

Аналитическое и численное исследование динамики добычи сланцевой нефти на американских месторождениях

Александр Маланичев, к.т.н., A_malanichev@list.ru

Приглашенный профессор РЭШ.

Аннотация

Добыча сланцевой нефти в США оказалась одним из определяющих факторов, которые привели к драматичному падению цен в 2014-2016 гг. В настоящей работе вводится дифференциальное уравнение, описывающее добычу нефти на сланцевых месторождениях в США и изучаются его аналитические и численные решения. Колоколообразная кривая Хабберта, которая описывает динамику добычи, одно из возможных решений этого уравнения. Одним из интересных следствий этого уравнения является возможность описания динамики производительности буровых установок колоколообразной кривой. Это означает, что производительность, которая сейчас возрастает, может достигнуть максимума и начать снижаться. Анализ эмпирических данных показывает, что точка максимума в производительности и добыче может быть достигнута к 2024 г. Это может быть объяснено истощением ресурсов и переуплотнением сетки скважин, что ведет к потере эффективности. Вторым важным следствием решения введенного дифференциального уравнения является зависимость объемов добычи нефти от ее цены. Таким образом, в модели добычи сланцевой нефти в США удалось совместить геологические и экономические факторы.

Ключевые слова: добыча сланцевой нефти, моделирование, производительность буровых установок.

1. Введение

Еще в первом квартале 2014 г. мировые цены нефти находились на уровнях, превышающих \$100/барр. Начиная с июля этого года цены начали снижаться, и среднегодовая цена WTI в 2015 г. составила \$49/барр. В 2016 г. цена может составить \$42/барр. В отличие от ситуации 2008 – 2009 гг., цены на нефть быстро не вернулись к докризисному уровню с ростом спроса. Настоящий период низких цен больше похож на ситуацию 30-летней давности. Падение цен в 80-х годах прошлого века было обусловлено избытком предложения нефти на мировом рынке и цены находились на уровне ниже среднего по экономическому циклу в течение почти 15 лет.

Считается, что текущий мировой кризис нефтяного рынка вызван динамичным ростом добычи нефти из традиционных и нетрадиционных месторождений [1]. Добыча нефти росла преимущественно на традиционных месторождениях Ближнего Востока и в сланцевых провинциях США. Так добыча сланцевой нефти в США выросла с незначительных объемов в 2007 г. до 5.47 млн барр./сут. в марте 2015 г. [2].

Кроме сланцевой нефти, падения цен в 2014 г. было вызвано ростом добычи нефти в Ираке и Ливии. Предложение нефти в Ливии выросло на 0.7 млн барр./сут. с июля по октябрь 2014 г. Хотя большая часть этого дополнительного предложения исчезло к концу года, «шок предложения» инициировал снижение цен. В последующие периоды цены на нефть снижались под давлением роста предложения нефти, укрепления курса USD и замедления роста мировой экономики.

Под сланцевой нефтью понимают легкую низкосернистую нефть, которая залегают в низкопроницаемых коллекторах [3]. Сланцевая революция в США стала возможной благодаря нескольким прорывным технологиям (гидроразрыв, горизонтальное бурение, и др.) и благоприятной бизнес-среде в США.

С одной стороны, падение нефтяных цен поставило небольшие нефтедобывающие компании в США на грань разорения. С другой – это способствовало росту эффективности и снижению себестоимости добычи. Например, себестоимость добычи на залежи Permian Midland упала с \$85 в 2013 г. до 39/барр. в 2016 г. [4]. Технологические, управленческие и финансовые инновации позволили стабилизировать работу компаний. Сокращение издержек обусловили рост сланцевой добычи и дальнейшее давление на цены нефти.

Новый источник предложения в США укоротил бизнес-цикл (от инвестирования до добычи) и сделал предложение нефти быстрореагирующим на изменение нефтяных цен. Ранее, в среднем, проходило около 5 лет между открытием месторождения и началом его эксплуатации. На сланцевых месторождениях это время сократилось в 10 раз. Нефтяные компании принимают решение о начале бурения через 1-3 месяца после подъема цен. Бурение занимает менее месяца. Заканчивание скважин требует еще 1-3 месяца. Таким образом, предложение сланцевой нефти США реагирует на рост цен со средним лагом в 3 месяца. Реакция может оказаться еще более быстрой, если заканчиваются пробуренные, но незаконченные скважины из запаса.

Благодаря быстрому развитию технологий, добыча сланцевой нефти в США продолжает превышать ожидания. Каждый год долгосрочные прогнозы добычи сланцевой нефти пересматриваются вверх. Например, в 2015 г.

прогнозировалось, что к 2020 г. добыча сланцевой нефти в США составит чуть меньше 5 млн барр./сут. [3]. С этой оценкой в целом согласованы прогнозы таких известных международных организаций как ОПЕК, EIA, IEA, BP. Наиболее свежие прогнозы указывают на 6 млн барр./сут. с потенциалом роста до 8 млн барр./сут. в долгосрочной перспективе [5].

Таким образом, добыча сланцевой нефти является одним из самых значительных факторов, существенно изменивших ситуацию на мировом рынке нефти. Главной целью этой статьи является анализ и прогноз добычи на американских залежах сланцевой нефти. В частности, исследовались аналитические и численные решения дифференциального уравнения, описывающего добычу.

Исследование, главным образом, опирается на данные отчета об эффективности бурения EIA [2]. В отчете собраны самые свежие данные о количестве активных буровых установок и их производительности для семи ключевых регионов добычи сланцевой нефти, отвечающих за 92% добычи.

2. Дифференциальное уравнение добычи сланцевой нефти

Изменения в добыче сланцевой нефти состоят из добычи из новых скважин, пробуренных в текущем месяце и снижения добычи из существующих скважин, пробуренных ранее, чем в рассматриваемом месяце. Этот баланс может быть описан с помощью обычного дифференциального уравнения первого порядка

$$\frac{dq}{dt} = e \cdot N - a \cdot q, \quad (1)$$

где q – объем добычи нефти, млн барр./сут.;

$e \cdot N$ – добыча нефти из новых скважин, млн барр./сут. Скважина считается новой по прошествии одного месяца после ее заканчивания;

e – производительность буровой установки, барр./сут. Она рассчитывается как количество баррелей нефти, добытых в течение месяца из скважин, пробуренных за это время одной буровой установкой;

N – число буровых установок, которые бурят новые скважины;

a – коэффициент снижения добычи.

Отличительной чертой сланцевой нефти является быстрое падение добычи из скважины – часто на 70% в первый год эксплуатации. Это отражается в повышенных значениях коэффициента снижения добычи по сравнению с традиционной нефтью. Чтобы компенсировать быстрое падение приходится бурить и заканчивать много новых скважин. Именно эта особенность делает сланцевую нефть столь отзывчивой на изменение цен.

Уравнение (1) может быть решено как аналитическими, так и численными методами. В данном разделе продемонстрировано, что колоколообразная кривая добычи Хабберта является частным решением этого уравнения. Для этого сделано два допущения. Во-первых принимается, что производительность бурения пропорциональна объему бурения (2), что объясняется работой «кривой обучения». В целом, рост производительности объясняется как циклическими, так и структурными факторами [4].

Структурный фактор производительности формируется благодаря улучшению технологий бурения и заканчивания скважин. Наиболее важные из них – горизонтальное бурение и многостадийный гидроразрыв.

Горизонтальные участки скважин становятся длиннее, количество стадий гидроразрыва – больше, используется более эффективная смесь пропанта и присадок к нему, многокустовое бурение и другие улучшения [6].

Циклические факторы роста производительности включают в себя выбор эффективных участков для бурения и сокращение времени заканчивания пробуренных скважин. Первый эффект проявился после падения цен на нефть, когда нефтяные компании стали сосредотачивать бурения на участках, богатых нефтью и с минимальной себестоимостью ее добычи.

Одновременно они оставили бедные участки с высокой себестоимостью, а также не стали заканчивать неэффективные скважины и поместили их в запас. Росту производительности также способствовало сокращение проблем с нехваткой бурового и другого нефтяного оборудования, а также повышение доступности буровых бригад. Ожидается, что циклические факторы исчезнут с ростом цены на нефть в ближайшие годы, что замедлит дальнейший рост производительности буровых установок или даже прекратит его. После того, как добыча достигнет пика, производительность начнет снижаться из-за истощения месторождений и переуплотненного расположения скважин.

Вторым важным допущением является то, что число активных буровых установок пропорционально накопленной добыче (Q). Из-за быстрого снижения профиля добычи, число буровых установок должно расти монотонно почти до конца периода добычи.

$$e = E_m \cdot q, \quad N = N_m \cdot Q, \quad E_m \cdot N_m = a/Q_m, \quad (2)$$

где E_m – коэффициент эффективности бурения;

N_m – коэффициент количества буровых установок;

Q_m – максимальная накопленная добыча;

Q – накопленная добыча, $q = dQ/dt$.

Подставляем (2) в (1)

$$\frac{dq}{dt} = a \cdot q \cdot \left(1 - \frac{2 \cdot Q}{Q_m}\right), \text{ или в интегральной форме } \frac{dQ}{dt} = a \cdot Q \cdot \left(1 - \frac{Q}{Q_m}\right). \quad (3)$$

Крайнее уравнение представляет собой известное уравнение Хабберта [7]. Решениями этих уравнений являются колоколообразная и S-образная кривые

$$q = Q' = \frac{a \cdot Q_m \cdot e^{-a \cdot t - b}}{(1 + e^{-a \cdot t - b})^2}, \quad Q(t) = \frac{Q_m}{1 + e^{-a \cdot t - b}}, \quad (4)$$

где a и b – эмпирические коэффициенты.

При $t = -b/a$ колоколообразная функция $q(t)$ достигает максимума, который соответствует точке перегиба логистической функции $Q(t)$. В этой точке добыта половина запасов нефти. Одной из основных идей статьи является мысль о том, что производительность буровых установок может не только расти, но и снижаться. Это вопрос эмпирически изучается в следующем разделе, где на основе статистических данных определяются коэффициенты (a, b, Q_m, E_m) и производительность аппроксимируется колоколообразной кривой.

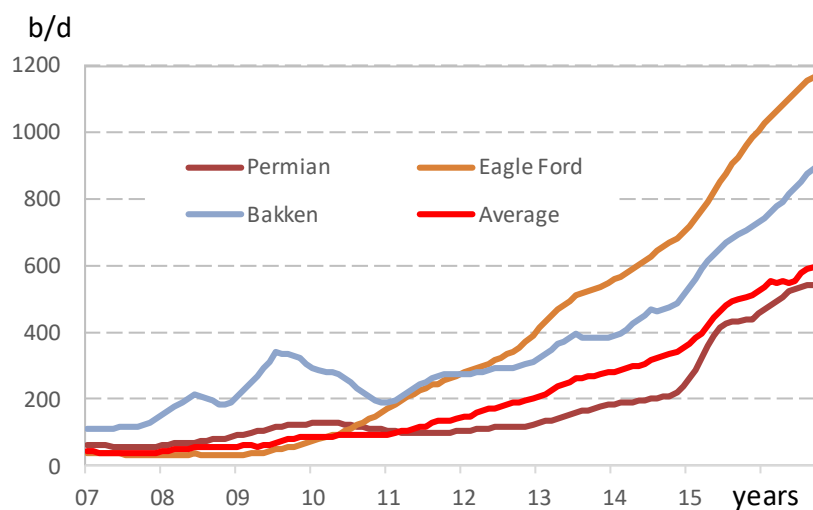
3. Эмпирический анализ производительности буровых установок

Производительность буровых установок является одним из ключевых факторов, влияющих на уровень добычи нефти на сланцевых месторождениях США и технически извлекаемые запасы. Начиная с 2007 г., производительность выросла в 15 раз и в среднем по рассматриваемым залежам к концу 2016 г. составила 600 барр./сут. на буровую установку и продолжает расти (Рис.1).

Геологические особенности залегания на разных месторождениях существенным образом различаются, как и время начала добычи на них. Все это определяет существенный разброс производительностей. Так на наиболее изобильной залежи Permian производительность близка к среднему значению – 550 млн барр./сут. Наибольшая производительность достигнута на залежи Eagle Ford – почти 1100 млн барр./сут.

Буровые установки, становясь эффективнее, бурят больше в единицу времени и ускоряют добычу при том же количестве буровых установок. В условиях высоких цен на нефть производительность росла благодаря «кривой обучения», т.е. классическому процессу распространения инноваций [8]. Начиная с конца 2014 г. рост производительности стал стимулироваться низкой ценой нефти.

Рис. 1. Производительность буровых установок на крупнейших полях США и средневзвешенное значение по 7 залежам [2]



Классический подход к распространению инноваций основан на использовании S-образных логистических кривых, которые в конечном итоге выходят на определенный уровень насыщения. Улучшение производительности на ранних стадиях использования технологий происходит медленно, поскольку еще не накоплено достаточно опыта и много времени тратится на изучения новых способов улучшения. Со временем ученые, инженеры, менеджеры и бизнесмены накапливают больше практического опыта, что приводит к ускорению роста производительности.

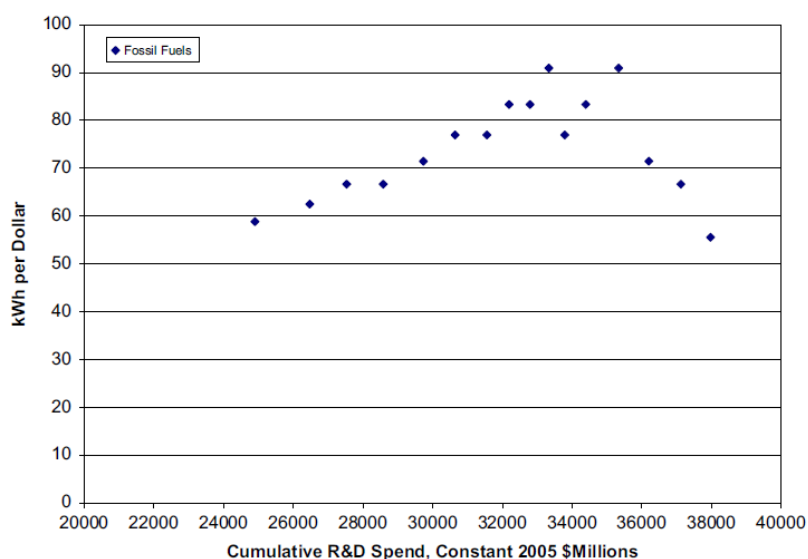
Разработчики технологий прикладывают свои усилия к направлениям максимальной отдачи. Однако, со временем начинает действовать закон убывающей полезности от усилий и развитие технологий достигают своих пределов роста, стоимость каждой единицы улучшений возрастает и S-образная кривая выполаживается. Подобные кривые технологических улучшений были задокументированы во многих отраслях, включая производство дисководов, автомобилей, кораблей, полупроводников,

вакуумных кинескопов, двигателей внутреннего и внешнего сгорания и т.д. [9].

Существует множество ограничений в использовании S-образных кривых в качестве предсказательных инструментов. Первое, редко, когда действительные пределы эффективности технологии известны заранее и между фирмами существуют существенные разногласия по этому поводу. Второе, форма S-образной кривой не высечена на граните. Неожиданные изменения на ранке, в технологии отдельных компонент, а также в дополняющих или заменяющих технологиях могут ускорить или замедлить жизненный цикл технологии [9].

К сожалению, S-образные кривые не описывают распространение инноваций во всех индустриях одинаково хорошо. Например, для ископаемых топлив (уголь, газ, нефть) технологии генерации энергии не выглядят как S-образные кривые, а скорее как колоколообразные кривые. В последние годы их эффективность ухудшилась из-за ограниченности и истощения ресурсов (Рис.2).

Fig. 2. Технологические кривые для ископаемых топлив: производительность технологий в киловатах в час на один USD в сравнении с затратами на исследования, 1990–2005 гг. [9]



Колоколообразная кривая для производительности буровых установок, теоретически введенная в разделе 2 может объяснена через взаимодействие циклического и структурного факторов производительности. Конечно, продолжительность роста производительности весьма неопределена. Однако циклический компонент рано или поздно приведет к изменению растущего тренда на ниспадающий. Так рост производительности от выбора наиболее «плодородных» участков скоро прекратится [8]. Участок может быть разбурен только однажды. Кроме того, рост производительности ограничен расстоянием между соседними скважинами. Переуплотнение сетки скважин ведет к снижению их эффективности.

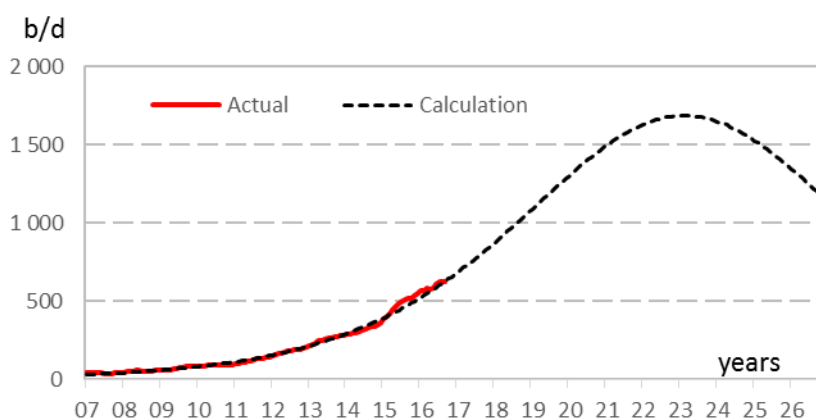
Эмпирические данные показывают, что соседние скважины могут негативно влиять друг на друга. Хотя нефть может добываться более интенсивно за счет более близкого расположения скважин, коэффициент извлечения нефти на одну скважину упадет и добыча на данном участке не вырастет [6].

Колоколообразная форма кривой производительности буровых установок может быть использована для прогнозирования динамики добычи и производительности. С этой целью эмпирические данные о производительности буровых установок за 2007-2016 гг. [2] были аппроксимированы уравнением (2) для e с колоколообразной кривой для q . Коэффициенты кривой были найдены с помощью метода наименьших квадратов. Процедура оптимизации была выполнена с использованием Excel Solver.

Процедура подгонки подобных кривых весьма неустойчива и оптимизируемая функция имеет множество локальных минимумов. Поэтому одни и те же данные могут быть аппроксимированы различными кривыми. Для нормализации вычислений в процедуру оптимизации было введено ограничение на суммарный объем добычи Q_m . В качестве ограничения была

взята оценка $Q_m = 64.7$ млрд барр [10]. Другая известная оценка недоказанных технически извлекаемых ресурсов в 78.2 млрд барр [11] выглядит несколько завышенной. Вычисления показали, что максимум производительности будет достигнут к 2024 г. на уровне $e_{max} = 1700$ b/d (Рис. 3).

Рис. 3. Производительность буровых установок на американских месторождениях сланцевой нефти в 2007-2026



Производительность буровых установок аппроксимируется колоколообразной кривой гораздо точнее, чем данные по добыче [12]. Это может быть объяснено более высокой эластичностью добычи к динамике цены нефти, по сравнению с эластичностью производительности.

В конце 2016 г., цена нефти WTI колебалась вокруг \$50/барр., а количество активных буровых установок устремилось к $N = 400$ единицы. Если взять это количество буровых установок в качестве долгосрочной оценки и перемножить с ожидаемой максимальной производительностью, то это дает $1700 \cdot 400 / 1000000 = 0.68$ млн барр./сут. новой добычи, приведенной к условиям 2024.

Стационарное решение дифференциального уравнения (1), определяемое условием $dq/dt = 0$, дает

$$q = e \cdot N / a. \quad (5)$$

Из уравнения следует, что новая добыча $e \cdot N$ равна объему снижения добычи из старых скважин $q \cdot a$. При текущем значении $a = 6\%$, потенциал объема американской сланцевой добычи может быть оценен как $q = 0.68/6\% = 11.3$ млн барр./сут. Эта величина принадлежит области возможных значений, приводимых в литературных источниках, например в [13].

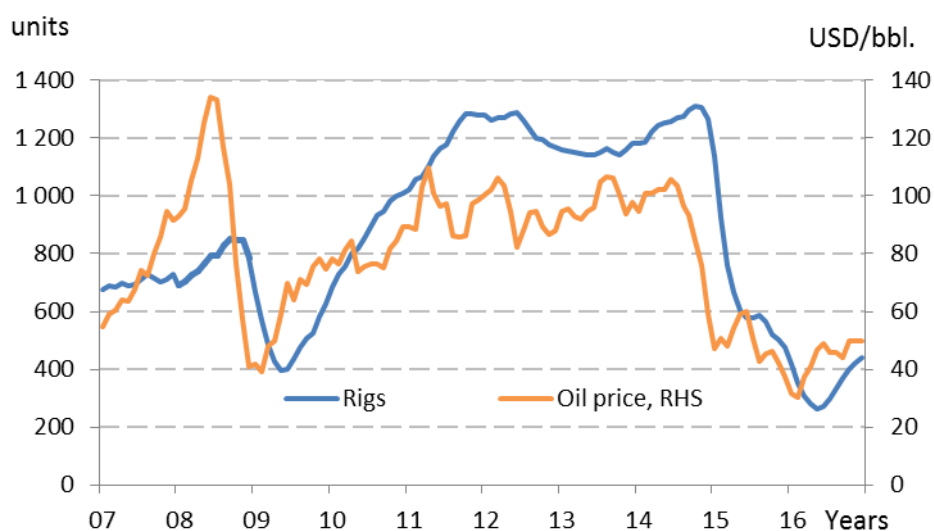
Стоит отметить, что на первых этапах роста добычи из нового источника, производительность буровых установок может быть аппроксимирована различными типами кривых (колоколообразной, S-образной, экспоненциальной) [14]. Однако, теоретические аргументы указывают именно на колоколообразную форму кривой. Кроме того, в данном исследовании использована одна из самых простых форм симметричных колоколообразных кривых. Применение несимметричной кривой, скорее всего, даст несколько иной результат [15].

4. Зависимость добычи сланцевой нефти от ее цены

Как указано в [12], наиболее перспективные модели добычи будут содержать физические и экономические факторы. Для введения в уравнение (1) экономических факторов, была использована корреляционная зависимость между количеством активных буровых установок и ценой нефти (Рис. 4).

Чем выше цена, тем больше буровых установок привлекается американскими операторами для бурения. Кривая, отображающая динамику буровых установок более гладкая, чем цены нефти, которая отстает от нее на несколько месяцев. Отставание объясняется временем, необходимым на принятие решения о бурении, переговорами с буровыми бригадами и с владельцами оборудования и доступностью финансирования. После того, как цены нефти начали снижаться в июле 2014 г., число буровых установок достигло пика в 1309 единицы в октябре того же года. Временный подъем цены весной 2015 г. также отразился на динамике числа буровых установок в виде августовского пика. Минимального значения количество буровых установок достигло в июне 2016 г. (274 единицы) и к концу года устремилось к 400 единицам.

Рис. 4. Число активных буровых установок на американских сланцевых формациях и цена нефти WTI в 2007-2016 гг. [2]

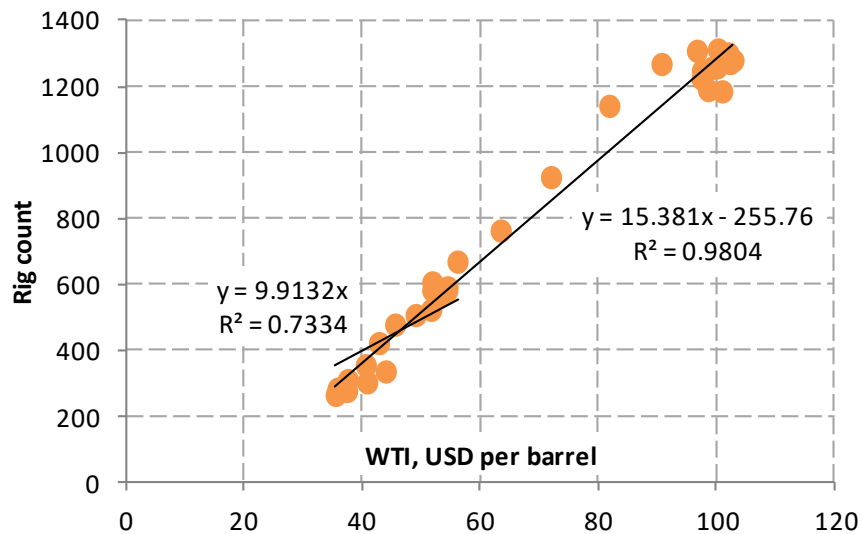


Линейная регрессия дает следующее соотношение между числом буровых установок N_t и ценой нефти \bar{p}_t в момент времени t (Fig.5).

$$N_t = 15.4 \cdot \bar{p}_t - 256. \quad (6)$$

Для отражения наиболее свежих тенденций, регрессионному анализу были подвергнуты данные за 2014-2016 гг. Коэффициент детерминации оказался весьма значительным $R^2 = 0.98$ и t -статистика указывают на статистическую значимость коэффициентов регрессии. Для снижения волатильности, цена была аппроксимирована 5-месячным скользящим средним $\bar{p}_t = \sum_{\tau=t-6}^{t-1} p_\tau / 5$. Осреднение помогает не только сгладить флуктуации цены, но и моделировать лаг между динамикой цены и буровых установок.

Рис. 5. Корреляция между количеством буровых установок и ценой нефти WTI (\bar{p}) [2]



В качестве упрощающего допущения также была рассчитана регрессия без константы

$$N_t = \gamma \cdot \bar{p}_t, \quad (7)$$

где эмпирический коэффициент $\gamma = 9.9$.

Если подставить уравнение (5) в (1) и принять $e = 600$ b/d and $a = 6\%$, то объем добычи сланцевой нефти в США выражается простой функцией, пропорциональной цене:

$$q = \frac{p}{k}, \quad (8)$$

где эмпирический коэффициент $k = 6\%/9.9/0.0006 \approx 10$ USD/(млн барр.²/сут.).

При среднегодовой цене WTI = \$43/барр. в 2016, формула (8) дает 4.3 млн барр./сут. добычи нефти на сланцевых месторождениях США к концу 2016 г. Эта простая эмпирическая формула очень удобна для быстрых оценок, как на коротком, так и на длинных горизонтах прогнозирования. Например, согласно [5], к 2030 добыча сланцевой нефти составит 8 mb/d. Этот же результат следует из формулы (8), если опираться на ожидания долгосрочной цены нефти в \$80/барр. [16]. Эта формула практически была использована при анализе стратегии Саудовской Аравии в противостоянии американским производителям сланцевой нефти, чему посвящена отдельная работа [17].

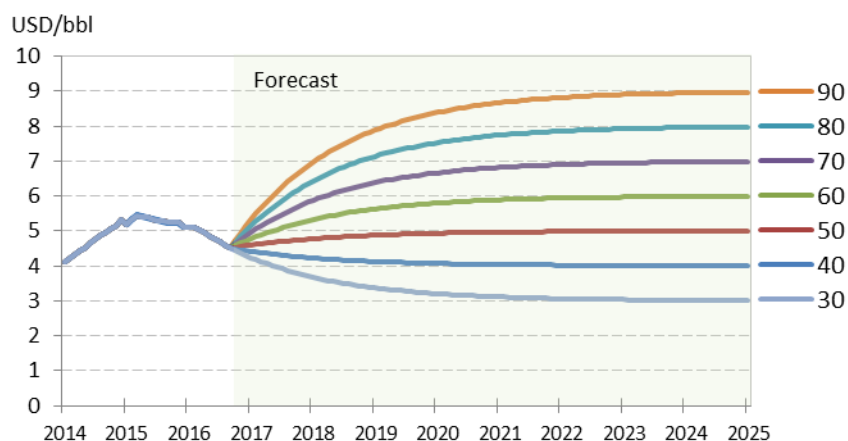
Эмпирический коэффициент k не является универсальной фундаментальной константой. Он изменяет свое значение вслед за изменением величин e , a and γ . На ранних этапах добычи сланцевой нефти эти изменения были весьма быстры и значительны. Приближение добычи к стационарным условиям делает этот коэффициент более стабильным и подходящим для долгосрочных оценок уровня добычи сланцевой нефти в США.

Формула (8) дает оценку потенциала добычи в стационарном состоянии, но не отражает траекторию движения к нему от исходного значения (q_0). Траектория движения может быть получена как решение задачи Коши для уравнения (1)

$$q = q_0 \cdot e^{-a \cdot t} + \frac{e \cdot N}{a} = q_0 \cdot e^{-a \cdot t} + \frac{p}{k}. \quad (9)$$

Траектории возможной динамики добычи сланцевой нефти в зависимости от уровня цены WTI представлены на Рис. 6. Коэффициент снижения добычи a представляет собой “характеристическое время”, которое необходимо для достижения стационарного состояния добычи при заданной цене. У других исследователей также можно найти подобные графические зависимости объемов добычи от цены [13].

Рис. 6. Уровни добычи нефти на сланцевых месторождениях США в зависимости от цены WTI



Формула (9) представляет собой приблизительное, асимптотическое решение дифференциального уравнения (1). В целом, развитие

аналитических решений дифференциального уравнения (1) видится важным и перспективным направлением изучения динамики сланцевой добычи. Они могут быть исследованы в отдельной работе, а в следующем разделе акцент делается на численных решениях этого уравнения.

5. Численное моделирование добычи сланцевой нефти

В данном разделе проводится численное моделирование добычи нефти на сланцевых месторождениях США на основе уравнения (1) и методами кривых падения профиля добычи. Этот набор методов представляет из себя инженерные эмпирические подходы, с помощью которых экстраполируются данные по добычи нефти и газа из отдельных скважин [12]. Эти модели успешно используются для прогнозирования запасов нефти и проявили себя как научно обоснованные, устойчивые и гибкие [18]. Модели различаются между собой, главным образом, видом функции, описывающей профиль падения добычи: экспоненциальная, степенная, гиперболическая и т.д.

К сожалению, в доступной научной литературе не удалось обнаружить явную связь между методами падения профиля добычи и оценками на основе колоколообразных кривых, и настоящая статья заполняет этот пробел. Для этого представим уровень добычи в текущем месяце как сумму профилей добычи от скважин, пробуренных в предыдущие месяцы. Экспоненциальная форма профиля добычи дает нам следующий результат:

$$q_t = \sum_{\tau=0}^t q_{\tau}^0 \cdot e^{a \cdot (t-\tau)+b}, \quad (10)$$

где $q_{\tau}^0 = e_{\tau-2} \cdot N_{\tau-2}$ – объем добычи из новых скважин в месяц τ ,

a и b – эмпирические коэффициенты. В среднем на бурение и заканчивание скважин отводится 2 месяца.

В случае использования степенной функции, объем добычи в текущем месяце выглядит следующим образом

$$q_t = \alpha \cdot \sum_{\tau=0}^t q_{\tau}^0 \cdot (t - \tau)^{\beta}. \quad (11)$$

Перегруппировка слагаемых и разложение экспоненциальной и степенной функций в ряд Тейлора приводит оба уравнения (10) и (11) к виду

$$q_t = (1 - a) \cdot q_{t-1} + q_{\tau}^0 = (1 - a) \cdot q_{t-1} + e_{t-2} \cdot N_{t-2}, \quad (12)$$

где $a \approx \alpha \cdot \beta$.

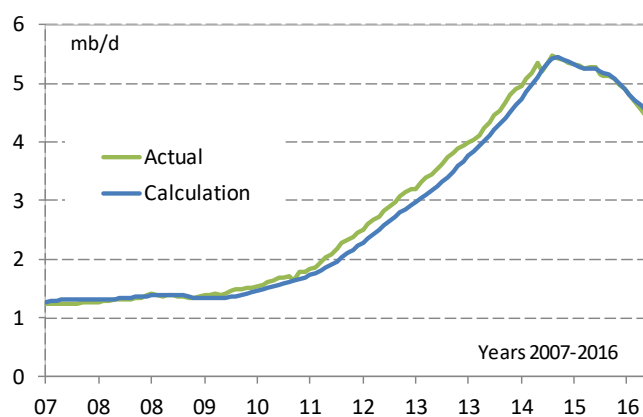
Это уравнение также является разностным аналогом дифференциального уравнения (1). Это доказывает связь между моделями падения профиля добычи и походами, опирающимися на аппроксимацию добычи колоколообразной кривой (4). Ведь, как доказано в разделе 2, колоколообразная кривая является решением уравнения (1).

Минимальная величина невязки метода наименьших квадратов для моделей (10-11) на эмпирические данные добычи сланцевой нефти в 2007-2016 гг. дает следующие значения эмпирических коэффициентов $a = 0.5\%$, $b = -3.3$, $\alpha = 0.13$, $\beta = -0.366$. Рисунок 7 отображает фактические и расчетные объемы добычи сланцевой нефти. Расчеты моделей 10 и 11 практически

неразличимы между собой, а решение разностного уравнения очень близко к фактическим данным.

Таким образом, наличие более чем 3-месячного лага между ценами на нефть и начальной добычей из скважин позволяет прогнозировать добычу сланцевой нефти на трехмесячный временной интервал вперед без дополнительных допущений о будущей динамике цены, изменения производительности буровых станков и скорости падения добычи. Высокую точность прогноза обеспечивает высокая и устойчивая корреляция между ценами и количеством буровых установок.

Рис. 7. Добыча нефти на сланцевых залежах США



6. Обсуждение и заключение

Добыча сланцевой нефти в США оказалась одним из определяющих факторов, которые привели к драматичному падению цен в 2014-2016 гг. Короткий инвестиционный цикл американской сланцевой индустрии превратил ее в новый регулятор цены на мировом рынке нефти, отодвинув ОПЕК на второй план. Таким образом, задача прогнозирования объемов добычи сланцевой нефти в США представляется весьма важной и актуальной, как для мировой, так и для российской экономики.

Объемы добычи нефти определяются несколькими группами факторов: геологическими, экономическими и регуляторными. К сожалению, в современной действительности, модели добычи нефти на крупных месторождениях или в рамках одного государства зачастую содержат одну из групп факторов и не учитывают остальные. В частности, существует ряд инженерно-геологических подходов к моделированию добычи с учетом исключительно геологических факторов. Суть моделей заключается в наборе гипотез относительно формы профиля добычи на протяжении жизни месторождения. Обычно это колокообразная кривая с той или иной формой несимметрии. Наиболее известным примером является кривая Хабберта, с помощью которой был удачно предсказан пик добычи в США.

Однако, эти подходы обладают рядом недостатков. Первое – у них слабое теоретическое обоснование. Профили добычи вводятся априорно, и с помощью математических процедур проверяется качество аппроксимации эмпирических данных. Второе – трудно указать научные работы, в которых показана связь этих кривых, например, с профилями добычи из отдельных скважин или другими микро-характеристиками месторождений. Третье – инженерно-геологические модели не учитывают экономические показатели, которые принципиальным образом влияют на динамику добычи. Одним из главных показателей является цены нефти, от которой напрямую зависят и объемы инвестиций и динамика добычи.

Если рассмотреть другую группу моделей – экономических, то в них чаще всего используются регрессионный анализ, и нет связи с геологическими факторами. Кроме того, динамика добычи сланцевой нефти является сравнительно молодым и динамично развивающимся явлением (статистика по добычи в США берет начало с 2007 г.). Возможно, поэтому в современной научной литературе ощущается недостаток описания качественных моделей

прогнозирования добычи на сланцевых месторождениях. Это пока является уделом банковских аналитиков и сотрудников консалтинговых компаний.

В настоящей работе сделана попытка ликвидировать перечисленные недостатки традиционных моделей, описывающих добычу нефти. Это было достигнуто за счет введения обобщенного дифференциального уравнения динамики добычи сланцевой нефти. Уравнение введено из простых соображений сохранения материального баланса нефти. Оно является уравнением первого порядка и, в зависимости от гипотез относительно его коэффициентов, позволяет учитывать разные факторы добычи нефти (геологические, технологические и экономические). Показано, что кривая Хабберта является частным решением этого уравнения. Таким образом, предложенное дифференциальное уравнение позволило получить следующие результаты:

- 1. Прогноз динамики роста производительности буровых установок на сланцевых месторождениях в США.** В традиционных отраслях распространение технологических инноваций, обеспечивающих рост производительности обычно описывается S-образными логистическими кривыми. В настоящей работе показано, что динамика производительности буровых установок может быть описана колокообразной кривой. Следовательно, производительность может не только расти, но падать. Это может происходить из-за истощения месторождений, выработки наиболее эффективных участков добычи, а также переуплотнения сетки скважин из-за чего теряется эффективность дальнейшего бурения новых скважин. Анализ эмпирических данных показывает, что пик производительности, также как и добычи сланцевой нефти в США, может быть достигнут к 2024 г. Кроме того, получена оценка извлекаемых запасов.

2. **Упрощенную формулу для оценки объемов добычи сланцевой нефти от цены WTI.** Цена введена в один из эмпирических коэффициентов уравнения за счет эконометрической оценки связи между количеством буровых установок и ценой нефти. Согласно полученной формуле объем добычи сланцевой нефти пропорционален цене WTI, деленной на 10.
3. **Прогноз добычи нефти на сланцевых месторождениях в США.** Было установлено, что цена WTI опережает добычу на 3-4 месяца. Это объясняется задержкой в принятии инвестиционного решения о бурении и заканчивании скважин, а также временем выполнения этих операций. Таким образом, можно говорить о высокой точности прогнозов добычи нефти на квартал вперед, которая определяется статистическими характеристиками модели и не зависит от допущений по быстро меняющимся экзогенным параметрам.
4. **Показать связь с моделями снижения добычи на отдельных скважинах.** Предложены несколько спецификаций моделей добычи сланцевой нефти исходя из возможных профилей снижения добычи из отдельных скважин. С помощью аналитического преобразования показано, что эти модели являются решением предложенного дифференциального уравнения. Показано, что численные решения этих уравнений дают очень близкие и приемлемые для прогнозирования объемов добычи сланцевой нефти результаты.

Список литературы

- [1] Baffes J, Kose, MA, Ohnsorge F, Stocker M. The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Responses. World Bank Group, 2015, PRN 15/01.
- [2] EIA. Drilling Productivity Report. November 2016.
- [3] Mănescu CB, Nuño G. Quantitative effects of the shale oil revolution. Energy Policy, 2015, 86, 855–866.
- [4] Rystad Energy. North American Shale Report, 2016.
- [5] BP Energy outlook, 2016.
- [6] Hughes JD. Drilling Deeper. A reality check on U.S. government forecast for a lasting tight oil & shale gas boom. Post Carbon Institute. 2014.
- [7] Hubbert MK. Techniques of prediction as applied to the production of oil and gas. In: Symposium on oil and gas supply modeling. Washington, D.C.: Department of Commerce, National Bureau of Standards; 1980.
- [8] IHS. US: The Lower 48 oil supply system adapted to survive. 2016, September 26.
- [9] Schilling, M.A., Esmundo, M., 2009. Technology S-curves in renewable energy alternatives: Analysis and implications for industry and government. Energy Policy 37, 5, 1767-1781.
- [10] BGR, Energy Study. Reserves, Resources and Availability of Energy Resources, 2015.
- [11] EIA, World Shale Resource Assessments. 2015, September 15.
- [12] Brandt AR. Review of mathematical models of future oil supply: Historical overview and synthesizing critique. 2010, Volume 35, Issue 9, 3958–3974.

[13] Southern C. U.S. Shale: Ready for a Rebound? PIRA Outlook, in U.S. Shale: Ready for a Rebound? Client Seminar, 2016, pp. 30-47.

[14] Patzek TW. Exponential growth, energetic Hubbert cycles, and the advancement of technology. Archives of Mining Sciences, 2008, Vol. 53, 2, 131-159.

[15] Semenychev VK, Kurkin EI, Semenychev EV. Modelling and forecasting the trends of life cycle curves in the production of non-renewable resources. 2014, Volume 75, 244–251.

[16] Wood Mackenzie. Global macro oils long-term outlook H1 2016, May, 2016.

[17] Malanichev AG. Analysis of Saudi Arabia strategy. The 9th Annual Conference “Contemporary Problems in Management: Exploring the Boundaries”, HSE, 2016.

[18] Clark, A.J., 2011. Decline Curve Analysis in Unconventional Resource Plays Using Logistic Growth Models / The University of Texas in Austin, August.