

# Пределы технологической эффективности добычи сланцевой нефти в США

Александр Маланичев

Приглашенный профессор, a\_malanichev@list.ru

Российская экономическая школа (РЭШ), 121353, Москва, Сколковское шоссе, 45

## Аннотация

Развитие технологий извлечения сланцевой нефти в США привело к стремительному росту ее добычи и снижению себестоимости до приемлемого уровня. «Сланцевая революция» радикально преобразовала мировой рынок нефти, став ключевым фактором снижения нефтяных цен в 2014–2016 гг. В статье исследуется проблематика долгосрочного прогнозирования добычи сланцевой нефти в США и производительности буровых установок. Автор применяет метод несимметричной колоколообразной функции, описывающий добычу нефти с учетом ее физических и геологических параметров.

Расчеты показывают, что пиковое значение средней по месторождению производительности буровых

установок может быть достигнуто к 2026 г. и составит 1200 барр./сут., что вдвое выше текущего уровня. На этот же период придется максимальный уровень добычи нефти — 11.3 млн барр./сут. и технически извлекаемых ресурсов — 96 млрд барр. В результате уже с 2023 г. объемы извлечения сланцевой нефти в США могут оказаться недостаточными для удовлетворения растущего мирового спроса, и потребуются разработка новых месторождений с еще более высокой себестоимостью.

Теоретически обоснованная и эмпирически протестированная несимметричная колоколообразная кривая может служить эффективным инструментом технологического Форсайта для нефтегазового комплекса.

**Ключевые слова:** добыча сланцевой нефти; технологическая эффективность; институциональные факторы; подгонка колоколообразной кривой; производительность буровых установок.

**Цитирование:** Malanichev A. (2018) Limits of Technological Efficiency of Shale Oil Production in the USA. *Foresight and STI Governance*, vol. 12, no 4, pp. 78–89. DOI: 10.17323/2500-2597.2018.4.78.89

Рост добычи сланцевой нефти в США оказался одним из определяющих факторов драматического падения нефтяных котировок в 2014–2016 гг. К категории сланцевой относится легкая низкосернистая нефть, которая залегает в низкопроницаемых коллекторах [Mănescu, Nuño, 2015]. Короткий инвестиционный цикл позволил американской сланцевой индустрии потеснить ОПЕК с позиции регулятора цен на мировом рынке нефти [Baffes, 2015].

Уровень добычи нефти зависит от нескольких групп факторов: геологических, технологических, экономических и политических, включая особенности регулирования отрасли. В долгосрочном периоде решающее значение приобретают геологический и технологический факторы [Benes et al., 2012]: чем интенсивнее развиваются технологии разведки и добычи, тем больший объем углеводородов может быть извлечен и продан в сопоставимых экономических условиях и тем выше будет получаемый доход.

Для моделирования геолого-технологических факторов нефтедобычи используется несколько инженерно-геологических подходов [Brandt, 2010]. Речь идет о наборе гипотез в отношении профиля добычи на протяжении жизни месторождения, как правило, в виде колоколообразных кривых. Наиболее известная из них — симметричная колоколообразная кривая Хабберта, позволившая предсказать пик добычи нефти в США между 1965 и 1970 гг. [Hubbert, 1956].

Основное преимущество инженерно-геологического подхода состоит в учете нелинейного характера добычи во времени и отсутствии необходимости оперировать долгосрочным прогнозом динамики цены на нефть. К его изъяснам можно отнести недостаточную теоретическую согласованность с основными ограничениями нефтедобычи (поддержанием материального баланса, естественным снижением добычи). Профили добычи вводятся априорно, а качество аппроксимации эмпири-

ческих данных проверяется с помощью математических процедур [Semenychev et al., 2014].

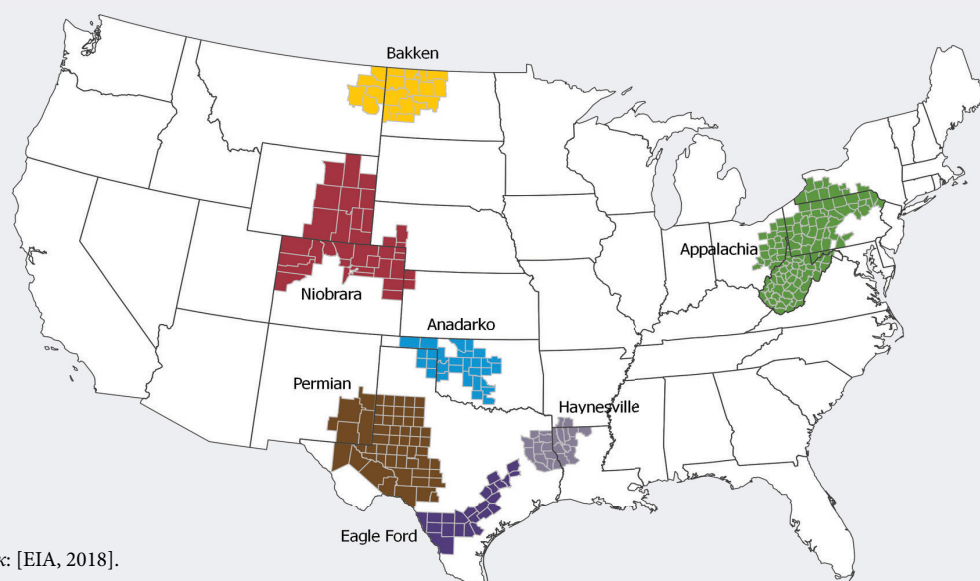
Для того чтобы устранить эти недостатки, в работе [Маланичев, 2017а] введено обыкновенное дифференциальное уравнение динамики добычи нефти, учитывающее необходимость сохранения материального баланса нефти и естественное снижение добычи. Симметричная колоколообразная кривая Хабберта представляет собой частное решение этого уравнения. Однако, поскольку долгосрочная динамика добычи нефти носит преимущественно несимметричный характер [Sorrel et al., 2009], предложенный метод потребовал некоторой корректировки.

Первая задача настоящей статьи заключается в поиске аналитического решения дифференциального уравнения нефтедобычи именно в виде несимметричной колоколообразной кривой. Это обеспечит связь с физическими условиями, ясную интерпретацию коэффициентов кривой и более точное соответствие данным наблюдений. Практическим результатом анализа эмпирических данных с помощью полученной кривой станут долгосрочный прогноз добычи и оценка объема технически извлекаемых запасов на американских месторождениях сланцевой нефти.

Вторая задача статьи состоит в обзоре ключевых технологий и иных предпосылок, послуживших основой для «сланцевой революции» в США, выделении ключевого индикатора технологической эффективности добычи и построении долгосрочного прогноза ее развития. Предполагается, что технологическая кривая менее вариативна, чем объемы добычи, так как менее зависима от ценового фактора.

Исследование опирается на данные о добыче сланцевой нефти на семи ключевых месторождениях США за период с 2007 по 2017 г. (рис. 1), представленные в Отчете об эффективности бурения (Drilling Productivity Report) Управления энергетической информации США

Рис. 1. Размещение исследуемых месторождений сланцевой нефти на территории США



Источник: [EIA, 2018].

(Energy Information Administration, EIA) [EIA, 2018]. Итоговая добыча нефти описывается совокупностью показателей по отдельным формациям, а производительность буровых установок берется как средневзвешенное значение.

### Технологические и институциональные факторы «сланцевой революции»

Стремительный рост добычи углеводородов из труднопроницаемых коллекторов в США обеспечен благоприятными технологическими и институциональными факторами. К числу первых можно отнести развитие технологий горизонтального бурения, многократного гидроразрыва пласта, новых средств и возможностей навигации при разработке сложных скважин, расширение спектра химических и физических методов воздействия на пласт для интенсификации притока углеводородов к забою скважины и т. д. Институциональные факторы охватывают гарантии прав собственности, прозрачный механизм доступа к нефтеносным участкам, наличие развитого рынка сервисных услуг, малого и среднего нефтегазового бизнеса, хорошую транспортную инфраструктуру и емкий финансовый рынок [Шафранник, Крюков, 2016].

Наращиванию нефтегазовым сектором США доли углеводородов, добываемых из нетрадиционных месторождений, предшествовал длительный путь создания и совершенствования нефтедобывающих технологий (табл. 1). В отсутствие прорывных изобретений за последние 10–15 лет совершенствовались существующие подходы к совмещению технологий горизонтального бурения, гидроразрыва пластов и трехмерной сейсмологии [Иванов, 2017а].

*Повторный гидроразрыв пласта.* По данным компании Halliburton, применение этой технологии на 80% увеличивает извлекаемые запасы и снижает себестоимость на 66%. В 2015 г. число стадий гидроразрыва достигло 50, а их плотность сокращена до 3 м. Концентрация проппанта увеличилась до 3 т/м. Длина горизонтального ствола превысила 3 км. Началось стимулирование добычи с помощью закачки углекислого газа после проведения гидроразрыва.

*Кустовой метод бурения,* используемый на 58% скважин, состоит в бурении на участке сети вертикальных скважин, а затем горизонтальных стволов. В результате на 15–30% снижается стоимость скважины и значительно сокращается продолжительность бурения.

*Аналитические методы обработки трехмерных данных сейсмологии, «больших данных» и компьютерное моделирование* развиваются в специализированных нефте- и газодобывающих компаниях, а также в технологических сервисных компаниях. Например, технология FracFit™ Baker Hughes позволяет собирать и анализировать данные для быстрого и эффективного заканчивания и стимулирования сланцевых скважин, обеспечивающие рост добычи на 45%.

Наряду с совершенствованием технологий добычи, ключевой предпосылкой «сланцевой революции» в США послужило развитие финансовых инструментов. Период высоких цен на нефть 2005–2014 гг. позволил сектору трудноизвлекаемой нефти привлечь значительные финансовые ресурсы с ведущих мировых рынков, дополнительным стимулом для этого послужила доступность активов в условиях проводимой Федеральной резервной системой политики поддержания низкой процентной ставки [Жуков, Золина, 2017]. В период ухудшения конъюнктуры в 2015–2017 гг. операции хеджирования ценовых рисков позволили не дать добыче сырой нефти в США опуститься ниже уровня июня 2014 г., когда цены превосходили 100 долл./барр. Гарантированный сбыт нефти по сравнительно высокой цене на падающем рынке поддержал финансовую устойчивость добывающих компаний в США и обеспечил им стабильный приток ликвидности.

Напротив, на растущем рынке хеджирование оказывается фактором, сдерживающим добычу. По данным Bloomberg, в 2018 г. 63% ожидаемой выручки захеджированы по средней цене 48.2 долл./барр. при фактической цене барреля марки WTI на начало года 64 долл. [Denning, 2017]. Таким образом, хеджирование на рынке нефти оказывается неэффективным при восходящем ценовом тренде, но обеспечивает стабильность работы компаний при понижающем.

Хеджирование послужило финансовым драйвером американской «сланцевой революции» и остается

**Табл. 1. Основные этапы разработки ключевых технологий добычи трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов в США**

Год	Технология, применение
1929	Бурение первой горизонтальной скважины в Техасе
1947	Первый гидроразрыв пласта в Канзасе
1949	Первый экономически рентабельный гидроразрыв пласта в Оклахоме
1979	Начало разработки формации Барнетт, первый гидроразрыв пласта на сланцевых формациях
1986	Первый многостадийный гидравлический разрыв пласта на сланцевых формациях (семь стадий)
1992	Первое применение трехмерной сейсмологии в Техасе
1997	Первое применение реагента на водной основе для гидроразрыва пласта на формации Барнетт
2000	Бурение первой горизонтальной скважины на формации Барнетт
2002	Комбинация горизонтального бурения и гидроразрыва пласта на формации Барнетт

Источник: [Золина, 2014].

важнейшим элементом развитой институциональной бизнес-среды в США. К другим ее компонентам относятся следующие инструменты и характеристики [Шафранник, Крюков, 2016].

*Устойчивый институт частной собственности* на землю и недра. В США владельцу земельного участка изначально принадлежит право собственности на недра и связанную с ним геологоразведку, разработку месторождений и добычу полезных ископаемых, а хорошо проработанные нормы и механизмы упрощают и делают прозрачной процедуру получения доступа к участкам недр.

*Крупнейший парк буровых установок*, число которых в 2011 г. превысило 1800 одновременно функционирующих единиц. Большинство из них позволяют прокладывать протяженные горизонтальные скважины. Такое число установок превышает совокупный парк бывших советских республик, Саудовской Аравии и Канады. Отметим, что после того, как парк установок стабилизировался на уровне 800 единиц, прирост объемов бурения шел в основном за счет увеличения производительности установок по мере их обновления.

*Инвестиционное и налоговое стимулирование* для поддержания эксплуатации малодебитных скважин. Образовавшийся колоссальный фонд пробуренных скважин вкупе с полученными и систематизированными новыми знаниями послужил основой для перехода нефтегазового сектора США на новую траекторию развития.

*Развитая транспортная инфраструктура*, включая дорожную и специализированные сети — трубопроводы и терминалы со свободным и недискриминационным доступом.

*Наличие множества независимых малых и средних нефтяных компаний*, более гибких и готовых к риску работы с небольшими месторождениями и труднодоступными ресурсами. На долю таких игроков в США приходится почти 60% добычи углеводородов, благодаря чему за последние 20–30 лет коэффициент извлечения нефти в США вырос с 25–28 до 40%.

*Смягчение экологических требований к проведению гидроразрывов*. Под влиянием вице-президента США (ранее — исполнительного директора и председателя совета директоров компании Halliburton) Дика Чейни в 2005 г. Конгресс США вывел технологию гидроразрыва из-под надзора Агентства по охране окружающей среды (U.S. Environmental Protection Agency, EPA) и из-под действия федерального водного законодательства [Глушенкова, 2015]. Добыча сланцевой нефти в стране сосредоточена преимущественно в слабозаселенных районах несельскохозяйственных штатов: Оклахомы, Техаса, Невады и др. Однако и там разработка сланцевых месторождений может представлять угрозу для окружающей среды. Во-первых, в случае ненадлежащего соблюдения технологий возможно загрязнение питьевой воды, добываемой из подземных водоносных горизонтов. Во-вторых, нефтедобыча усугубляет нестабильность даже в сравнительно благополучных в сейсмическом отношении районах. В-третьих, она может

сопровождаться выбросами в атмосферу метана и других парниковых газов. В-четвертых, существуют риск загрязнения и просадки почвы в районах добычи и связанная с ним проблема очистки и утилизации бурового раствора и воды, используемой для гидроразрывов.

Институциональная среда, благоприятная для развития технологий добычи в США, способствовала освоению нетрадиционных залежей углеводородов, а «кривая обучения» обеспечила повышение нефтеотдачи пробуренных скважин (рис. 2).

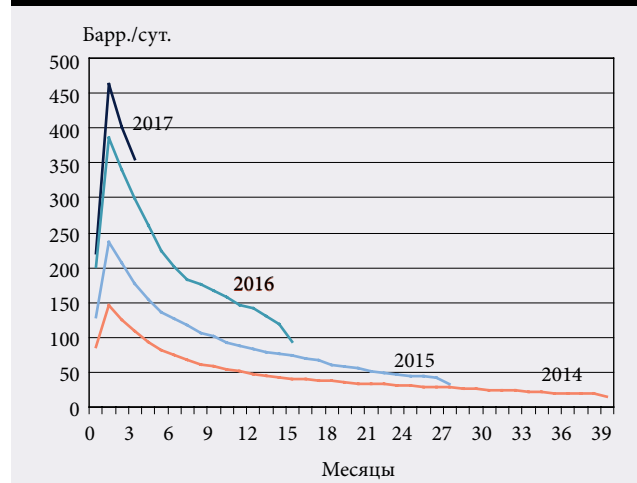
В рассмотренной ключевой формации Permian на протяжении периода наблюдения с 2007 г. нефтеотдача средней скважины непрерывно росла, и к 2017 г. новые дебиты превысили 450 барр./сут. Нефтеотдача усредненной скважины представляет собой репрезентативный показатель, характеризующий качество запасов углеводородов и интенсивность добычи, но не эффективность самого процесса бурения. Более комплексным является индикатор добычи нефти на одну буровую установку. Его большую доступность обеспечивает ежемесячный мониторинг по семи ключевым формациям, публикуемый в Отчете об эффективности бурения [EIA, 2018].

## Динамика производительности буровых установок

Производительность буровых установок непосредственно отражается на уровне добычи нефти на сланцевых месторождениях США и технически извлекаемых запасов. Чем выше производительность, тем выше уровень добычи при том же числе активных установок.

Начиная с 2007 г. производительность средней буровой установки выросла в 15 раз, достигнув к концу 2017 г. 625 барр./сут. и продолжив расти (рис. 3). В условиях высоких цен на нефть в 2010–2014 гг. этот показатель рос благодаря технологическому фактору,

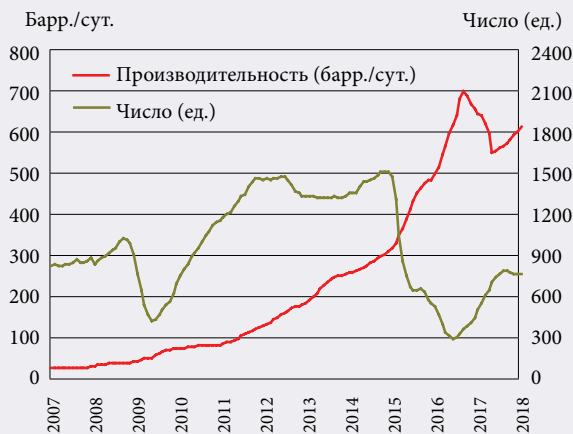
Рис. 2. Динамика добычи нефти из усредненной скважины на формации Permian в 2014–2017 гг.



Источник: составлено автором на основе [EIA, 2017].



**Рис. 3. Средневзвешенная производительность буровых установок по семи месторождениям и числе буровых установок.**



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

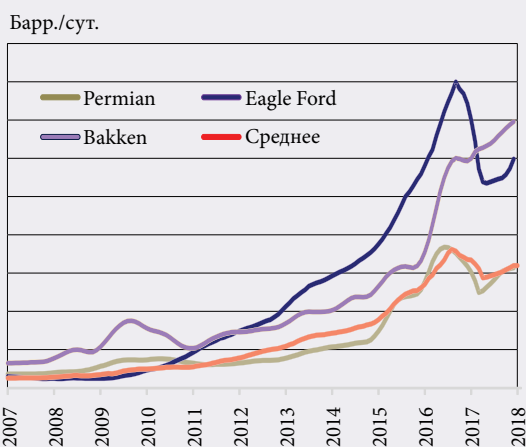
т. е. классическому распространению инноваций [EIA, 2016]. С конца 2014 г., рост производительности подталкивала также низкая цена на нефть.

В результате падения цен на нефть в 2014–2016 гг. число активных буровых установок сократилось с 1549 в октябре 2014 г. до 317 в мае 2016 г. Столь быстрое снижение обеспечило ускоренный рост производительности, к августу 2016 г. достигшей максимального значения в 711 барр./сут. в основном за счет циклических, а не технологических факторов [Rystad Energy, 2016]. В процессе сокращения объемов бурения и парка действующих установок разрабатывались наиболее перспективные участки и эксплуатировались лишь самые эффективные из буровых (*high grading*) [Hoza, 2015].

Восходящий ценовой тренд 2016 г. вызвал рост буровой активности начиная с июня. Однако наращивание парка действующих буровых установок, увеличение объемов бурения и разработка менее ценных участков повлекли за собой циклическое снижение производительности с 711 барр./сут. в августе 2016 г. до 586 барр./сут. в августе 2017 г. Стагнация буровой активности в свою очередь приостановила действие циклического фактора, и производительность вновь начала расти в силу долгосрочного технологического тренда, связанного с повышением эффективности добычи. Благодаря этому к концу 2017 г. она достигла 625 барр./сут.

Таким образом, в краткосрочной перспективе на производительность буровых установок в существенной степени влияют объем добычи и буровая активность (циклический фактор), тогда как долгосрочными факторами служат геологический (постепенное истощение месторождений) и технологический [Hughes, 2016]. Наряду с этим усредненная по месторождениям производительность буровых (рис. 4) зависит от четвертого фактора — пространственного. Он заключается в том,

**Рис. 4. Производительность буровых установок на крупнейших месторождениях США и средневзвешенное значение по семи месторождениям**



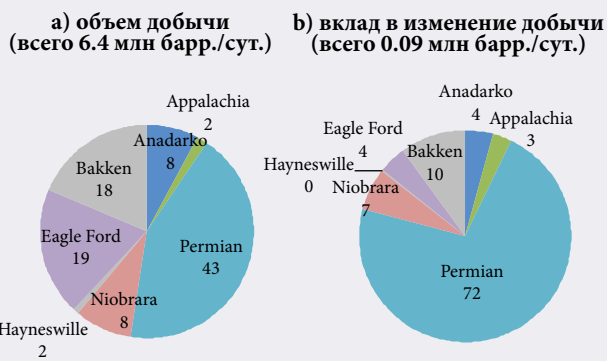
Источник: составлено автором на основе [EIA, 2018].

что уровни производительности буровых установок и объемы добычи варьируют между различными месторождениями с учетом скорости изменения их запасов.

На крупнейшем по объему производства месторождении США Permian в конце 2017 г. добывали 2.8 млн барр./сут., что составляет 43% совокупной добычи сланцевой нефти в стране (рис. 5). Более того, добыча на этом месторождении растет самыми быстрыми темпами, а вклад Permian в рост сланцевой нефтедобычи достигает 72%. Далее следуют месторождения Eagle Ford и Bakken (19 и 18% соответственно) и гораздо более скромным вкладом в рост добычи — 4 и 10%. Связано это с сокращением числа действующих буровых установок, а рост добычи происходит лишь за счет увеличения выработки на одну буровую.

Геологические особенности месторождений и степень их истощенности заметно различаются, что обуславливает существенный разброс уровней произ-

**Рис. 5. Структура добычи по месторождениям США (по состоянию на декабрь 2017 г., %)**



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

водительности буровых установок. Так, на наиболее ценном месторождении Permian производительность в конце 2017 г. оказалась близка к среднему значению — 614 барр./сут. при максимальных 1383 барр./сут. на Bakken и почти 1185 барр./сут. — на Eagle Ford. Впрочем, вклад столь высоких показателей нивелируется низкой буровой активностью на двух последних (рис. 5b), а потому средняя производительность по всем месторождениям близка к уровню Permian (см. рис. 4).

Пятым фактором эффективности буровых установок служит доля пробуренных скважин в стадии заканчивания — установки обсадной колонны, цементирования, перфорирования, гидроразрыва пласта и иных операций, которые позволяют начать добычу. Часть пробуренных скважин пополняют так называемый резерв (*backlog*) незаконченных скважин (*drilled but uncompleted, DUC*). Заканчивание скважин нередко откладывается из-за отсутствия доступного оборудования и расходных материалов, недостаточной экономической эффективности добычи или в силу спекулятивных причин [Rystad Energy, 2016]. К последним относятся рост цены на нефть или ускоренный ввод скважин в строй в случае нисходящего ценового тренда.

Объем резерва DUC в конце 2017 г. превысил 7 тыс. ед. [EIA, 2018], что порождает закономерные опасения по поводу существенного роста добычи при вводе этих скважин в эксплуатацию (заканчивании) на восходящем тренде цен на нефть [Иванов, 2017b]. Подобные ожидания сопряжены с высокой неопределенностью. Так, в настоящий момент невозможно оценить долю «сухих» DUC, т. е. непригодных для коммерческой добычи, себестоимость добычи из DUC, темпы развертывания флотов для проведения гидроразрывов, перспективы преодоления нехватки пропанта и логистических ограничений [IHS, 2015].

Динамика резерва скважин показывает тенденцию к увеличению в случае роста объемов бурения и добычи на фоне повышения цен на нефть. Обратная динамика наблюдалась лишь с февраля по ноябрь 2016 г., когда из-за недостаточных объемов бурения сократились очереди на аренду оборудования для проведения гидроразрывов: за 10 месяцев резерв уменьшился на 925 скважин, т. е. в среднем терял по 9.25 скважины в месяц. При среднем уровне добычи в 400 барр./сут. на скважину в 2016 г. добавленная добыча дала дополнительные 0.0037 млн барр./сут., что составило всего 1.5% новых дебитов за рассматриваемый период.

Как видим, из пяти факторов эффективности буровых установок в долгосрочной перспективе внимания заслуживают технологический (развитие технологий добычи) и геологический (истощение запасов углеводородов на месторождениях). Пространственный фактор и добыча из резервных скважин, как и вариации объемов добычи, по всей видимости, оказывают существенно меньшее влияние. В следующем разделе выдвигается гипотеза относительно формы кривой, характеризующей производительность буровых установок вслед за распространением технологических инноваций и геологическими изменениями.

### Динамика производительности буровых установок на протяжении жизненного цикла месторождения

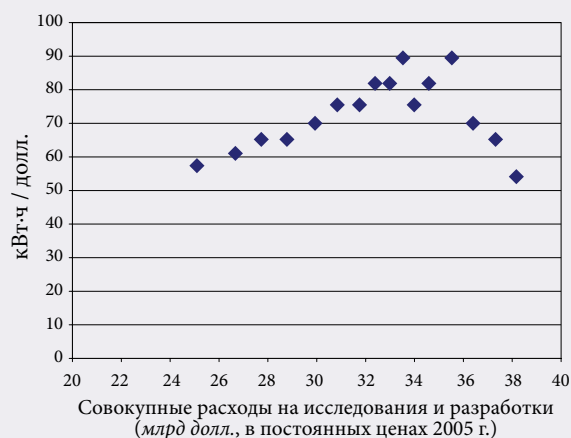
Классический подход к изучению распространения инноваций основан на концепции жизненного цикла технологий [Mansfield, 1968]. В ходе многочисленных исследований было установлено, что процесс проникновения (диффузии) инновационных продуктов лучше всего описывается логистической функцией, чей график представляет собой S-образную нелинейную кривую, которая выходит на определенный уровень насыщения [Little, 1981; Rogers, 2002]. Повышение производительности на ранних стадиях внедрения технологий происходит медленно, поскольку недостаток опыта требует значительных временных ресурсов на их освоение. Накопление опыта учеными, инженерами, менеджерами и бизнесменами запускает положительную обратную связь, ускоряющую диффузию инноваций и рост производительности.

Разработчики технологий прикладывают большие усилия для получения максимальной отдачи, однако со временем закон убывающей предельной полезности запускает отрицательную обратную связь. В результате достижения технологических пределов развития стоимость каждой единицы изменений экспоненциально возрастает и S-образная кривая сглаживается. Подобная динамика характерна для большинства отраслей, включая производство автомобилей, кораблей, двигателей внутреннего и внешнего сгорания, полупроводников, вакуумных кинескопов, дисководов и т. д. [Foster, 1986].

Однако существует множество ограничений в использовании S-образных кривых в качестве прогнозных инструментов [Schilling, Esmundo, 2009]. Во-первых, фактические пределы эффективности технологии редко известны заранее, и эксперты из разных компаний могут иметь различные мнения по этому вопросу. Во-вторых, неожиданные изменения на рынке, в дополняющих (замещающих) технологиях или в отдельных компонентах могут как ускорить, так и замедлить жизненный цикл технологии. В-третьих, S-образные кривые не описывают распространение инноваций одинаково хорошо во всех индустриях. Например, для ископаемых топлив (уголь, газ, нефть) технологии генерации энергии имеют вид не S-образных, а скорее колоколообразных кривых (рис. 6).

Такую форму кривой, описывающей производительность технологий добычи и использования ископаемых топлив, можно пояснить следующим образом. После достижения своего максимума производительность начинает снижаться под действием двух факторов: существенного замедления или стабилизации отдачи от внедрения инноваций и исчерпания кривой обучения, а также истощения месторождений и исчерпания привлекательных участков (*sweet spots*), что вынуждает бурить все глубже и разрабатывать все менее ценные месторождения с более низкими коэффициентами извлечения ресурсов [Montgomery, O'Sullivan, 2017].

**Рис. 6. Технологические кривые для добычи и использования ископаемых топлив: производительность технологий (кВт/ч на 1 долл.) в сравнении с затратами на исследования и разработки, 1990–2005 гг.**



Источник: [Schilling, Esmundo, 2009].

На неизбежное падение производительности бурения указывают и отраслевые консультанты: «Конечно, продолжительность роста производительности весьма неопределенна. Однако циклический компонент рано или поздно приведет к изменению растущего тренда производительности за счет выбора наиболее “лакомых” участков (*sweet spots*) скоро прекратится» [IHS, 2016].

Помимо истощения перспективных участков актуальной проблемой для сланцевых месторождений выступает сокращение расстояния между скважинами:

«Участок может быть разбурен лишь 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 на одну скважину упадет, и добыча на данном участке не вырастет» [Hughes, 2016].

Таким образом, сформирована и проиллюстрирована гипотеза о том, что производительность буровых установок в пределах жизненного цикла месторождения может быть описана колоколообразной кривой. Далее будет выведена математическая формула несимметричной колоколообразной кривой, применимой к описанию добычи сланцевой нефти и динамики производительности буровых установок.

### Несимметричная колоколообразная функция

Математическое описание эффективности технологий добычи нефти представлено в литературе, посвященной анализу и прогнозированию предложения углеводородов. В табл. 2 приведены классификация различных подходов к моделированию предложения и ссылки на источники с характерными примерами. Более полный обзор наиболее распространенных подходов можно найти в работе [Brandt, 2010].

Для целей настоящей статьи интерес представляет в первую очередь 4-й подход, а именно прогнозирование добычи с помощью подгонки колоколообразной кривой. В нашей предыдущей работе [Маланичев,

**Табл. 2. Основные подходы к прогнозированию нефтедобычи**

№	Подход	Характеристика подхода	Литература
1	Подгонка кривой естественного снижения добычи	Краткосрочный прогноз добычи из отдельных скважин. Учитываются геолого-технологические факторы	[Arps, 1944; Clark, 2011; Маланичев, 2017с]
2	Суперпозиция кривых естественного снижения добычи	Учитываются геолого-технологические и экономические факторы	[Sorrel et al., 2009; Маланичев, 2017b]
3	«Снизу вверх»	Основывается на планах по вводу новых участков или месторождений и эмпирических профилях добычи на них	[Sorrel et al., 2009]
4	Подгонка колоколообразной кривой	Долгосрочный прогноз добычи на месторождении. Учитываются геолого-технические факторы	[Hubbert, 1956; Semenychev et al., 2014; Маланичев, 2017а; Козлов, 2018]
5	Решение дифференциального уравнения с запаздывающим аргументом	Анализ условий возникновения экономических колебаний. Прогноз на основе аналитического решения дифференциального уравнения. Учитываются геолого-технические и экономические факторы	[Маланичев, 2018]
6	Эконометрический	Прогноз с учетом экономических факторов	[Kaufmann, Cleveland, 2001; Афанасьев, 2016; Ермолина, 2017]
7	Оптимальное планирование	Решение задачи оптимального планирования добычи с учетом временной стоимости денег	[Hotelling, 1931; Okullo et al., 2014]
8	Комбинированный	Сочетает подгонку колоколообразной кривой с экономическими факторами, например ценой нефти	[Benes et al., 2012; Золина, 2014; Ермолина, 2017]
9	Системно-имитационный	Учитывает множество связей между факторами и моделирует принятие инвестиционных решений производителями нефти	[Davidsen, 1990; Макаров и др., 2011]

Источник: составлено автором.

2017а] рассмотрен набор допущений для описания теоретической модели добычи нефти и производительности буровых установок с помощью симметричной колоколообразной кривой, предложенной в 1838 г. для моделирования численности населения [Verhulst, 1838], а впоследствии — для прогнозирования нефтедобычи в США [Hubbert, 1956].

Однако эмпирические данные указывают на несимметричный характер кривой добычи. Быстро нарастающая в начале эксплуатации месторождения, она затем достигает максимума и медленно сокращается. Такой несимметричный колоколообразный профиль с более пологой правой частью характерен как для традиционных [Bierman, Biryukov, 2017], так и для нетрадиционных [Coyne, 2017] месторождений углеводородов.

Для получения несимметричной колоколообразной кривой найдем аналитическое решение дифференциального уравнения добычи с учетом ряда упрощающих допущений [Маланичев, 2017а]. В случае добычи сланцевой нефти изменения включают освоение новых скважин, пробуренных в текущем месяце, и сокращение эксплуатации существующих скважин, пробуренных ранее рассматриваемого месяца. Этот баланс может быть описан с помощью обычного дифференциального уравнения первого порядка:

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

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 и ввода в эксплуатацию;

$e$  — производительность буровой установки, барр./сут.

Рассчитывается как количество баррелей нефти, которые были извлечены в течение месяца из скважин, пробуренных за это время одной установкой;

$N$  — число активных установок, которые бурят новые скважины в данном месяце;

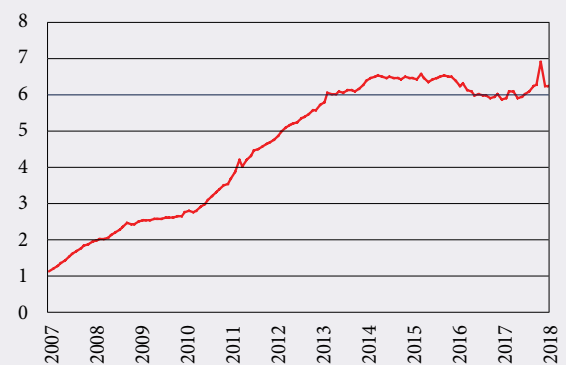
$b \cdot q$  — скорость естественного сокращения объемов добычи, соответствующая экспоненциальному закону ее снижения. В работе [Маланичев, 2017с] рассмотрены и другие законы, описывающие динамику снижения добычи, — гармонический и гиперболический;

$b$  — эмпирический коэффициент скорости снижения добычи.

Отличительная особенность сланцевой нефти состоит в высокой скорости падения добычи из скважины — часто на 60–70% в первый год эксплуатации. Это отражается в повышенных значениях коэффициента естественного снижения добычи по сравнению с традиционной нефтью, где этот показатель варьирует в диапазоне от 2 до 14% в зависимости от месторождения при среднем значении 6.2% [Fustier et al., 2016].

Другой характерной чертой сланцевой нефти служит недостаточная точность экспоненциального закона естественного снижения добычи в ее случае по сравнению с гармоническим и гиперболическим законами [Clark, 2011; Маланичев, 2017с]. Тем не менее ис-

Рис. 7. Коэффициент скорости снижения добычи  $b$  (%)



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

пользование этих нелинейных законов в выражении (1) затрудняет интегрирование уравнения и требует дальнейшего исследования.

Для поиска аналитического решения уравнения (1) в виде несимметричной колоколообразной функции вводятся два упрощающих допущения относительно его коэффициентов.

Во-первых, следуя работам [Saussay, 2018; Козлов, 2018], принимаем коэффициент скорости снижения добычи  $b$  за переменную величину, что согласуется с данными наблюдений (рис. 7). Используем следующую спецификацию:

$$b = k \cdot (\gamma + 1) \cdot \left(\frac{Q}{EUR}\right)^\gamma, \quad (2)$$

где:

$k$  и  $\gamma$  — положительные эмпирические коэффициенты;

$Q$  — накопленная добыча,  $q = dQ/dt$ ;

$EUR$  (estimated ultimate recovery) — начальные извлекаемые ресурсы (сумма уже добытой нефти и технически извлекаемых ресурсов).

Отношение  $Q/EUR$  служит коэффициентом истощения ресурса со значением в диапазоне от 0 до 1. С истощением запасов на месторождении коэффициент скорости естественного снижения добычи постепенно возрастает (см. рис. 7).

Во-вторых, предполагаем, что новые дебиты  $e \cdot N$  пропорциональны объему добычи  $q$ :

$$e \cdot N = k \cdot q. \quad (3)$$

Регрессионный анализ показывает значимую связь по критерию  $t$ -статистики между новыми дебитами и добычей (рис. 8). Константа регрессии близка к нулю и статистически неотличима от него.

Подстановка выражений (2) и (3) в уравнение (1) и его интегрирование по времени приводят к обыкновенному дифференциальному уравнению, описывающему временное изменение накопленной добычи:

$$\frac{dQ}{dt} = k \cdot Q \cdot \left(1 - \left(\frac{Q}{EUR}\right)^\gamma\right). \quad (4)$$



По форме это уравнение Бернулли, аналитическое решение которого представляет собой S-образную функцию Ричардса [Richards, 1959]:

$$Q(t) = \frac{EUR}{(c \cdot e^{-k \cdot \gamma t} + 1)^{\frac{1}{\gamma}}} \quad (5)$$

Дифференцирование этого выражения по времени дает несимметричную колоколообразную функцию:

$$q(t) = Q'(t) = \frac{c \cdot k \cdot EUR}{e^{-k \cdot \gamma t} \cdot (c \cdot e^{-k \cdot \gamma t} + 1)^{\frac{1}{\gamma} + 1}}, \quad (6)$$

где константы  $c$ ,  $k$ ,  $EUR$  и  $\gamma$  могут быть найдены путем подгонки кривой добычи под фактические данные, например, методом наименьших квадратов. Точка перегиба логистической кривой  $Q_{inf}$ , которая соответствует пику добычи, вычисляется по формуле:

$$Q_{inf} = \left(\frac{1}{1+\gamma}\right)^{\frac{1}{\gamma}} \cdot EUR. \quad (7)$$

Согласно допущению (3) колоколообразная функция (6) использована для аппроксимации производительности буровых установок  $e(t)$ . Константы кривой  $c$ ,  $k$ ,  $\gamma$  и  $E$  (накопленная производительность, аналог  $EUR$ ) найдены с помощью метода наименьших квадратов в ходе аппроксимации эмпирических данных производительности буровых установок, усредненных по семи сланцевым формациям в США за период 2007–2017 гг. [EIA, 2018]. Процедура оптимизации выполнена с использованием Excel Solver. Вычисления показали, что максимум производительности будет достигнут к 2026 г. и составит  $e=1200$  барр./сут. (рис. 9).

Расчеты показывают, что развитие технологий добычи нефти позволит нарастить производительность буровых установок вдвое относительно текущего уровня. Физическую достижимость такой производительности подтверждают соответствующие показатели формаций Bakken, Eagle Ford (рис. 4) и Permian. Последняя при этом имеет еще и хорошие перспективы роста [Маланичев, 2017с].

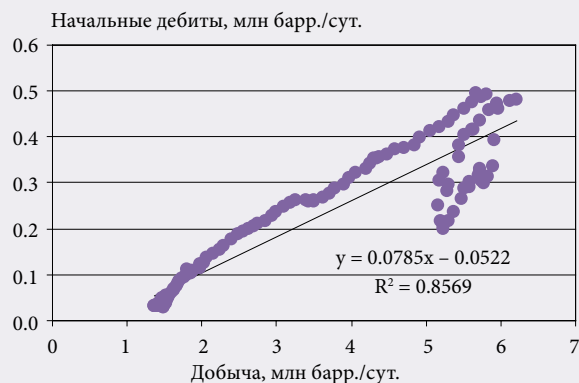
Если за число активных буровых установок принять текущий уровень ( $N=800$  единиц), то согласно уравнению (3) пику их производительности будет соответствовать максимум добычи нефти (11.3 млн барр./сут.) и технически извлекаемых ресурсов (96 млрд барр.). Сходные значения представлены и в литературе: например, технически извлекаемые ресурсы составляют 92 млрд барр. [EIA, 2015].

Полученная оценка потенциала добычи сланцевой нефти совпадает с результатами применения колоколообразной кривой [Маланичев, 2017а], что подтверждает правильность расчетов. В рамках консервативного сценария роста мирового спроса в 1 млн барр./сут. потенциал наращивания добычи на сланцевых месторождениях в США будет выбран за 5 лет. Это может означать, что к 2023 г. их объемов начнет не хватать для удовлетворения мирового спроса на нефть и встанет вопрос о разработке других ресурсов с еще более высокой себестоимостью добычи.

### Обсуждение и заключение

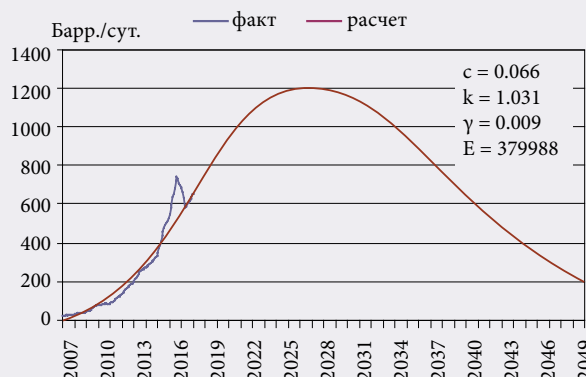
Добыча нефти на сланцевых месторождениях США в конце 2017 г. превысила 6.3 млн барр./сут. (6% мирового рынка нефти), явившись одним из ключевых факторов формирования нового рыночного баланса. «Сланцевая революция» стала возможной благодаря достаточным запасам разведанных углеводородных ресурсов в труднопроницаемых коллекторах, совершенствованию технологий добычи и ряду институциональных факторов. К последним относятся развитые конкурентные рынки нефтесервисных услуг, крупнейший парк буровых установок, устойчивый институт частной собственности на землю и недра, меры инвестиционного и налогового стимулирования разработки малодебитных скважин, современная транспортная инфраструктура, экологические требования, благоприятные для проведения гидроразрывов, эффективные финансовые рынки, включая биржевые страховые инструменты, и т. д.

Рис. 8. Корреляция между новыми дебитами и добычей за период 2007–2017 гг.



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

Рис. 9. Средняя производительность буровых установок



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

Рис. 10. Основные модели, следующие из дифференциального уравнения баланса добычи нефти

Экономические колебания добычи нефти [Маланичев, 2018]

$$\frac{dq}{dt} = e \cdot N(t - \tau) - \varphi(q)$$

$t$  – время  
 $\tau$  – лаг между инвестиционным решением и его реализацией

Дифференциальное уравнение баланса добычи нефти

$$\frac{dq}{dt} = e \cdot N - \varphi(q)$$

Законы скорости естественного снижения добычи [Маланичев, 2017с]:

$\varphi(q) = b \cdot q$  — экспоненциальный

$\varphi(q) = b \cdot q^2$  — параболический

$\varphi(q) = b \cdot q^a$  — гиперболический

Симметричная колоколообразная кривая [Verhulst, 1838; Hubbert, 1956; Маланичев, 2017а]

$$\frac{dQ}{dt} = b \cdot Q \cdot \left(1 - \frac{Q}{EUR}\right)$$

$$eN = qQ2b/EUR$$

Несимметричная колоколообразная кривая Ричардса [Richards, 1959]

$$\frac{dQ}{dt} = k \cdot Q \cdot \left(1 - \left(\frac{Q}{EUR}\right)^y\right)$$

$$b = k(y + 1) \cdot \left(\frac{Q}{EUR}\right)^y \quad eN = kq$$

Источник: составлено автором.

Основные технологии добычи сланцевой нефти (горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта) были разработаны еще в первой половине XX в. Их непрерывное совершенствование, внедрение многокустового бурения и многостадийного гидроразрыва, подбор оптимальной длины горизонтальных участков скважин и количества пропанта позволили существенно сократить себестоимость добычи сланцевой нефти и сделать ее коммерчески оправданной.

Ключевым фактором снижения себестоимости сланцевой нефтедобычи служит рост отдачи скважин. Так, на крупнейшей в США формации Permian новые средние по месторождению дебиты скважин непрерывно увеличивались — с 150 барр./сут. в 2014 г. до 450 барр./сут. в 2017 г. Более комплексно весь цикл добычи характеризует производительность буровых установок, к концу 2017 г. достигшая в среднем 625 барр./сут.

На производительность нефтяных буровых установок в США влияют пять основных факторов: развитие технологий добычи, истощение месторождений, неоднородность производительности по ним, эксплуатация резервных скважин и объем добычи. В долгосрочном периоде наиболее важными из них остаются развитие технологий и соответствующие им технически извлекаемые ресурсы.

В традиционных отраслях распространение технологических инноваций, обеспечивающих рост производительности, обычно описывается S-образными кривыми. Однако в добывающих отраслях, где развитие технологий имеет естественный предел в виде истощения природного ресурса, ситуация обстоит иначе. С развитием технологий производительность оборудования сначала растет, а затем снижается вслед за истощением ресурса на разрабатываемом участке. Сколь бы ни возрастали мощности приводов буровых

установок и нагнетательных насосов для гидроразрыва пласта, закон уменьшающейся отдачи и снижение запасов месторождения в конечном счете приводят к падению нефтедобычи и производительности буровых установок.

В настоящей статье была предпринята попытка разработать аналитический инструмент для долгосрочного прогнозирования добычи сланцевой нефти и оценки производительности буровых установок, который позволял бы оценить пределы роста этих показателей. В частности, в качестве аналитического решения дифференциального уравнения добычи (рис. 10) получена несимметричная колоколообразная функция, которая описывает долгосрочную динамику добычи нефти и производительности буровых.

Анализ эмпирических данных с помощью полученной несимметричной колоколообразной кривой показывает, что пик производительности буровых установок в среднем по месторождениям сланцевой нефти в США может быть достигнут к 2026 г. Он составит 1200 барр./сут., что вдвое превышает текущий уровень. При этом объем добычи достигнет 11.3 млн барр./сут., а технически извлекаемые ресурсы — 96 млрд барр. При таком развитии событий уже с 2023 г. может наметиться нехватка объемов добычи сланцевой нефти в США для удовлетворения растущего мирового спроса, что вынудит начать разработку иных ресурсов с еще более высокой себестоимостью.

Теоретически обоснованная и протестированная на эмпирических данных несимметричная колоколообразная кривая может быть рекомендована в качестве одного из практических и эффективных инструментов для проведения Форсайт-исследований мирового нефтегазового комплекса с учетом перспективных технологических изменений.

## Библиография

- Афанасьев А.А. (2017) Прогнозирование добычи нефти и газового конденсата в вычислимой модели денежного обращения российской экономики // Экономика и математические методы. Т. 53. № 2. С. 50–65.
- Глушенкова Е.И. (2015) Экологические последствия сланцевой революции // Запад – Восток – Россия. С. 184–189. Режим доступа: [https://www.imemo.ru/files/File/magazines/Zapad\\_Vostok/2015/Acologosheskie%20posledstvia\\_Glushenkova.pdf](https://www.imemo.ru/files/File/magazines/Zapad_Vostok/2015/Acologosheskie%20posledstvia_Glushenkova.pdf), дата обращения 05.09.2018.
- Ермолина А. (2017) Моделирование предложения традиционной нефти на основе физических и экономических факторов (магистерская диссертация). М.: РЭШ.
- Жуков С.В., Золина С.А. (2017) Финансовый рынок — драйвер роста нефтедобычи в США // Экономика и организация промышленного производства. № 10 (520). С. 85–96.
- Золина С.А. (2014) Прогнозирование добычи трудноизвлекаемой нефти в США. М.: ИМЭМО РАН.
- Иванов Н. (2017а) Сланцы 3.0 // Нефтегазовая вертикаль. № 17. С. 12–20.
- Иванов Н. (2017б) Сланцевая нефть на мировом рынке: новые тенденции. Доклад для Пятой международной конференции «Глобальная энергетическая трансформация: экономика и политика», Москва, 15 декабря. Режим доступа: [https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2017/15122017/01\\_Ivanov.pdf](https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2017/15122017/01_Ivanov.pdf), дата обращения 05.09.2018.
- Козлов А. (2018) Моделирование добычи сланцевой нефти на основе несимметричной колоколообразной кривой (магистерская диссертация). М.: РЭШ.
- Макаров А.А., Веселов Ф.В., Елисеева О.А., Кулагин В.А., Малахов В.А., Митрова Т.А., Филиппов С.П., Плакиткина Л.С. (2011) Модельно-информационный комплекс SCANNER. М.: ИНЭИ РАН.
- Маланичев А.Г. (2017а) Дифференциальное уравнение добычи сланцевой нефти // Нефть, газ и бизнес. № 2. С. 44–49.
- Маланичев А.Г. (2017б) Модели добычи сланцевой нефти в США для различных горизонтов прогнозирования // Нефть, газ и бизнес. № 3. С. 13–17.
- Маланичев А.Г. (2017с) Прогноз добычи нефти на залежи Permian на основе разностного уравнения // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. № 12. С. 40–45.
- Маланичев А.Г. (2018) Прогноз добычи нефти на сланцевых месторождениях США на основе аналитических решений дифференциального уравнения с запаздывающим аргументом // Журнал Новой экономической ассоциации. № 2 (38).
- Шафранник Ю.К., Крюков В.А. (2016) Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. М.; Новосибирск; Тюмень: «Перо».
- Arps J.J. (1944) Analysis of decline curves // AIME. № 160. P. 228–247.
- Baffes J., Kose, M.A., Ohnsorge F., Stocker M. (2015) The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Responses (PRN 15/01). Washington, D.C.: World Bank Group.
- Benes J., Chauvet M., Kamenik O., Kumhof M., Laxton D., Mursula S., Selody J. (2012) The Future of Oil: Geology versus Technology (WP/12/109). Washington, D.C.: International Monetary Fund.
- Bierman S., Biryukov A. (2017) Russia's Largest Oilfield May Be About to Gush Cash Once Again. Режим доступа: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-02-15/siberian-oil-giant-that-bankrolled-soviets-may-gush-cash-again>, дата обращения 05.09.2018.
- Brandt A.R. (2010) Review of mathematical models of future oil supply: Historical overview and synthesizing critique // Energy. Vol. 35. № 9. P. 3958–3974.
- Clark A.J. (2011) Decline Curve Analysis in Unconventional Resource Plays Using Logistic Growth Models. Austin, TX: The University of Texas in Austin.
- Coyne D. (2017) Future US Light Tight Oil (LTO) Update. Режим доступа: <http://peakoilbarrel.com/future-us-light-tight-oil-lto-update/>, дата обращения 05.09.2018.
- 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. Vol. 6. № 1. P. 66–93.
- Denning L. (2017) Will Oil Producers Do as They Say or Do as They Sell in 2018? Режим доступа: <https://www.bloomberg.com/gadfly/articles/2017-12-13/oil-producer-hedging-data-a-worry-for-opec>, дата обращения 05.09.2018.
- EIA (2015) World Shale Resource Assessments. Washington, D.C.: U.S. Energy Information Administration (EIA).
- EIA (2016) Expected decrease in Lower 48 oil production is partially offset by rising GOM output. Режим доступа: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25892#>, дата обращения 05.09.2018.
- EIA (2017) U.S. crude oil production forecast expected to reach record high in 2018. Режим доступа: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32192>, дата обращения 05.09.2018.
- EIA (2018) Drilling Productivity Report (March). Washington, D.C.: U.S. Energy Information Administration (EIA).
- Foster R. (1986) Innovation. The Attacker's Advantage. New York: Summit Books.
- Fustier K., Gray G., Gundersen C., Hilboldt T. (2016) Global oil supply. London: HSBC Global Research.
- Hotelling H. (1931) The economics of exhaustible resources // Journal of Political Economy. Vol. 39. № 2. P. 137–175.
- Hoza M. (2015) The limits of high grading. Режим доступа: <https://btuanalytics.com/the-limits-of-high-grading/>, дата обращения 05.09.2018.
- Hubbert M.K. (1956) Nuclear Energy and the Fossil Fuels Drilling and Production Practice // Proceedings of the Spring Meeting of the Southern District, Division of Production, American Petroleum Institute. San Antonio, TX: Shell Development Company. P. 22–27.
- Hughes J.D. (2016) Drilling Deeper. A Reality Check on U.S. Government Forecast for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom. Santa Rosa, CA: Post Carbon Institute.

- IHS (2015) Still an Adolescent, Permian's Wolfcamp Delaware Offers Promising Adulthood as E&P Operators Expand Development, IHS Says. Режим доступа: <https://news.ihsmarket.com/press-release/energy-power-media/still-adolescent-permians-wolfcamp-delaware-offers-promising-adulth>, дата обращения 05.09.2018.
- Kaufmann R.K., Cleveland C.J. (2001) Oil production in the lower 48 states: Economic, geological, and institutional determinants // *Energy*. Vol. 22. № 1. P. 27–49.
- Little A.D. (1981) *The Strategic Management of Technology*. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology.
- Mănescu C.B., Nuño G. (2015) Quantitative effects of the shale oil revolution // *Energy Policy*. № 86. P. 855–866.
- Mansfield E. (1968) *The Economics of Technological Change*. New York: W.W. Norton & Company Inc.
- Montgomery J.B., O'Sullivan F.M. (2017) Spatial variability of tight oil well productivity and the impact of technology // *Applied Energy*. № 195. P. 344–355.
- Okullo S.J., Reynes F., Hofkes M.W. (2014) Modeling Peak Oil and the Geological Constraints on Oil Production. CentER Discussion Paper 2014–036. Tilburg: Tilburg University.
- Richards F.J. (1959) A Flexible Growth Function for Empirical Use // *Journal of Experimental Botany*. № 10 (29). P. 290–300.
- Rogers E. (2002) *Diffusion of Innovations* (5th ed.). New York: Free Press.
- Rystad Energy (2016) *North American Shale Report*. Oslo: Rystad Energy.
- Saussay A. (2018) Can the US shale revolution be duplicated in continental Europe? An economic analysis of European shale gas resources // *Energy Economics*. № 69. P. 295–306.
- Schilling M.A., Esmundo M. (2009) Technology S-curves in renewable energy alternatives: Analysis and implications for industry and government // *Energy Policy*. Vol. 37. № 5. P. 1767–1781.
- 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*. Vol. 75. Issue C. P. 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*. London: UK Energy Research Centre.
- Verhulst P.F. (1838) Notice sur la loi que la population suit dans son accroissement // *Correspondance mathématique et physique*. Vol. 10. P. 113–121.