволяет ему заключить, что компания явно, на десятки млрд долларов, переоценена рынком<sup>11</sup>. Однако изменив значение параметра  $a$  с «традиционных» 10% на «сланцевые» 45%, мы приходим к «базовой» и «благоприятной» оценкам, равным соответственно 161 и 238 долларам за акцию, что вполне вписывается в текущие котировки фондового рынка.

**Дополнительные замечания по поводу кривых падения добычи.** В защиту Айнхорна следует сказать, что имеются некоторые статистические данные, которые оправдывают выбор значения параметра  $a$ , равным 10%. Например, при экспоненциальной кривой падения добычи параметр  $a$  должен равняться отношению те-

<sup>11</sup> Комментарий Айнхорна к Слайду № 4: The share prices are very high and we believe are poised for a fall.

кущей годовой добычи к объему «доказанных подготовленных к добыче извлекаемых запасов» на начало года. Фактические значения этого показателя у компании «Pioneer Natural Resources» в 2011-2014 гг. были равны 12-13% по нефти, 9-11% - по конденсату и 9-10% - по природному газу. Такие значения соответствуют, скорее, вертикальному бурению на месторождениях традиционной нефти, чем горизонтальному бурению с интенсивным использованием гидроразрыва пласта при разработке запасов сланцевой нефти. Например, у мирового лидера по добыче сланцевой нефти компании EOG Resources (которую Айнхорн иронично называет «Father-Fracker»<sup>12</sup>) это соотношение по нефти равно 27%, а по всем углеводородам, включая газовый конденсат и природный газ, - 19%. Однако в своем последнем годовом отчете руководство компании «Pioneer Natural Resources» заявляет о том, что «представленные в отчете исторические данные нельзя считать индикатором будущих результатов ее деятельности» по причине происходящих в этой деятельности изменений. Изменения включают перенос добычи на новые участки недр, более интенсивное использование новых технологий, и в частности изменение вида кривых падения добычи<sup>13</sup>. Это заявление подкрепляется оценочным расчетом будущих потоков наличности, внимательное исследование которого позволяет заключить, что планируемый темп падения добычи лежит в интервале от 15 до 25%.

**Заключение.** В комментарии к своему слайду № 24 Айнхорн объясняет, почему, по его мнению, аргумент о «вложениях в будущее» (investing for growth) при обосновании выгоды инвестиций в сланцевую нефть является «фикцией» (fiction). «В отличие от многих видов бизнеса, где капитальные расходы работают на создание долговременного актива ... и многократно повторяющегося потока выручки, здесь они приводят к истощению активов, баррель за баррелем. Как только вы извлекли нефть из недр... все. Пуфф! Она ис-

чезла!»<sup>14</sup>. То есть, по мнению Айнхорна, нефтяники *занижают* данные о капиталоемкости своей продукции по причине недостаточного учета естественного падения добычи: «Игнорируется истощение запасов, ... и игнорируются капитальные затраты»<sup>15</sup>. Между тем мы показали, что возможно, все обстоит как раз наоборот: это Айнхорн *завышает* величину капитальных затрат в себестоимости нефти, предполагая недостаточно быстрое падение добычи. Айнхорн получает коэффициенты капиталоемкости запасов делением капитальных затрат на прирост запасов. Для того чтобы получить капиталоемкость добычи, эти коэффициенты надо умножить на величину  $(a + i)/a$ . Следовательно, чем выше темп добычи  $a$ , тем ниже капиталоемкость добываемой нефти.

И последнее замечание. Анализируя критику Айнхорна, мы оставались в рамках используемой им самим стандартной детерминистской модели дисконтированных денежных потоков. Было бы некорректным выйти за рамки этой модели и обвинить Айнхорна в недоучете фактора неопределенности при оценке акций нефтяных компаний, работающих на весьма волатильном рынке. Однако замечание Айнхорна о том, что «за котировками акций компании «Pioneer Natural Resources» нет ничего, кроме опционной ценности»<sup>16</sup>, говорит о его скептическом отношении к любому анализу с использованием стохастической модели реальных опционов, и вот это уже в корне неверно, особенно когда речь идет о сланцевой нефти. Тут играют роль два фактора. Во-первых, бурение и завершение скважин в нефтесодержащих сланцевых формациях обходится в миллионы - а не миллиарды - долларов. Во-вторых, как говорилось выше, большая часть нефтеизвлечения приходится на первые два или три года после начала добычи. В результате появляется возможность «включать» добывающую мощность, когда ценовой прогноз оправдывает это, и отключать в противоположном случае. По мнению отраслевых экспертов, как раз на-

<sup>12</sup> Авторский комментарий к слайду № 30 презентации.

<sup>13</sup> «Selected Oil and Gas Information» in Pioneer Natural Resources Company's SEC Form 10-K for the fiscal year ended December 31, 2014: <http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1038357/000103835715000010/0001038357-15-000010-index.htm>

<sup>14</sup> Комментарий к слайду №24: Unlike many businesses where investment spending works toward building a durable asset, a franchise value, and a recurring revenue stream, here the Capex goes toward reducing the assets one barrel at a time. Once you extract the oil from the ground... that's it. Poof! It's gone.

<sup>15</sup> Комментарий к слайду №24: Depletion gets ignored because it's not a cash item, and Capex gets ignored because it's funding future growth.

<sup>16</sup> Комментарий к слайду № 62: The company's equity has nothing more than option value.

личие этого, говоря специальным языком, «реального опциона на временное прекращение добычи», и «ставит с ног на голову традиционную модель нефтяных мегапроектов, которая предполагает миллиардные начальные капиталовложения, инвестиционные лаги продолжительностью в несколько лет и беззастановочную добычу вне зависимости от цены»<sup>17</sup>.

### Литература

1. **Einhorn D.** A presentation at the Ira Sohn investment conference. New York, May 4, 2015. URL: <https://www.greenlightcapital.com/926698.pdf>.
2. **Adelman M.A.** Mineral depletion, with special reference to petroleum // *The Review of Economics and Statistics*. 1990. Vol. 72. No. 1. P. 1-10.
3. **Banks F.E.** *Energy economics: a modern introduction*. Kluwer Academic Publishers, 2000.
4. **Hannesson R.** *Petroleum economics: issues and strategies of oil and natural gas production*. London: Quorum Books, 1998.

5. **Nind T.E.W.** *Principles of oil well production*. New York: McGraw-Hill, 1981.
6. **Adelman M.A., De Silva H., Koehn M.F.** User cost in oil production // *Resources and Energy*. 1991. Vol. 13. Iss. 3. P. 217-240.
7. **Лысенко В.Д.** Инновационная разработка нефтяных месторождений. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
8. **Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д.** Принципы выбора сети скважин на нефтяной залежи // В кн.: Влияние плотности сети скважин и их размещения на нефтеотдачу пластов. - М.: ВНИИОЭНГ. 1968.
9. **Ross J.G.** Risk and uncertainty in portfolio characterisation // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004. Vol. 44. Iss. 1-2. P. 41-53.
10. **Ferruh D.** Reserves estimation: the challenge for the industry // *Journal of Petroleum Technology*. 2007. Vol. 59. Iss. 5. P. 80-89.
11. **Рохлин С.М., Рыженков И.И., Фетисов А.А.** Экономика рационального использования нефтяных ресурсов недр. - М.: Недра, 1991.
12. **Stauffer T.** The economic cost of oil and gas production: a generalized methodology // *OPEC Review*. 1999. Vol. 23. Iss. 2. P. 173-195.
13. **Laughton D.** The management of flexibility in the upstream petroleum industry // *The Energy Journal*. 1998. Vol. 19. Iss. 1. P. 83-124.

<sup>17</sup> Luskin D.L. and Warren M. The Shale Boom Shifts into Higher Gear. *The Wall Street Journal*. May 31, 2015.

## THE ROLE OF PRODUCTION DECLINE CURVES IN THE ECONOMIC EVALUATION OF OIL SHALE RESERVES

Sergey Kovalev

*Author affiliation:* Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the RAS (Novosibirsk, Russia).

E-mail: kovalev.2009@yahoo.com.

The article considers economic prospects of shale oil extraction in the United States using the example of materials from the controversial May 2015 presentation of the famous financier David Einhorn. The author considers Einhorn's «statistical» arguments which allow him to see signs of a «financial bubble» in the US shale oil production. A careful analysis of these calculations carried out in the framework of the standard discounted cash flows approach, shows that behind his most controversial findings may lie the inflated by about half the estimate of the volume of capital costs in the oil production costs, which, in turn, was due to the implicit underestimation of the key parameter - decline of oil wells debit. Having corrected this error, Einhorn's calculations produce results that comply with both the companies' estimates and stock market valuations. Thus, was identified a slight gap between critical statements made by the author of the presentation and calculations they are based on.

It is the author's belief that the answer to the key question of the debate provoked by the publication in the current economic periodicals, the question of «option value» of reserves of shale hydrocarbons in the US, can not be found within a deterministic approach used in the publication that has sparked such a massive public outcry. On the contrary, it requires using formal stochastic models.

*Keywords:* economics of oil production, shale oil, «financial bubble», valuation of investment projects, deterministic approach, stochastic model.

*JEL:* L71, N52, Q41, Q47.

### References

1. **Einhorn D.** A presentation at the Ira Sohn investment conference. New York, May 4, 2015. Available at: <https://www.greenlightcapital.com/926698.pdf>.
2. **Adelman M.A.** Mineral depletion, with special reference to petroleum. *The Review of Economics and Statistics*, 1990, vol. 72, no. 1, pp. 1-10.
3. **Banks F.E.** *Energy economics: a modern introduction*. Kluwer Academic Publishers, 2000.
4. **Hannesson R.** *Petroleum economics: issues and strategies of oil and natural gas production*. London: Quorum Books, 1998.
5. **Nind T.E.W.** *Principles of oil well production*. New York: McGraw-Hill, 1981.
6. **Adelman M.A., De Silva H., Koehn M.F.** User cost in oil production. *Resources and Energy*, 1991, vol. 13, iss. 3, pp. 217-240.
7. **Lyenko V.D.** *Innovatsionnaya razrabotka nefyanykh mestorozhdeniy* [Innovation development of oil fields]. Moscow, ООО «Недра-Бизнесцентр» Publ., 2000. (In Russ.).
8. **Lyenko V.D., Mukhar'skiy E.D.** [Selection principles for well network of the oil in place]. V kn.: *Vliyaniye plotnosti setki skvazhin i ikh razmeshcheniya na nefteotdachu plastov* [Effect of well network density and their location on reservoir production]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1968. (In Russ.).
9. **Ross J.G.** Risk and uncertainty in portfolio characterization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, vol. 44, iss. 1-2, pp. 41-53.
10. **Ferruh D.** Reserves estimation: the challenge for the industry. *Journal of Petroleum Technology*, 2007, vol. 59, iss. 5, pp. 80-89.
11. **Rokhlin S.M., Ryzhenkov I.I., Fetisov A.A.** *Ekonomika ratsional'nogo ispol'zovaniya nefyanykh resursov nedr* [The economy of the rational use of oil resources of the subsoil]. Moscow, «Недра» Publ., 1991. (In Russ.).
12. **Stauffer T.** The economic cost of oil and gas production: a generalized methodology. *OPEC Review*, 1999, vol. 23, iss. 2, pp. 173-195.
13. **Laughton D.** The management of flexibility in the upstream petroleum industry. *The Energy Journal*, 1998, vol. 19, iss. 1, pp. 83-124.