

Экономический журнал ВШЭ. 2018. Т. 22. № 2. С. 275–293.
HSE Economic Journal, 2018, vol. 22, no 2, pp. 275–293.

Сланцевая нефть: потенциал добычи как функция ее цены

Маланичев А.Г.

В работе предложен новый подход к краткосрочному прогнозированию добычи нефти на сланцевых месторождениях в США. Он основан на аналитическом решении дифференциального уравнения добычи. Введено понятие потенциала добычи, которое соответствует экспоненциальной, гармонической и гиперболической кривым снижения базовой добычи из отдельной скважины. Потенциал добычи оценивается с помощью стационарного решения дифференциального уравнения. Его значение отвечает на вопрос, какой объем добычи будет достигнут с течением времени при прочих равных условиях (постоянном количестве буровых установок, их производительности и скорости снижения базовой добычи).

Показано, что добыча на сланцевых месторождениях США наилучшим образом описывается гармоническим потенциалом с лагом в 6 месяцев. Использование данного потенциала позволяет свести дифференциальное уравнение добычи к уравнению Риккати и выразить решение задачи Коши в элементарных функциях.

Устойчивость предложенного метода прогнозирования добычи исследована с помощью анализа чувствительности к изменению цены нефти марки WTI. Установлено, что потенциал и объем добычи сланцевой нефти пропорциональны квадратному корню из количества буровых установок и, значит, цене нефти. Это может свидетельствовать о некотором завышении ожиданий роста добычи сланцевой нефти исследователями, которые используют линейные модели и, следовательно, занижении ожиданий роста цены на нефть.

Точность прогноза объемов добычи оценена на ретроспективной выборке с января 2015 г. по март 2017 г. Среднемодульная ошибка прогноза для 6- и 12-месячного горизонтов составила 1,5% и 3,3% соответственно. Эти характеристики на 45% лучше, чем точность, достигнутая с помощью прогноза на данных EIA.

Ключевые слова: добыча; сланцевая нефть; прогноз; дифференциальные уравнения.

DOI: 10.17323/1813-8691-2018-22-2-275-293

Маланичев Александр Григорьевич – к.т.н., приглашенный профессор Российской экономической школы. E-mail: a_malanichev@list.ru.

Статья поступила: 20.03.2018/Статья принята: 23.05.2018.

1. Введение

Несмотря на стремительное развитие «зеленых» технологий, нефть остается одним из главных энергоносителей, который обеспечивает поступательное развитие мировой экономики. Во времена высоких цен на нефть еще несколько лет назад затраты на разведку и добычу составляли до 4% мирового ВВП. Страны-экспортеры получали более 1 трлн долл. в год за поставки нефти и использовали эти средства на развитие инфраструктуры, модернизацию производства и увеличение благосостояния граждан [Woetzel et al., 2017].

Ситуация оказалась противоположной после начала снижения цен на нефть в середине 2014 г. Это привело к замедлению развития экономик стран ОПЕК и России, ослаблению роста инвестиций в экономике США и низкой инфляции в развитых странах [Husain et al., 2015].

Считается, что существенную роль в падении нефтяных цен сыграл рост добычи нефти на сланцевых месторождениях в США [Baffes et al., 2015]. Развитие добычи сланцевой нефти вызвано рядом экономических, технологических, геологических и институциональных факторов, которые в комбинации обусловили «сланцевую революцию» в США, начавшуюся еще в период высоких цен на нефть (до 2014 г.). В частности, существенный прогресс был отмечен в развитии таких технологий, как горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта, 3D-сейсмика.

Сочетание высоких цен на нефть и падения себестоимости добычи под напором совершенствующихся технологий с 2012 г. привели добычу нефти на сланцевых месторождениях в США в фазу активного роста. В 2014 г. объем добычи превысил 4% мирового рынка, а в марте 2015 г. она достигла пика в 5,47 млн барр./сут. Рост предложения нефти в США и в странах ОПЕК, а также ряд других факторов, привели к стремительному падению цены нефти марки Brent с 110 долл./барр. в начале 2014 г. к 30 долл./барр. в январе 2016 г. [Маланичев, 2017в].

Падение цены нефти ниже себестоимости ее добычи ударило по производителям нефти в США. Объемы добычи на сланцевых месторождениях США стали снижаться и достигли локального минимума в 4,75 млн барр./сут. в декабре 2016 г.

После этого ситуация изменилась, и повышение цены нефти во второй половине 2016 г. транслировалось в рост инвестиционной активности в виде увеличения числа работающих буровых установок в США и последующее ускорение добычи нефти с начала 2017 г.

Таким образом, добыча сланцевой нефти является одним из ключевых факторов, который влияет на баланс мирового рынка нефти и ценообразование на нем. Динамичное изменение цены нефти оказывает существенное влияние на мировую экономику через объемы инвестиций, инфляцию, потребление нефтяной отрасли и ряд других механизмов [Jan van de Ven, Fouquet, 2017; Ratti, Vespignani, 2016]. В этой связи математическое моделирование объемов добычи нефти на сланцевых месторождениях США является одной из актуальных экономических задач.

2. Основные подходы к моделированию добычи нефти

В научной литературе, посвященной вопросам добычи сланцевой нефти в США, встречаются как обзорные работы [Curtis, 2015; Горячева, Миловидов, 2016; Hughes, 2016],

так и статьи с описанием математических моделей добычи [Lasky, 2016; Bjørnland, et al., 2016; Золина, 2014]. В табл. 1 приведена классификация различных подходов к моделированию предложения как традиционной, так и нетрадиционной нефти.

Таблица 1.

Основные подходы к прогнозированию добычи нефти

Подход	Характеристика подхода и примеры
Подгонка кривой снижения базовой добычи из скважины	Прогноз добычи из отдельных скважин. Учитываются геолого-технологические факторы [Arps, 1944; Zhang et al., 2015]
«Снизу-вверх» или суперпозиция кривых снижения базовой добычи	Прогноз добычи по месторождению (вторая и последующие строки таблицы). Могут учитываться геолого-технологические, экономические факторы и планы по вводу новых участков [Sorrel et al., 2009; Kleinberg et. al., 2018]
Подгонка колоколообразной кривой	Долгосрочный прогноз добычи на месторождении. Учитываются геолого-технологические факторы [Van Ostrand, 1925; Hubbert, 1956; Semenychev et. al., 2014]
Эконометрический	Прогноз с учетом экономических факторов [Kaufmann, Cleveland, 2001; Афанасьев, 2016]
Комбинированный	Сочетает подгонку колоколообразной кривой с экономическими факторами [Benes, 2012; Золина, 2014]
Дифференциальное уравнение добычи с запаздывающим аргументом	Учитываются экономические и технологические факторы. Позволяет получать аналитические решения и анализировать условия возникновения экономических колебаний добычи [Маланичев, 2018]
Оптимальное планирование	Решение задачи оптимального планирования добычи с учетом временной стоимости денег [Hotelling, 1931; Bai, Okullo, 2018]
Системно-имитационный	Учитывает множество связей между факторами и имитирует принятие инвестиционных решений производителями нефти [Эскин, 1989; Davidsen, 1990; Эдер, 2015; Узяков и др., 2015]

Источник: [Brandt, 2010], составлено автором.

Классическим подходом «снизу-вверх» к описанию добычи нефти на месторождении является суперпозиция кривых добычи из отдельных скважин [Sorrel et al., 2009; Kleinberg, 2018]. Объем добычи нефти $q(t)$ в момент времени (месяц) t вычисляется как сумма объемов добычи из групп скважин, пробуренных в текущем ($\tau = 0$) и предыдущих месяцах ($\tau > 0$):

$$(1) \quad q(t) = \sum_{\tau=0}^t q_{\tau}(t - \tau).$$

Структурно модели различаются между собой, главным образом, видом функции, описывающей кривую снижения базовой добычи $q_t(t - \tau)$ из группы одновременно пробуренных скважин. Эти функции могут задаваться как эмпирически, так и аналитически, например, использовать экспоненциальные, гармонические гиперболические и другие виды кривых добычи (табл. 2), которые являются решением уравнения (2) с соответствующей правой частью.

$$(2) \quad \frac{dq}{dt} = -\varphi(q),$$

где $\varphi(q)$ – скорость снижения базовой добычи.

Таблица 2.

**Кривые и скорости снижения добычи нефти из отдельной скважины,
а также потенциал добычи**

Название кривой	Скорость снижения базовой добычи, $\varphi(q)$	Динамика снижения базовой добычи, $q(t)$	Потенциал добычи, q_p
Экспоненциальная	$b \cdot q$	$q_0 \cdot e^{-bt}$	$e \cdot N / b$
Гармоническая	$b \cdot q^2$	$\frac{q_0}{1 + b \cdot q_0 \cdot t}$	$\sqrt{e \cdot N / b}$
Гиперболическая	$b \cdot q^{a+1}$	$\frac{q_0}{(1 + b \cdot a \cdot q_0^a \cdot t)^{1/a}}$	$a+1 \sqrt{e \cdot N / b}$

Источник: [Arps, 1944], составлено автором.

В таблице использованы следующие обозначения: t – время, месяцы; q_0 – добыча нефти из новых скважин в первый месяц, млн барр./сут.; a, b – положительные эмпирические коэффициенты скорости снижения базовой добычи; для гиперболического закона $0 < a < 1$.

Эмпирические коэффициенты a и b на заданном временном интервале можно найти с помощью регрессионного анализа фактических данных по объемам добычи q и скорости снижения базовой добычи φ :

$$(3-1) \quad \text{Экспоненциальная } \varphi_t = b \cdot q_t,$$

$$(3-2) \quad \text{Гармоническая } \varphi_t = b \cdot q_t^2,$$

$$(3-3) \quad \text{Гиперболическая } \ln \varphi_t = \ln b + a \cdot \ln q_t.$$

В терминологии Американской энергетической администрации [EIA, 2018a], на чьи данные опирается исследование, скорость снижения базовой добычи обозначена

как Legacy Production Change. Экспоненциальная кривая снижения добычи напрямую следует из физического закона фильтрации жидкости в пористых средах [Clark, 2011] и хорошо описывает добычу из скважины на месторождении традиционной нефти. Добыча из скважины на сланцевом месторождении в США наилучшим образом описывается гармонической и гиперболической кривыми. Для иллюстрации этого на рис. 1 в логарифмической шкале приведены кривые падения добычи типовой скважины на залежи Permian за последние несколько лет. Данные взяты из дополнительных материалов к Drilling Productivity Report EIA [EIA, 2018a].

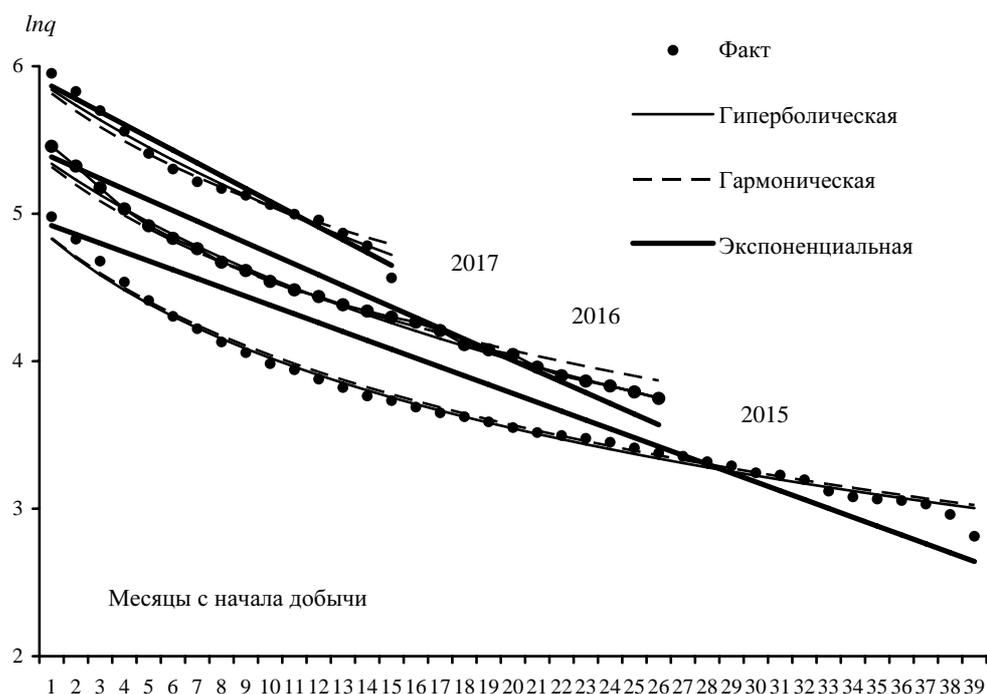


Рис. 1. Добыча из типовых скважин на месторождении Permian, пробуренных в 2014, 2015 и 2016 г.

Источник: составлено автором на основе [EIA, 2018a].

Простая модель суперпозиции кривых добычи (1) используется при оценке запасов, прогнозировании и планировании добычи. Однако реализация суммирования по отдельным скважинам может оказаться громоздким и не всегда удобным инструментом, если требуется провести приближенную экспресс-оценку или сформировать обобщенный прогноз.

В этом случае сумма в выражении (1) может быть приближена интегралом, и при определенном наборе допущений добыча нефти может быть выражена в виде элементарных функций времени. Преимуществами такого подхода могут являться более высокая наглядность и простота составления прогноза добычи при приемлемой точности.

Целью настоящей работы является разработка краткосрочного прогноза добычи сланцевой нефти, выраженного в элементарных функциях от времени и ряда ключевых параметров, а также тестирование его на эмпирических данных по добыче нефти на сланцевых месторождениях США. Данные наблюдений доступны по семи ключевым регионам добычи сланцевой нефти: Utica, Permian, Niobrara, Marcellus, Haynesville, Eagle Ford и Bakken в рамках ежемесячного отчета Drilling Productivity Report [EIA, 2018a].

3. Потенциал добычи нефти

Дополним уравнение (2), которое описывает снижение добычи нефти из вновь пробуренной и законченной скважины, слагаемым, определяющим добычу из новых скважин q_{new} :

$$(4) \quad \frac{dq}{dt} = q_{new} - \varphi(q),$$

где t – время, месяцы; q – объем добычи нефти, млн барр./сут.; $q_{new} = e \cdot N$ – добыча нефти из новых скважин, млн барр./сут. Скважина считается новой по прошествии одного месяца после завершения работ по ее обустройству и подготовке к добыче; e – производительность буровой установки, млн барр./сут. Она рассчитывается как количество баррелей нефти, добытых в течение месяца из скважин, пробуренных за это время одной буровой установкой; N – количество активных буровых установок, которые бурят новые скважины; $\varphi(q)$ – скорость снижения базовой добычи, млн барр./сут.

Уравнение (4) представляет собой материальный баланс роста и убывания объемов добычи нефти и является аналогом уравнения, описывающего динамику производственных мощностей в экономике [Эскин, 1989] или натурального выпуска [Лукьянов, 2013]

$$(4) \quad \frac{dq}{dt} = \frac{K(t)}{k} - r \cdot q(t),$$

где $K(t)$ – капиталовложения; k – капиталоемкость единичной мощности; r – темп выбытия мощностей или коэффициент износа (амортизации).

Аналогия между приведенными уравнениями особенно хорошо прослеживается, если принять, что капиталоемкость единичной мощности обратно пропорциональна величине эффективности бурения ($k \sim 1/e$), капиталовложения пропорциональны количеству буровых установок ($K \sim N$) и амортизация соответствует коэффициенту скорости снижения добычи для экспоненциальной кривой r .

Различные допущения относительно слагаемых уравнения (4) дают возможность прийти к важным выводам о судьбе добычи нефти в США и показать непротиворечивость данного подхода существующим моделям. В частности, для экспоненциальной скорости снижения базовой добычи решением уравнения является симметричная кривая Хабберта [Маланичев, 2017a]. Другие формы функции скорости могут дать несимметричный колоколообразный профиль, что ближе к данным наблюдений.

Предположение о том, что производительность буровых установок описывается не S-образной, а колоколообразной кривой, приводит к выводу о достижении производительностью и добычей пика в определенный момент времени, после чего эти показатели будут снижаться из-за истощенности ресурса [Маланичев, 2017а].

Дифференциальное уравнение добычи (4) можно уточнить, введя лаг между принятием инвестиционного решения относительно бурения скважины и фактической реализацией этого решения. Сланцевая нефть обладает минимальным лагом (4–6 месяцев) по сравнению с другими видами углеводородных ресурсов. С учетом инвестиционного лага уравнение (4) превращается в обыкновенное дифференциальное уравнение с запаздывающим аргументом:

$$(5) \quad \frac{dq}{dt} = q(t - \tau)_{new} - \varphi(q).$$

Из теории дифференциальных уравнений известно, что решение (5) при определенных значениях параметров может выражаться периодическими элементарными функциями. Такой подход позволяет продемонстрировать возможность возникновения эндогенных экономических колебаний добычи нефти на сланцевых месторождениях в США и исследовать условия их возникновения [Маланичев, 2018].

Перспективный объем добычи может быть оценен с помощью частного решения неоднородного дифференциального уравнения (4), которое определяет точку стационарного состояния при $t \rightarrow \infty$ и $dq/dt = 0$ [Маланичев, 2017b]:

$$(6) \quad q_p = \varphi^{inv}(q_{new}),$$

где φ^{inv} – функция, обратная скорости сокращения базовой добычи $\varphi(q)$.

По-другому, q_p можно назвать термином «*потенциал добычи*», т.е. значением, к которому с течением времени будет стремиться объем добычи от своего первоначального значения. Потенциалы будут различаться в зависимости от используемого закона для скорости снижения базовой добычи $\varphi(q)$, как по форме записи (табл. 2), так и по своему значению (рис. 2).

Например, для экспоненциальной кривой снижения базовой добычи получается, что потенциальный объем добычи пропорционален новым дебитам, т.е. произведению производительности буровых установок на их количество и обратно пропорционален коэффициенту скорости падения добычи из существующих скважин (табл. 2). При расчете двух других потенциалов используется корень квадратный для гармонического и степени a для гиперболической кривой.

На рис. 2 видно, что объемы добычи нефти на сланцевых месторождениях в США хорошо приближаются гармоническим потенциалом, взятым с лагом в 6 месяцев. Для соединения исходного значения добычи q_0 потенциала q_p необходимо решить задачу Коши.

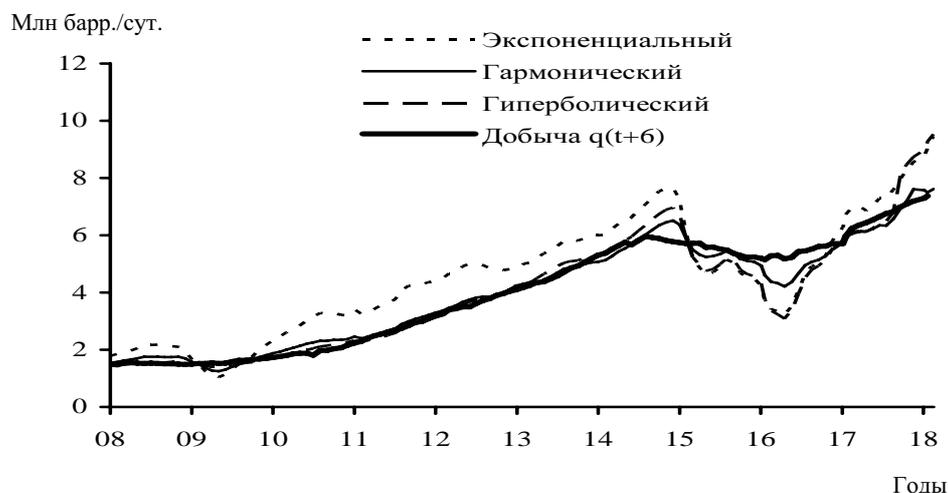


Рис. 2. Потенциалы добычи, рассчитанные по разным законам в сравнении с динамикой добычи нефти в 2008–2017 гг.

Источник: составлено автором на основе [EIA, 2018a].

4. Траектория добычи нефти на пути к достижению потенциала

Траектория движения добычи к своему стационарному состоянию (потенциалу) описывается решением задачи Коши уравнения (4). Это уравнение для экспоненциальной скорости снижения базовой добычи можно записать в виде

$$(5) \quad \frac{dq}{dt} = e \cdot N - b \cdot q,$$

где новые дебиты для простоты подхода приняты постоянными, $e \cdot N = const$.

Решение задачи Коши для этого уравнения складывается из суммы общего решения однородного дифференциального уравнения и его частного решения

$$(6) \quad q(t) = (q_0 - q_p) \cdot e^{-b \cdot t} + q_p.$$

Константа интегрирования найдена из начального условия $q(t=0) = q_0$. Однако это решение скорее подходит для прогнозирования добычи традиционных запасов нефти, когда падение базовой добычи приемлемо описывается экспоненциальной кривой. Для сланцевой нефти целесообразно использовать гармонический или гиперболический законы. Интегралом дифференциального уравнения с гиперболической скоростью снижения базовой добычи,

$$(7) \quad \frac{dq}{dt} = e \cdot N - b \cdot q^a,$$

является гипергеометрический ряд, который в общем случае для произвольных констант a и b не сходится к элементарным функциям [Кузнецов, 1962].

Рассмотрим дифференциальное уравнение для гармонической скорости снижения базовой добычи:

$$(8) \quad \frac{dq}{dt} = e \cdot N - b \cdot q^2.$$

По своей форме это уравнение Риккати и его переменные разделяются [Мухарьямов, Панкратьева, 2007]. Уравнение (8) имеет два разных решения, выраженных элементарными функциями, в зависимости от того, выше ли потенциал добычи начального значения (9a) или ниже (9b):

$$(9a) \quad q(t) = q_p \cdot \tanh\left(t \cdot \sqrt{b \cdot e \cdot N} + \arctan h\left(q_0 / q_p\right)\right), \quad q_0 / q_p < 1, \quad q_p = \sqrt{\frac{e \cdot N}{b}},$$

$$(9b) \quad q(t) = q_p \cdot c \tanh\left(t \cdot \sqrt{b \cdot e \cdot N} + \arctan h\left(q_0 / q_p\right)\right), \quad q_0 / q_p > 1, \quad q_p = \sqrt{\frac{e \cdot N}{b}}.$$

Для численной реализации прогноза начальное значение добычи и параметры для вычисления потенциала взяты за февраль 2018 г. [EIA, 2018a]. Прогноз выполнен для текущих значений числа буровых установок $N = 836$ штук, их производительности $e = 646$ барр./сут. и начального значения $q_0 = 6,6$ млн барр./сут. Этим параметрам соответствует гармонический потенциал добычи $q_p = 7,3$ млн барр./сут.

Расчет предсказал, что рост добычи на сланцевых месторождениях в США в 2018 г. составит 0,94 млн барр./сут. (декабрь к декабрю предыдущего года). Эта величина с точностью до одной сотой совпадает с прогнозом Американской энергетической администрации по росту добычи сырой нефти на континентальной части США за исключением Аляски [EIA, 2018b].

Прогноз до декабря 2019 г. по формуле (6) для экспоненциальной скорости снижения базовой добычи на 1,15 млн барр./сут. превышает прогноз для гармонической скорости (9) (рис. 3).

Отметим, что для решения уравнения (8) в элементарных функциях требование постоянства новых дебитов ($e \cdot N = const$) не является строго обязательным. Например, если новые дебиты аппроксимировать зависимостью от времени t вида $e \cdot N = B \cdot t^m$ (B и m – константы), то уравнение (8) сводится к специальному уравнению Риккати [Мухарьямов, Панкратьева, 2007].

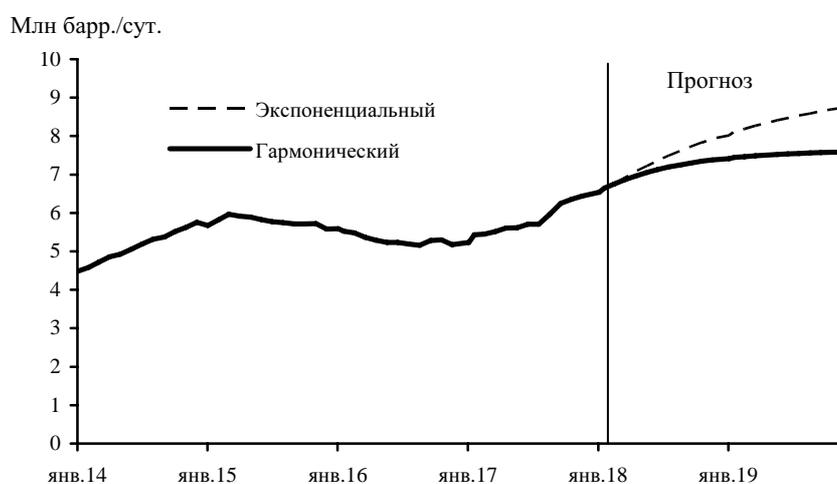


Рис. 3. Прогноз добычи до декабря 2019 г., рассчитанный по уравнениям (6) и (9)

Источник: составлено автором на основе [EIA, 2018a].

5. Анализ устойчивости прогнозирования добычи

Предложенный метод прогнозирования добычи на основе уравнений (9) обладает очевидным преимуществом, которое заключается в простоте его реализации и прозрачности методики. Точность прогнозирования зависит от двух компонент. Первая компонента – это ошибка аппроксимации уравнением (9) динамики добычи при фиксированном потенциале добычи. Вторая компонента точности связана с допущением о постоянстве потенциала добычи.

Точность аппроксимации добычи (первая компонента) определяется точностью описания гармонической кривой снижения базовой добычи отдельной скважины данных наблюдений (рис. 1).

Вторая компонента точности основана на допущении постоянства потенциала добычи или квадратного корня из новых дебитов, т.е. произведения количества буровых установок и их производительности. В реальности последние два показателя не являются постоянными и изменяются под воздействием факторов внешней среды (рис. 4).

Так, начиная с 2007 г. производительность средней буровой установки на рассматриваемых месторождениях выросла в 15 раз и к концу 2017 г. составила 625 барр./сут. и продолжает расти. На изменчивость производительности влияет совокупность следующих факторов: развитие технологий добычи; интенсивность добычи нефти на разных формациях; геологические особенности залегания и истощенность запасов; доля пробуренных и законченных скважин.

Другой фактор – количество активных буровых установок, в первую очередь, зависит от прибыльности операций по разработке новых запасов и является, главным образом, функцией цены нефти и ожиданий ее изменения в будущем, себестоимости добычи, доступности финансирования, буровых бригад, оборудования и расходуемых материалов, например, пропанта, а также производительности оборудования.



Рис. 4. Средневзвешенная производительность буровых установок по 7 залежам и количество буровых установок

Источник: составлено автором на основе [EIA, 2018a].

Количество активных буровых установок является более изменчивым фактором, чем их производительность. Так, в результате падения цен на нефть в 2014–2016 гг. количество буровых установок снизилось с 1549 единиц в октябре 2014 г. до 317 единиц в мае 2016 г.

После того, как переизбыток нефти на рынке стал снижаться и цены начали расти во второй половине 2016 г. и в 2017 г., рост буровой активности возобновился и количество активных буровых установок в феврале 2018 г. составило 848 штук. Другими словами, число буровых станков выросло в 3 раза по отношению к минимуму 2016 г. Коэффициент вариации ряда месячных значений количества буровых установок в 2017 г. составил 10%, что несколько больше аналогичного коэффициента для производительности.

Вместе с тем производительность буровых установок и их количество входят в исходные уравнения и расчетные формулы в виде произведения, которое называется «начальные дебиты». Соответствующий коэффициент вариации в 2017 г. несколько выше, чем для компонент, его образующих, и составляет 12%. Однако коэффициент вариации для потенциала добычи, благодаря вычислению квадратного корня, дает меньшую величину – 9%.

С учетом полугодового опережающего эффекта (рис. 2) можно утверждать, что вариабельность потенциала добычи на годовом горизонте сравнительно невысока, что делает гипотезу о постоянстве потенциала приемлемой.

В рамках анализа устойчивости модели (9) проведен анализ ее чувствительности к главному внешнему фактору, от которого зависит число буровых установок, а именно – цене нефти (рис. 5). Зависимость числа буровых установок от цены взята из работы [Маланичев, 2018].

$$(10) \quad N(t) = 13,67 \cdot p(t - 3).$$

Лag в три месяца между динамикой цены и количества буровых связан с продолжительностью принятия и реализации решений о бурении скважин. Уравнение взято без константы для простоты и устойчивости подхода.

Выборка, на которой проводилось исследование, составляет 34 значения (среднемесячные) с января 2015 г. по декабрь 2017 г., что достаточно для того, чтобы вынести суждения о статистической значимости полученного коэффициента регрессии. Его положительное значение приводит к тому, что по мере роста цены нефти число буровых станков увеличивается. Высокое значение коэффициента детерминации $R^2 = 0,96$ свидетельствует о тесной статистической связи между результирующей переменной (число буровых станков) и объясняющей переменной (ценой нефти марки WTI). Значения t-статистики по модулю превышает значение 2, что подтверждает статистическую значимость найденного значения коэффициента в уравнении (10).

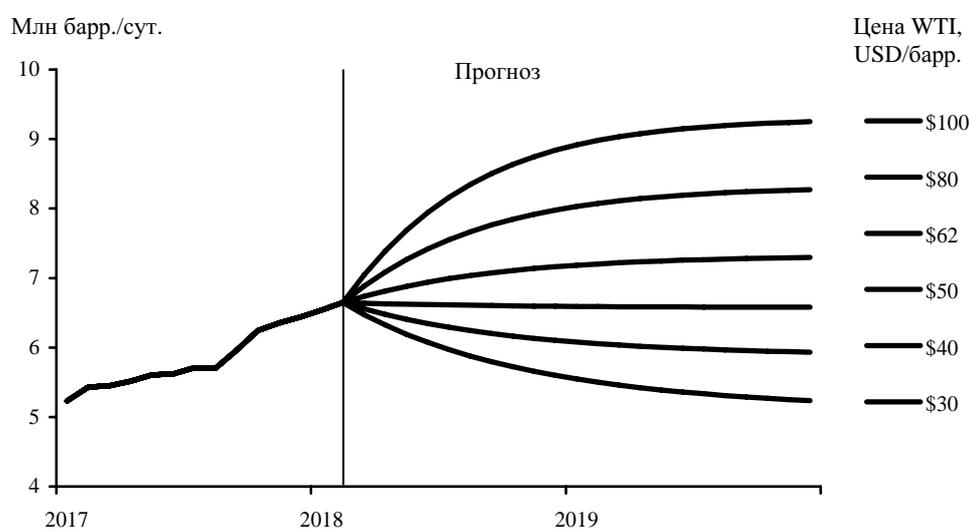


Рис. 5. Добыча нефти на сланцевых формациях США в зависимости от сценария цены нефти марки WTI

Источник: составлено автором на основе [EIA, 2018a].

Анализ чувствительности показал, что при цене нефти в 50 долл./барр. объемы добычи останутся неизменными на уровне февраля 2018 г., $q_0 = 6,6$ млн барр./сут. При данной цене наступает динамическое равновесие: объем новых дебитов равен объему снижения базовой добычи. Более высокая цена приведет к росту добычи, более низкая – к снижению.

Например, рост добычи на 2 млн барр./сут., прогнозируемый Международным энергетическим агентством к 2023 г.¹, возможен при цене WTI 87 долл./барр. С другой стороны, при цене нефти Urals 43,8 долл./барр., из официального прогноза Минэконом-

¹ МЭА спрогнозировало США статус крупнейшего производителя нефти в мире к 2023 г., 5 марта 2018 г. (<http://www.interfax.ru/business/602509>).

развития РФ на 2018 г.², добыча на сланцевых месторождениях в США сократилась бы на 0,4 млн барр./сут.

6. Оценка точности прогнозирования

Существует два основных подхода к оценке точности прогноза: апостериорный и априорный. Для новых методов прогнозирования апостериорная оценка точности не подходит, ведь для проверки прогноза должно пройти некоторое время, равное, как минимум, горизонту прогнозирования. Поэтому будем использовать апостериорный метод оценки точности, в частности, тестирование на исторической выборке.

В качестве выборки были взяты ежемесячные данные по добыче нефти на сланцевых месторождениях с июля 2015 г. по март 2018 г. из отчета DPR EIA. Выбранный интервал характеризуется высокой волатильностью объемов добычи нефти. Так, объемы добычи с максимума июня 2015 г. (5,83 млн барр./сут.) снизились до 5,16 млн барр./сут. в сентябре 2016 г. С этого момента и до конца рассматриваемой выборки объемы добычи увеличивались и в марте 2018 г. достигли 6,76 млн барр./сут.

Точность прогноза сравнивалась на двух горизонтах: 6 и 12 месяцев. Прогнозы по формулам (9) рассчитаны для каждого месяца с января 2015 г. по март 2017 г. Все показатели, входящие в формулу (e, N, b) , брались за последний фактический месяц. Другими словами, никакие экстраполяции³ показателей не использовались ради простоты и однородности подхода.

Метрикой точности прогноза взято среднемодульное отклонение, которое более устойчиво к выбросам, чем, например, среднеквадратичное отклонение. Ошибка прогноза состоит как из ошибки метода прогноза, так и из ошибки статистики. Она связана с тем, что статистика времени от времени уточняется задним числом аналитиками EIA. Коррекция фактических значений может достигать 0,3 млн барр./сут. На рис. 6 приведены среднемодульные отклонения прогнозных от фактических значений для каждого из 27 рассматриваемых выпусков прогноза. Например, выпуск прогноза в январе 2015 г. означает, что для прогноза использовались фактические данные декабря 2014 г., а 12-месячный горизонт прогноза подразумевает последний прогнозный месяц – декабрь 2015 г.

Как и ожидалось, величина среднемодульного отклонения для 6-месячного горизонта прогноза оказалась меньше, чем для 12-месячного (0,09 и 0,2 млн барр./сут.). Относительная ошибка прогноза составила всего 1,5–3,3%.

Для того чтобы оценить качество прогноза, было проведено его сопоставление с прогнозами EIA, которые считаются одними из лучших среди доступных в открытых источниках [Гурвич, Прилепский, 2018]. Так как прогноза добычи нефти на сланцевых месторождениях США на горизонты в 6-12 месяцев у EIA нет, то использовался прогноз добычи на континентальной части США (показатель Lower 48 States (excl GOM) из отчета STEO). Добыча на сланцевых залежах составляет около 80% этого показателя и является наиболее динамично изменяющейся его частью.

² Прогноз социально-экономического развития до 2020 года, 30 августа 2017 г. (<http://economy.gov.ru/wps/wcm/connect/54b630f2-8bff-4b50-8e28-342199e57eea/170830.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=54b630f2-8bff-4b50-8e28-342199e57eea>).

³ Отметим, что формула (10) позволяет прогнозировать количество буровых установок на 3 месяца вперед.

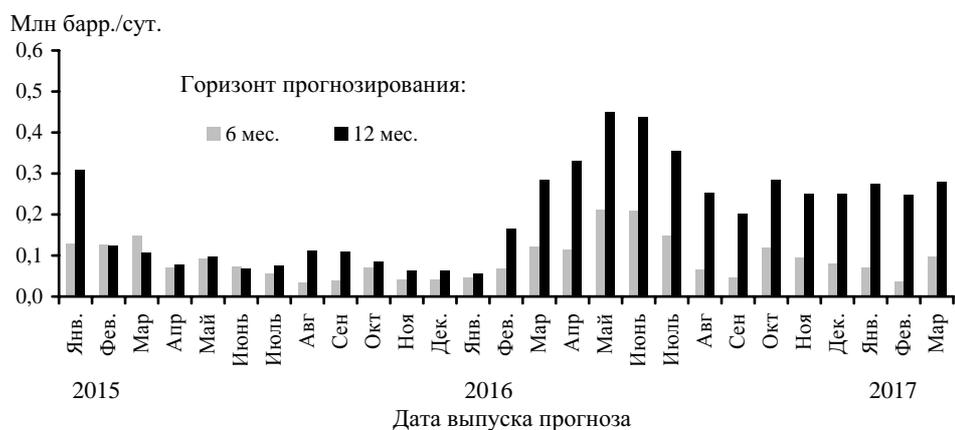


Рис. 6. Среднемодульное отклонение прогноза по модели от факта

Источник: составлено автором на основе DPR EIA, выпуски с января 2015 года по март 2017 г.

Прогнозы данного показателя с помощью индексов приведены к базе добычи на сланцевых месторождениях. Сравнение точности прогноза EIA с фактом показало относительную погрешность в 2,2% и 4,9% для горизонтов в 6 и 12 месяцев, что на 45% хуже, чем для прогноза по предложенному в работе методу.

Еще раз отметим, что точность прогноза по предложенному методу может быть повышена, если при построении прогнозов будут использованы не фактические значения параметров прогноза (количества активных буровых установок, их эффективности и скорости снижения базовой добычи), а их прогнозные значения

7. Заключение

В данной работе изучается динамика добычи нефти на сланцевых залежах в США на основе аналитического решения дифференциального уравнения добычи. Преимуществами такого подхода являются его простота и наглядность.

На основе стационарного решения уравнения добычи введено понятие потенциала добычи и предложены формулы для его расчета для экспоненциальной, гармонической и гиперболической кривых снижения базовой добычи. Показано, что динамика падения базовой добычи из усредненной скважины на формации Permian наилучшим образом описывается гармонической и гиперболической кривыми. Продемонстрировано, что объем добычи может быть предсказан потенциалом добычи, взятым с лагом в 6 месяцев. Величина лага связана с запаздыванием реализации инвестиционного решения о бурении и заканчивании скважин от даты принятия этого решения.

Более точно изменение добычи от первоначального значения к своему потенциалу добычи может быть описано с помощью решения задачи Коши дифференциального уравнения. При гипотезе о постоянстве потенциала добычи для гиперболической кривой интеграл уравнения в элементарных функциях не выражается. Однако для гармонической кривой уравнение добычи превращается в уравнение Риккати, для которого есть аналитическое решение, выраженное в элементарных функциях.

В отличие от эконометрических подходов, данный метод обеспечивает сохранение материального баланса нефти, а также выявляет нелинейную связь между добычей и определяющими ее показателями.

Установлено, что объем сланцевой добычи пропорционален квадратному корню от количества буровых установок и, значит, цене нефти. Отсюда следуют два вывода. Во-первых, непонимание этой нелинейной связи и использование линейных эконометрических моделей может приводить к завышенным прогнозам объемов добычи сланцевой нефти.

Во-вторых, в долгосрочной перспективе традиционная нефть, описываемая экспоненциальной кривой снижения базовой добычи, имеет более сильный отклик на изменение цены. Это объясняется пропорциональной связью между ценой и объемом добычи. Отсюда для будущих периодов с более высокой ценой нефти роль сланцевой нефти может несколько переоцениваться по отношению к традиционной, что согласуется с мнением других исследователей [Hughes, 2016]. В этом случае текущая цена нефти может быть несколько занижена из-за оптимистичных ожиданий роста добычи сланцевой нефти в США⁴.

Сопоставление прогнозных и фактических значений объемов добычи на сланцевых месторождениях показало относительную ошибку прогноза в 2–3%. Точность прогноза оказалась на 45% выше, чем у EIA.

* *
*

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Афанасьев А.А. Прогнозирование добычи нефти и газового конденсата в вычислимой модели денежного обращения российской экономики // Экономика и математические методы. 2017. 53(2). С. 50–65.

Горячева А., Миловидов К.Н. Анализ потенциала добычи нетрадиционной нефти // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2016. № 3. С. 5–13.

Гурвич Е.Т., Прилепский И.В. Анализ экспертных и официальных прогнозов цен на нефть // Вопросы экономики. 2018. № 4. С. 26–48.

Золина С.А. Прогнозирование добычи трудноизвлекаемой нефти в США. М.: ИМЭМО РАН, 2014.

Кузнецов Д.С. Специальные функции. М.: Высшая школа, 1962.

Лукьянов А.С. Применение накопленных дисконтированных величин для оптимизации развития ТЭК // Прогнозирование развития мировой и российской энергетики: подходы, проблемы, решения: сборник научных трудов. М.: Институт энергетических исследований РАН, 2013.

Маланичев А.Г. Дифференциальное уравнение добычи сланцевой нефти // Нефть, газ и бизнес. 2017а. № 2. С. 44–49.

Маланичев А.Г. Модели добычи сланцевой нефти в США для различных горизонтов прогнозирования // Нефть, газ и бизнес. 2017б. № 3. С. 13–17.

⁴ Будет ли новая ценовая война на рынке нефти? Вести Экономика, 15 марта 2018 г. (<http://www.vestifinance.ru/articles/98908>).

- Маланичев А.Г.* Прогноз добычи нефти на залежи Permian на основе разностного уравнения // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2017в. № 12. С. 40–45.
- Маланичев А.Г.* Моделирование экономических колебаний добычи сланцевой нефти // Журнал Новой экономической ассоциации. 2018. № 2 (38). С. 54–74.
- Мухарлямов Р.К., Панкратьева Т.Н.* Обыкновенные дифференциальные уравнения первого порядка. Казань: Казанский гос. университет, 2007.
- Узяков М.Н., Ксенофонтов М.Ю., Семикашев В.В., Колтаков А.Ю.* Система моделей для анализа и прогнозирования развития мировой и российской экономики и энергетики // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 8–14.
- Эдер Л.В.* Прогнозирование добычи и использования ресурсов углеводородов в России с учетом развития мировых энергетических рынков: дисс. на соискание ученой степени д.э.н. 2015.
- Эскин В.И.* Нефть в структуре энергетики. Научные основы долгосрочного прогнозирования. М.: Наука, 1989.
- Arps J.J.* Analysis of Decline Curves // AIME. 1944. № 160. P. 228–247.
- Bai Y., Okullo S.J.* Understanding Oil Scarcity through Drilling Activity // Energy Economics. 2018. 69. P. 261–269.
- Baffes J., Kose M.A., Ohnsorge F., Stocker M.* The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Responses. World Bank Group, PRN 15/01. 2015.
- Bjørnland H.C., Nordvik F., Rohrer M.* How Flexible is US Shale Oil Production? Evidence from North Dakota. Presentation at conference «Oil, Middle East, and the Global Economy». University of Southern California, 2016.
- Clark A.J.* Decline Curve Analysis in Unconventional Resource Plays Using Logistic Growth Models. The University of Texas in Austin, 2011.
- Curtis T.* US Shale Oil Dynamics in a Low Price Environment. The Oxford Institute for Energy Studies, 2015.
- Daividsen P.I., Sterman J.D., Richardson G.P.* A Petroleum Life Cycle Model for the United States with Endogenous Technology, Exploration, Recovery, and Demand // System Dynamics Review. 1990. № 6(1). P. 66–93.
- EIA.* Drilling Productivity Report. Feb., 2018a.
- EIA.* Short Term Energy Outlook. Feb., 2018b.
- Hubbert M.K.* Nuclear Energy and the Fossil Fuels Drilling and Production Practice. Spring Meeting of the Southern District. Division of Production. American Petroleum Institute. San Antonio, Texas: Shell Development Company, 1956. P. 22–27.
- Hotelling H.* The Economics of Exhaustible Resources // Journal of Political Economy. 1931. № 39(2). P. 137–175.
- Hughes J.D.* Drilling Deeper. 2016 Tight Oil Reality Check. Revisiting the U.S. Department of Energy Play-by-play Forecasts through 2040 from Annual Energy Outlook 2016. Post Carbon Institute, 2016.
- Husain A.M., Arezki R., Breuer P., Haksar V., Helbling T., Medas P., Sommer M.* Global Implications of Lower Oil Prices: IMF Stuss Discussion Note. SDN 15/15. 2015.
- Jan van de Ven D., Fouquet R.* Historical Energy Price Shocks and their Changing Effects on the Economy // Energy Economics. 2017. 62. P. 204–216.
- Kaufmann R.K., Cleveland C.J.* Oil Production in the Lower 48 States: Economic, Geological, and Institutional Determinants // Energy Journal. 2001. № 22 (1). P. 27–49.
- Kleinberg R.L., Paltsev S., Ebinger C.K.E., Hobbs D.A., Boersma T.* Tight Oil Market Dynamics: Benchmarks, Breakeven Points, and Inelasticities // Energy Economics. 2018. № 70. P. 70–83.
- Lasky M.* The Outlook for U.S. Production of Shale Oil: Working Paper Series Congressional Budget Office Washington, DC, 2016.
- Ratti R., Vespignani J.L.* Oil Prices and Global Factor Macroeconomic Variables // Energy Economics. 2016. 59. P. 198–212.

Semenychev V.K., Kurkin E.I., Semenychev E.V. Modelling and Forecasting the Trends of Life Cycle Curves in the Production of Non-renewable Resources // *Energy*. 2014. Vol. 75. P. 244–251.

Sorrel S., Speirs J., Bentley R., Brandt A., Miler R. Global Oil Depletion. An Assessment of the Evidence for a Near-term Peak in Global Oil Production. UK Energy Research Centre, 2009.

Van Ostrand C.E. On the mathematical Representation of Certain Production Curves // *Journal of the Washington Academy Science*. 1925. 15.

Woetzel J., Sellschop R., Richard M., Ramaswamy S., Nyquist S., Robinson H., Roelofsen O., Rogers M., Ross R. Beyond the Supercycle: How Technology is Reshaping Resources. McKinsey Global Institute, 2017.

Zhang H.E., Cocco M., Rietz D., Cagle A., Lee J. An Empirical Extended Exponential Decline Curve for Shale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE-175016. 2015.

Shale Oil: Production Potential As a Function of Price

Alexander Malanichev

New Economic School,
45, Skolkovskoe highway, Moscow, 121353, Russian Federation.
E-mail: a_malanichev@list.ru

The paper suggests a new approach to short-term forecasting of oil production at shale plays in the USA. It is based on the analytical solution of the differential equation of oil production. The concept of the production potential is introduced, which corresponds to the exponential, harmonic and hyperbolic curves of the base oil production from an individual well. The production potential is estimated using a stationary solution of the differential equation. Its value answers the question: how much production will be achieved over time, all other things being equal (a constant number of drilling rigs, their productivity and the rate of decline in basic production).

It is shown that production at US shale plays is best described by a harmonic potential with a lag of 6 months. Usage of this potential reduces the differential equation to the Riccati equation that allows expressing the solution of the Cauchy problem in elementary functions.

The robustness of the proposed forecasting method of oil production was investigated using the sensitivity analysis to the change of WTI oil price. It is established that the potential and the volume of shale oil production are proportional to the square root of the number of drilling rigs, and, therefore, to the oil price. This may indicate overestimated expectations of growth in the shale oil production for researchers who run the linear models. This could lead to understated expectations of oil future price.

The accuracy of the production forecast is estimated on a retrospective sample from January 2015 to March 2017. The averaged relative error for 6- and 12-month horizons was 1,5% and 3,3%, respectively. These characteristics are 45% better than the accuracy achieved using EIA data.

Key words: oil production; shale oil; forecast; differential equations.

JEL Classification: Q47, Q47, E32.

* *
*

References

Afanasiev A.A. (2017) Prognozirovanie dobychi nefi i gazovogo kondensata v vychisli-moj modeli denezhnogo obrashhenija rossijskoj jekonomiki [Forecasting the Production of Oil and Gas Condensate in the Computable Model of the Monetary Circulation of the Russian Economy]. *Economics and Mathematical Methods*, 53(2), pp. 50–65.

Gorjacheva A., Milovidov K.N. (2016) Analiz potenciala dobychi netradicionnoj nefi [Analysis of the Potential for Extraction of Unconventional Oil]. *Problems of Economics and Management of the Oil and Gas Complex*, 3, pp. 5–13.

Gurvich E.T., Prilepskij I.V. (2018) Analiz jekspertnyh i oficial'nyh prognozov cen na nefi' [Analysis of Expert and Official Forecasts of Oil Prices]. *Voprosy Ekonomiki*, 4, pp. 26–48.

Zolina S.A. (2014) *Prognozirovanie dobychi trudnoizvlekaemoj nefi v SShA* [Forecasting of Non-conventional Oil Extraction]. Moscow: IMEMO RAS.

Kuznetsov D.S. (1962) *Special'nye funkcii* [Special Functions]. Moscow: Vysshaja shkola.

Lukyanov A.S. (2013) Primenenie nakoplenykh diskontirovannykh velichin dlja optimizacii razvitiya TJeK [Application of Accumulated Discounted Values for Optimizing the Development of the Fuel and Energy Complex]. *Prediction of the Development of the World and Russian Energy: Approaches, Problems, Solutions*. Collection of scientific papers. Moscow: Institute for Energy Studies of the Russian Academy of Sciences.

Malanichev A.G. (2017a) Differencial'noe uravnenie dobychi slancevoj nefi [Differential Equation of Shale Oil Production]. *Oil, Gas and Business*, 2, pp. 44–49.

Malanichev A.G. (2017b) Modeli dobychi slancevoj nefi v SShA dlja razlichnykh gorizontov prognozirovanija [The Models of Shale Oil Production in the USA for Different Forecast Horizons]. *Oil, Gas and Business*, 3, pp. 13–17.

Malanichev A.G. (2017c) Prognoz dobychi nefi na zalezhi Permian na osnove raznostnogo uravnenija [Forecast of Oil Production at Permian Play Based on the Difference Equation]. *Problems of Economics and Management of the Oil and Gas Complex*, 12, pp. 40–45.

Malanichev A.G. (2018) Modelirovanie jekonomicheskikh kolebanij dobychi slancevoj nefi [Modelling of Economic Oscillations of Shale Oil Production]. *Journal of New Economic Association*, 2 (38), pp. 54–74.

Mukharlyamov R.K., Pankratieva T.N. (2007) *Obyknovennye differencial'nye uravnenija pervogo porjadka* [Ordinary Differential Equations of the First Order]. Kazan': Kazanskij gos. universitet.

Uzjakov M.N., Ksenofontov M.Yu., Semikashev V.V., Kolpakov A.Yu. (2015) Sistema modelej dlja analiza i prognozirovanija razvitiya mirovoj i rossijskoj jekonomiki i jenergetiki [Model System for the Analysis and Forecasting of Development of World and Russian Economy and Energy Sector]. *Oil Industry*, 11, pp. 8–14.

Jeder L.V. (2015) *Prognozirovanie dobychi i ispol'zovanija resursov uglevodorodov v Rossii s uchetom razvitiya mirovykh jenergeticheskikh rynkov*. Dissertacija na soiskanie uchenoj stepeni doktor jekonomicheskikh nauk [Prediction of the Production and Use of Hydrocarbon Resources in Russia Taking into Account the Development of World Energy Markets. Thesis for the degree of doctor of economic sciences].

Jeskin V.I. (1989) *Nefi' v strukture jenergetiki. Nauchnye osnovy dolgosrochnogo prognozirovanija* [Oil in the Energy Structure. Scientific Basis of Long-term Forecasting]. Moscow: Nauka.

Arps J.J. (1944) Analysis of Decline Curves. *AIME*, 160, pp. 228–247.

Bai Y., Okullo S.J. (2018) Understanding Oil Scarcity through Drilling Activity. *Energy Economics*, 69, pp. 261–269.

- Baffes J., Kose M.A., Ohnsorge F., Stocker M. (2015) *The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Responses*. World Bank Group, PRN 15/01.
- Bjørnland H.C., Nordvik F., Rohrer M. (2016) How Flexible is US Shale Oil Production? Evidence from North Dakota. Presentation at conference «Oil, Middle East, and the Global Economy». University of Southern California.
- Clark A.J. (2011) *Decline Curve Analysis in Unconventional Resource Plays Using Logistic Growth Models*. The University of Texas in Austin.
- Curtis T. (2015) *US Shale Oil Dynamics in a Low Price Environment*. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Davidson P.I., Sterman J.D., Richardson G.P. (1990) A Petroleum Life Cycle Model for the United States with Endogenous Technology, Exploration, Recovery, and Demand. *System Dynamics Review*, 6(1), pp. 66–93.
- EIA (2018a) *Drilling Productivity Report*. Feb.
- EIA (2018b) *Short Term Energy Outlook*. Feb.
- Hubbert M.K. (1956) *Nuclear Energy and the Fossil Fuels Drilling and Production Practice*. Spring Meeting of the Southern District. Division of Production. American Petroleum Institute. San Antonio, Texas: Shell Development Company, pp. 22–27.
- Hotelling H. (1931) The Economics of Exhaustible Resources. *Journal of Political Economy*, 39(2), pp. 137–175.
- Hughes J.D. (2016) *Drilling Deeper*. 2016 Tight Oil Reality Check. Revisiting the U.S. Department of Energy Play-by-play Forecasts through 2040 from Annual Energy Outlook 2016. Post Carbon Institute.
- Husain A.M., Arezki R., Breuer P., Haksar V., Helbling T., Medas P., Sommer M. (2015) *Global Implications of Lower Oil Prices*. IMF Stuss Discussion Note. SDN 15/15.
- Jan van de Ven D., Fouquet R. (2017) Historical Energy Price Shocks and their Changing Effects on the Economy. *Energy Economics*, 62, pp. 204–216.
- Kaufmann R.K., Cleveland C.J. (2001) Oil Production in the Lower 48 States: Economic, Geological, and Institutional Determinants. *Energy Journal*, 22 (1), pp. 27–49.
- Kleinberg R.L., Paltsev S., Ebinger C.K.E., Hobbs D.A., Boersma T. (2018) Tight Oil Market Dynamics: Benchmarks, Breakeven Points, and Inelasticities. *Energy Economics*, 70, pp. 70–83.
- Lasky M. (2016) *The Outlook for U.S. Production of Shale Oil*. Working Paper Series Congressional Budget Office Washington, DC.
- Ratti R., Vespignani J.L. (2016) Oil Prices and Global Factor Macroeconomic Variables. *Energy Economics*, 59, pp. 198–212.
- Semenychev V.K., Kurkin E.I., Semenychev E.V. (2014) Modelling and Forecasting the Trends of Life Cycle Curves in the Production of Non-renewable Resources. *Energy*, 75, pp. 244–251.
- Sorrel S., Speirs J., Bentley R., Brandt A., Miler R. (2009) *Global Oil Depletion. An Assessment of the Evidence for a Near-term Peak in Global Oil Production*. UK Energy Research Centre.
- Van Ostrand C.E. (1925) On the Mathematical Representation of Certain Production Curves. *Journal of the Washington Academy Science*, 15.
- Woetzel J., Sellschop R., Richard M., Ramaswamy S., Nyquist S., Robinson H., Roelofsen O., Rogers M., Ross R. (2017) *Beyond the Supercycle: How Technology is Reshaping Resources*. McKinsey Global Institute.
- Zhang H.E., Cocco M., Rietz D., Cagle A., Lee J. (2015) *An Empirical Extended Exponential Decline Curve for Shale Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers, SPE-175016.