

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ВЫЧИСЛИМОЙ МОДЕЛИ ДЕНЕЖНОГО ОБРАЩЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ*

© 2017 г. А.А. Афанасьев¹

Аннотация. В статье предлагается модификация вычислимой имитационной модели денежного обращения российской экономики, разработанной в лаборатории социального моделирования ЦЭМИ РАН совместно с академиком В.Л. Макаровым и н.с. А.А. Лосевым за счет дезагрегирования блока «Нефтегазовая промышленность» на два модифицированных модельных блока — «Геологоразведка нефти и газа» и «Добыча нефти и газа». В данной статье мы исследуем лишь модели, относящиеся к геологоразведке и добыче нефти и газового конденсата, оставив разработку аналогичных моделей для природного и попутного газа для следующего исследования. Для моделирования добычи нефти и газового конденсата было решено разделить все 144 месторождения и центры нефтедобычи России на пять групп в зависимости от уровня добычи нефти в 2014 г. На основе представленных в статье двух модельных подблоков геологоразведки и добычи нефти и газового конденсата, разработанных для вычислимой модели денежного обращения экономики России, были спрогнозированы объемы добычи российской нефти и газового конденсата до 2035 г. по пяти агрегированным центрам добычи нефти, федеральным округам и России в целом в рамках инерционного сценария развития экономики 2014 г. При значениях внутренней цены на нефть, ставке НДС, цене и ставке аренды новых основных средств, прочих фиксированных затрат на добычу нефти, заданных на уровне 2014 г., расчеты показали снижение объемов добычи нефти и газового конденсата в России на 5% к 2035 г.

Ключевые слова: прогнозирование, добыча нефти и газового конденсата, российская экономика, вычислимая модель денежного обращения, нефтяные месторождения, геологоразведка, налоговый маневр.

Классификация JEL: C53, L71, Q35, Q41, Q47.

ВВЕДЕНИЕ

Прогнозирование добычи нефти и газового конденсата в России является актуальной и важной народнохозяйственной задачей. Начиная с 1970-х годов и по сей день, от объемов добытой, переработанной и экспортированной нефти в значительной степени зависят социально-экономическое развитие нашей страны, экономический рост, темпы инфляции, величина валютного курса рубля, доходы государственного бюджета, функционирование банковской системы и несырьевых отраслей народного хозяйства.

Прогнозировать объемы добычи нефти (как и природного газа) можно при помощи различных методов, методик и моделей (прямой счет, геологические и инженерные модели, логистические кривые (Гафаров, Калитюк, Глаголев, Моисеев, 2011), регрессионный анализ производственных функций (Варшавский, 1976а)). Вместе с тем вышеперечисленные способы прогнозирования имеют один существенный недостаток: в отдельности они в недостаточной степени учитывают влияние прогнозных объемов нефти на основные макроэкономические показатели страны.

Для того чтобы в должной мере учесть взаимное влияние прогнозных объемов нефти и макроэкономических показателей, необходимо использовать дополнительный экономико-математический инструментарий, каким представляются вычислимые модели общего экономического равновесия (CGE), которые среди прикладных моделей общего равновесия занимают особое место. Они, как отмечает академик В.Л. Макаров, обладают не только всеми достоинствами

* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект 17-06-00463 А) и Российского гуманитарного научного фонда (проект 17-02-00457 А).

¹ **Антон Александрович Афанасьев** — д.э.н., ведущий научный сотрудник ЦЭМИ РАН, профессор НИУ ВШЭ, Москва; aanton@cemi.rssi.ru.

моделей общего равновесия, но и достаточно гибкой и прозрачной структурой, позволяют достаточно быстро вычислять новые равновесные состояния, не требуют специализированного программного обеспечения – они хорошо реализуются и работают в среде Excel (Макаров, 1999) и активно используются правительствами и центральными банками западных стран (Roger, Vlcek, 2012; Christiano et al., 2010; Christoffel et al., 2008; Chung et al., 2010; Edge et al., 2007; Erceg, Guerrieri, Gust, 2006; Fagan et al., 2005; Fujiwara et al., 2005; GEM, 2004; Harrison et al., 2005; Laxton et al., 1998; Lees, 2009; Murchison, Rennison, 2006). В нашей стране первая вычислимая модель российской экономики RUSEC была разработана В.Л. Макаровым в 1990-е годы (Макаров, 1999). В настоящее время RUSEC и ее модификации активно и успешно используются для решения конкретных экономических задач, стоящих перед народным хозяйством и его отдельными отраслями.

Автор предлагает модификацию вычислимой имитационной модели денежного обращения российской экономики, разработанную в Лаборатории социального моделирования ЦЭМИ РАН совместно с академиком В.Л. Макаровым и научным сотрудником А.А. Лосевым (Макаров, Афанасьев, Лосев, 2011), за счет дезагрегирования блока «Нефтегазовая промышленность» на два модифицированных модельных блока – «Геологоразведка нефти и газа» и «Добыча нефти и газа». В данной статье мы исследуем модели, относящиеся только к геологоразведке и добыче нефти и газового конденсата, оставив разработку аналогичных моделей для природного и попутного газа для следующего исследования. Под объектом в моделях понимается отдельное месторождение, отдельное геологоразведочное или нефтегазодобывающее предприятие, отдельный региональный центр добычи или разведки нефтяной компании, отдельная нефтяная компания.

1. ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Модели геологоразведочного блока разделяются на модель ресурсов нефти и модель запасов нефти.

Модели оценки ресурсов и запасов нефти и газового конденсата как функции инвестиций в геологоразведку. Модель ресурсов нефти представляет собой их баланс, где прирост ресурсов определяется финансовыми затратами на их оценку (разведку), включая аэрофотосъемку, геофизические работы, сейсморазведку, а выбытие представляет собой преобразование ресурсов в запасы. Модель описывается следующими уравнениями:

$$P_i = P_{i,t-1} + \Delta P_i - \Delta R_i, \quad (1)$$

$$\Delta P_i = h(W_i). \quad (2)$$

Модель запасов нефти представляет собой их баланс, где прирост запасов определяется финансовыми затратами на их разведку (геологоразведочные работы), включая затраты на поисково-оценочное и разведочное бурение, а выбытие – накопленную на конец года добычу:

$$R_i = R_{i,t-1} + \Delta R_i - M_i, \quad (3)$$

$$\Delta R_i = g(Z_i), \quad (4)$$

где P_{it} – остаточные ресурсы нефти объекта i на конец года t ; ΔP_i – прирост ресурсов нефти объекта i за год t ; ΔR_i – прирост запасов нефти объекта i за год t ; R_i – остаточные запасы нефти объекта i на конец года t ; M_i – накопленная добыча нефти на объекте i на конец года t , где $M_i = \sum_{t=0}^t M_{it}$ (см. ниже); P_{i0} – начальные ресурсы нефти объекта i ; R_{i0} – начальные запасы нефти объекта i ; W_i – финансовые затраты на оценку (разведку) ресурсов нефти объекта i в году t ; Z_i – финансовые затраты на разведку запасов нефти (геологоразведку) объекта i в году t .

Оценка прироста ресурсов нефти описывается в общем виде уравнением (2). В рамках системы модели эта функция представляется монотонно возрастающей и непрерывной, поскольку с увеличением инвестиций в оценку ресурсов, как правило, происходит увеличение их прироста.

Для конкретизации (2) выбрана степенная функциональная зависимость прироста ресурсов нефти от инвестиций в их оценку:

$$\Delta R_{iz} = \mu W_{iz}^a, \quad (5)$$

где μ, a — экзогенные параметры функции оценки прироста ресурсов нефти, которые удовлетворяют следующим условиям:

- а) $\mu > 0$ (условие неотрицательности прироста ресурсов),
- б) $a > 0$ (условие возрастания функции прироста ресурсов).

Коэффициенты μ и a отражают эффективность и степень трудности оценки ресурсов. Чем больше эти коэффициенты, тем эффективнее оценка ресурсов и меньше степень трудности оценки ресурсов.

Начальные ресурсы нефти в модели оценки ресурсов нефти как функции инвестиций в геологоразведку могут быть подсчитаны объемным методом по нижеследующей формуле (Никон, 2006, с. 118):

$$P_{i0} = S_i k_z K_{\text{не}} K_{\text{пл}} \gamma_i^{1-\pi} v_i^{\text{ст}} / v_i^{\pi}, \quad (6)$$

$$v_i^{\text{ст}} / v_i^{\pi} > 1, 0. \quad (7)$$

Основным источником прироста запасов полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, являются геологоразведочные работы. Прирост запасов нефти описывается в общем виде уравнением (4). В рамках модели эта функция представляется монотонно возрастающей и непрерывной, поскольку с увеличением инвестиций в геологоразведочные работы, как правило, происходит увеличение прироста запасов полезных ископаемых.

Для конкретизации уравнения (4) выбрана степенная функциональная зависимость прироста запасов нефти от инвестиций в геологоразведку:

$$\Delta R_{iz} = \theta Z_{iz}^b, \quad (8)$$

где θ, b — экзогенные параметры функции прироста запасов нефти, которые удовлетворяют следующим условиям:

- а) $\theta > 0$ (условие неотрицательности прироста запасов),
- б) $b > 0$ (условие возрастания функции прироста запасов).

Коэффициенты θ и b отражают эффективность геологоразведочных работ и уровень их сложности. Чем больше эти коэффициенты, тем больший объем прироста запасов дают вложения в геологоразведочные работы.

Таким образом, список эндогенных и экзогенных переменных модельного блока «Геологоразведка» (1)–(8) запишется следующим образом.

Эндогенные переменные моделей блока «Геологоразведка». P_{it} — остаточные ресурсы нефти объекта i на конец года t ; ΔR_{iz} — прирост ресурсов нефти объекта i за год t ; ΔR_{iz} — прирост запасов нефти объекта i за год t ; R_{iz} — остаточные запасы нефти объекта i на конец года t ; M_{iz} — накопленная добыча нефти на объекте i на конец года t , где $M_{iz} = \sum_{j=0}^t M_{ij}$ (см. ниже); P_{i0} — начальные ресурсы нефти объекта i ; R_{i0} — начальные запасы нефти объекта i .

Экзогенные переменные моделей блока «Геологоразведка». W_{iz} — финансовые затраты на оценку (разведку) ресурсов нефти объекта i в году t ; Z_{iz} — финансовые затраты на разведку запасов нефти (геологоразведку) объекта i в году t ; S_i — площадь объекта i , тыс. м²; k_z — эффективная нефтенасыщенная мощность объекта i , м; $K_{\text{не}}$ — коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород объекта i , ед.; $K_{\text{пл}}$ — коэффициент нефтенасыщенности объекта i , ед.; γ_i — плотность нефти на поверхности объекта i , т/м³; v_i^{π} — объем нефти в пластовых условиях объекта i ; $v_i^{\text{ст}}$ — объем нефти в стандартных условиях объекта i ; $k_z^{1-\pi}$ — коэффициент нефтеотдачи

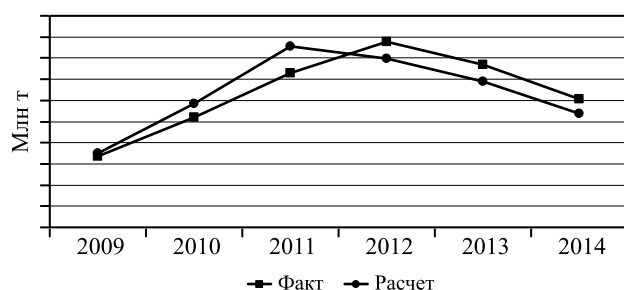


Рис. 1. Фактический и расчетный (8) методом наименьших квадратов прирост разведанных извлекаемых запасов нефти российского нефтедобывающего производственного объединения в 2009–2014 гг.

Таблица 1. Результаты эконометрического исследования функции (8) методом наименьших квадратов

Период	θ	b	R^2	DW
2009–2014 гг.	$5,7 \times 10^{-13}$ (4,6)	3,4 (5,3)	0,87	0,96

Примечание. В круглых скобках приведены значения t -статистики.

объекта i ; μ , a — параметры функции оценки прироста ресурсов нефти; θ , b — параметры функции прироста запасов нефти.

Калибровка уравнения прироста запасов — функции инвестиций в геологоразведочные работы (на примере российского нефтедобывающего производственного объединения). Исследуем функцию (8) методом наименьших квадратов на основе статистических данных российского нефтегазодобывающего производственного объединения за 2009–2014 гг.

В результате эконометрического исследования функции (8) методом наименьших квадратов получилось (табл. 1), что функция (8) адекватно описывает прирост разведанных запасов российского нефтедобывающего производственного объединения в 2009–2014 гг. с точки зрения как канонических критериев эконометрики, так и экономического смысла.

В самом деле, коэффициент детерминации модели близок к единице, что говорит о тесной статистической связи между результирующей переменной — приростом разведанных запасов нефти и объясняющей переменной — вложениями в поисково-оценочное и разведочное бурение рассматриваемого российского нефтедобывающего производственного объединения.

Кроме того, все параметры модели являются статистически значимыми, поскольку t -статистики превосходят двойку по модулю.

МНК-оценки коэффициентов модели согласуются с экономическим смыслом, ибо они положительные. Иными словами, с ростом вложений в геологоразведочное бурение происходит увеличение объема прироста разведанных извлекаемых запасов российского нефтегазодобывающего производственного объединения.

Попадание статистики Дарбина — Уотсона в зону неопределенности происходит, скорее всего, из-за малого объема выборки. Вместе с тем, как видно на рис. 1, оцененная функция (6) достаточно хорошо аппроксимирует исходные данные и их динамику, за исключением пиковой точки, которая смещена на год.

2. АГРЕГИРОВАНИЕ ЦЕНТРОВ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБЪЕМОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

Для моделирования добычи нефти и газового конденсата было решено разделить все 144 месторождения и центры нефтедобычи России на пять групп в зависимости от уровня текущей добычи нефти в 2014 г.

Выделение пяти групп месторождений и центров нефтедобычи в России. Разделение месторождений и центров нефтедобычи на пять групп происходило следующим образом:

1 группа — 2 нефтяных месторождения и центров с добычей 66–82 млн т;

- 2 группа – 5 нефтяных месторождений и центров с добычей 13–38 млн т;
- 3 группа – 17 нефтяных месторождений и центров с добычей 6–12 млн т;
- 4 группа – 22 нефтяных месторождения и центра с добычей 2–5 млн т;
- 5 группа – 83 нефтяных месторождения и центра с добычей 0–2 млн т.

Для каждой группы были построены производственные функции, отражающие функциональную зависимость между уровнем добычи нефти и факторами производства, в качестве которых выступили стоимость введенных в действие новых основных средств (равная стоимости капитальных вложений в нефтедобычу) и остаточные запасы нефти.

Для всех групп были построены кинетические производственные функции вида

$$y_{it} = A_i I_{it}^{\alpha_i} R_{it}^{\delta_i} e^{\delta_i R_{it-1}}, \quad (9)$$

где y_{it} – объем добычи нефти в году t ; I_{it} – капитальные вложения в добычу в сопоставимых ценах в году t ; R_{it} – остаточные запасы нефти на конец года t (из модели «Геологоразведка»); A_i – коэффициент нейтрального технического прогресса производственной функции; α_i – коэффициент при капитальных вложениях производственной функции; δ_i – коэффициент при запасах нефти производственной функции.

Экономический смысл функции (11) состоит в следующем:

- 1) при прочих равных условиях увеличение объемов капитальных вложений в добычу приводит к росту ее объемов;
- 2) при снижении величины остаточных извлекаемых запасов нефти происходит падение коэффициента извлечения нефти и, следовательно, уменьшение объемов нефтедобычи.

Функция (11) имеет постоянную эластичность добычи по капитальным вложениям ε_1 :

$$\varepsilon_1 = \frac{\partial y}{\partial I} \times \frac{I}{y} = \alpha$$

Следует отметить, что производственная функция вида (11) успешно применялась для моделирования и прогнозирования добычи нефти в советской и российской экономиках как на уровне всего народного хозяйства, так и на уровне отдельных республик, регионов, отраслей и месторождений.

Действительно, эконометрические модели производственных функций газовой и нефтяной промышленности, разработанные и использованные в трудах (Варшавский 1976а, 1976б, 1976в; Насинник, 1975; Клименко, 1980; Мартос, 1989), и их модификаций были уже применены автором к исследованию (моделированию и прогнозированию) добычи на новых объектах (Афанасьев, 2008, 2009а, 2009б, 2012). Этими объектами являются:

- 1) газодобывающая промышленность Тюменской области (без учета ОАО «Норильскгазпром») в 1963–2008 гг.;
- 2) газодобывающий сектор группы «Газпром» Тюменской области (без учета нефтегазодобывающих предприятий группы «Газпром нефть», относящихся к нефтяной промышленности) в 1963–2011 гг.;
- 3) газодобывающая промышленность Республики Саха (Якутия) в 1968–2008 гг.;
- 4) газодобывающая промышленность Восточной Сибири в 1968–2008 гг.;
- 5) газодобывающая промышленность Красноярского края 1969–2008 гг.

Результаты этих исследований показали, что эконометрические модели производственных функций добычи российского природного газа позволяют адекватно моделировать добычу газа и давать прогнозы объемов добычи с достаточно высокой точностью.

Таблица 2. Результаты эконометрического исследования производственной функции (9') на основе фактических и прогнозных данных российского нефтедобывающего производственного объединения

Период	A_i	α_i	δ_i	R^2	DW
2009–2020	12189,2 (22)	0,18 (4)	$-1,86 \times 10^{-7}$ (-6)	0,78	1,41
2009–2029	3411,0 (21)	0,31 (9)	$-3,14 \times 10^{-7}$ (-17)	0,97	1,29

Примечание. В круглых скобках приведены значения t -статистики.

Оценка параметров производственной функции добычи нефти (на примере российского нефтедобывающего производственного объединения). Для поиска вида производственной функции, адекватно описывающей процесс добычи нефти на территории России, проведем эконометрическое исследование на основании фактических данных за 2009–2014 гг. и прогнозного пессимистического сценария добычи нефти российским нефтедобывающим производственным объединением (компанией) в 2015–2035 г.

В первом приближении предположим, что начальные извлекаемые запасы нефти компании не изменяются, поэтому вместо начальных запасов можно рассмотреть накопленную добычу

$$N_{\Sigma} = \sum_{j=0}^t N_j.$$

Тогда функцию (9) можно записать в следующем виде:

$$N_t = A_i I_j^{\alpha_i} e^{\delta_i N_{\Sigma-1}}. \quad (9')$$

Результаты эконометрического исследования производственной функции (9') методом наименьших квадратов приведены в табл. 2.

Они подтверждают, что во временных промежутках 2009–2020 и 2009–2029 гг. функция (11') адекватно описывает процесс добычи нефти российским нефтедобывающим производственным объединением с точки зрения как классических критериев эконометрики, так и экономической теории.

В самом деле, положительный коэффициент при капитальных вложениях означает, что по мере роста капитальных вложений в обустройство добыча нефти растет. Отрицательный коэффициент при накопленной добыче нефти означает, что по мере роста объемов добываемой нефти истощаются ее запасы и, следовательно, происходит снижение добычи нефти. Близкие к единице значения коэффициента детерминации R^2 говорят о тесной статистической связи между результирующей переменной (добычей нефти) и объясняющими переменными (капитальными вложениями и накопленной добычей). Значения статистики Дарбина – Уотсона DW свидетельствуют об отсутствии автокорреляции остатков при 1%-ном уровне значимости. Значения t -статистик, большие по модулю 2, показывают, что все параметры регрессии являются статистически значимыми.

Таким образом, высокое качество аппроксимации эконометрической модели (9') и результаты проверки статистических гипотез не противоречат тому, что оценки параметров производственной функции (9'), полученные методом наименьших квадратов за периоды 2009–2020 и 2009–2029 гг., являются точными несмещенными оценками из всех линейных несмещенных оценок.

На рис. 2 приведена динамика прогнозной добычи нефти из данных компании и на основе функции (9'). Ошибки на 2021–2028 и 2020–2035 гг., вычисленные по формуле

$$APE = \left| \frac{\text{Прогнозная_расчетная_добыча}}{\text{Прогнозная_добыча_данные_компании}} - 1 \right| \times 100\%,$$

не превышают 18% (рис. 3).

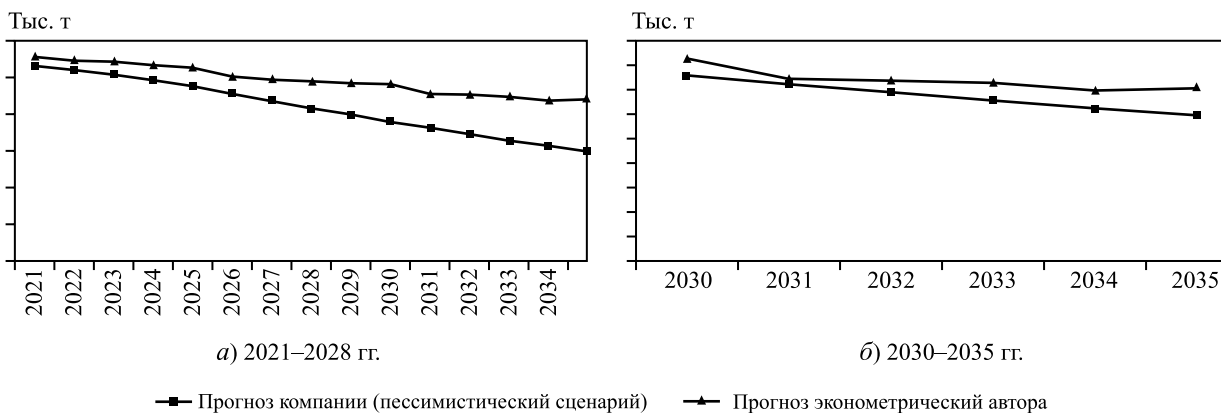


Рис. 2. Прогнозная и расчетная прогнозная добыча нефти российского нефтедобывающего производственного объединения на основе функции (9'): а) в 2021–2035 гг., исследованной в 2009–2020 гг.; б) в 2030–2035 гг., исследованной в 2009–2029 гг.

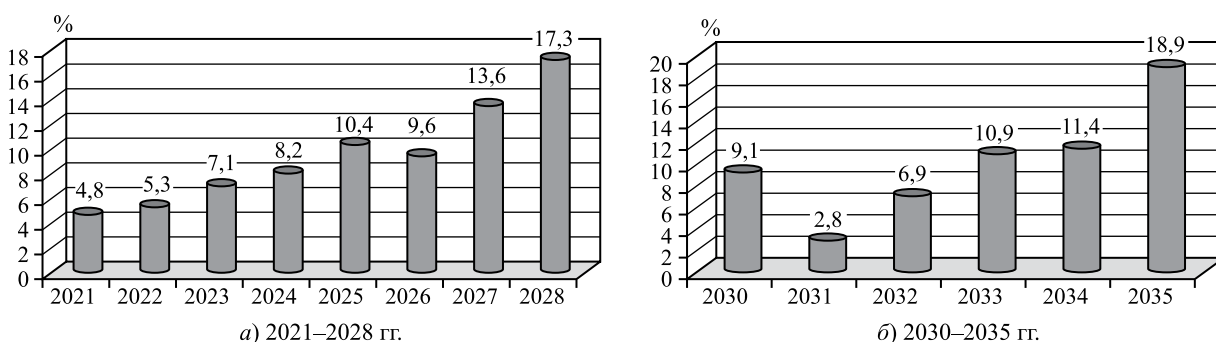


Рис. 3. Ошибки APE эконометрического прогноза добычи нефти российским нефтедобывающим производственным объединением на основе функции (9'): а) в 2021–2028 гг., исследованной в 2009–2020 гг.; б) в 2030–2035 гг., исследованной в 2009–2029 гг.

3. ФУНКЦИИ ПРЕДЛОЖЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Для пяти выделенных выше групп и месторождений поставим и решим задачу максимизации прибыли, в результате решения которой получим целевую функцию предложения нефти.

Функция максимизации прибыли от добычи нефти по объему капитальных вложений на объекте i в году t будет выглядеть следующим образом:

$$\pi_{it} = (p_{it} - \eta_{it})y_{it} - r_{it}I_{it} - C_{it} \rightarrow \max_{I_{it}}, \quad (10)$$

$$y_{it} = A_i I_{it}^{\alpha_i} e^{\delta_i R_{it-1}},$$

где π_{it} — прибыль от реализации нефти, y_{it} — добыча нефти; I_{it} — капитальные вложения в сопоставимых ценах; $\pi_{it(max)}$ — максимальная прибыль от реализации нефти; p_{it} — внутренняя цена реализации нефти в сопоставимых ценах; η_{it} — налог на добычу полезных ископаемых (нефть) в сопоставимых ценах; r_{it} — ставка аренды (амортизации) основных средств (новых); C_{it} — постоянные затраты в сопоставимых ценах.

В результате решения задачи (11)–(12) получим функцию предложения нефти

$$y_{it} = A_i^{1/(1-\alpha_i)} \left(\frac{\alpha_i (p_{it} - \eta_{it})}{r_{it}} \right)^{(1-\alpha_i)/\alpha_i} \exp \left[\frac{\delta_i R_{it-1}}{1 - \alpha_i} \right]. \quad (11)$$

Тогда функция капитальных вложений в добычу нефти на объекте i будет иметь вид:

$$I_j = \left\{ r_j / \left[(p_j - \eta_j) \alpha_j A_j e^{\delta_j R_{j-1}} \right] \right\}^{\alpha_j / (\alpha_j - 1)}. \quad (12)$$

Очевидно, что при условии

$$0 < \alpha_j < 1 \quad (13)$$

функция предложения нефти (13) будет монотонно возрастающей по внутренней цене на нефть, по объему остаточных запасов и монотонно убывающей – по НДПИ (нефть).

Подставив (11) и (12) в (10), получим функцию максимальной прибыли на объекте i :

$$\pi_{j(max)} = \left\{ A_j \alpha_j (p_j - \eta_j) e^{\delta_j R_{j-1}} / r_j^{\alpha_j} \right\}^{1/(1-\alpha_j)} (1/\alpha_j - 1) - C_j. \quad (14)$$

Очевидно, что при условии (13) будем иметь

$$\left\{ A_j \alpha_j (p_j - \eta_j) e^{\delta_j R_{j-1}} / r_j^{\alpha_j} \right\}^{1/(1-\alpha_j)} (1/\alpha_j - 1) > 0. \quad (15)$$

Таким образом, знак функции максимальной прибыли (14) будет зависеть от того, насколько больше (или меньше) будут постоянные затраты C_{ii} значения (15).

Итак, мы получили модель функции предложения нефти на внутреннем рынке России (11).

Список эндогенных и экзогенных переменных моделей блока «Добыча нефти и газового конденсата» будет выглядеть следующим образом.

Блок «Добыча нефти и газового конденсата».

Эндогенные переменные моделей для объекта i и года t : π_{it} – прибыль от реализации нефти; y_{it} – добыча нефти; I_{it} – капитальные вложения в сопоставимых ценах; $\pi_{it(max)}$ – максимальная прибыль от реализации нефти.

Экзогенные переменные моделей для объекта i и года t : p_{it} – внутренняя цена реализации нефти в сопоставимых ценах; η_{it} – налог на добычу полезных ископаемых (нефть) в сопоставимых ценах; r_{it} – ставка аренды (амортизации) основных средств; C_{it} – постоянные затраты в сопоставимых ценах; R_{it} – остаточные запасы нефти на конец года (из модели «Геологоразведка»), A_i – коэффициент нейтрального технического прогресса производственной функции; α_i – коэффициент при капитальных вложениях производственной функции; δ_i – коэффициент при остаточных запасах нефти производственной функции.

4. КАЛИБРОВКА ФУНКЦИЙ ПРЕДЛОЖЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Калибровка целевых моделей. Мы будем использовать как методы регрессионного анализа, так и методы подбора для калибровки уравнений функций вида (13) для пяти групп месторождений и центров нефтедобычи. Год калибровки – 2014 г.

Для начала определим среднюю фактическую за 2014 г. добычу нефти для каждой из пяти групп месторождений и центров нефтедобычи по формуле среднего арифметического

$$\bar{Y}_J = (Y_{J1} + Y_{J2} + \dots + Y_{Jn}) / n, \quad (16)$$

где J – номер группы; $\bar{Y}_J$ – средняя фактическая добыча нефти за 2014 г. в группе J ; Y_{ji} – фактическая добыча нефти за 2014 г. на объекте i из группы J , где $J = 1, \dots, 5$.

В результате вычислений средней фактической добычи нефти и газового конденсата за 2014 г. по формуле (16) получилось следующее.

Для первой группы нефтяных месторождений и центров нефтедобычи средняя фактическая добыча нефти и газового конденсата за 2014 г. составила $Y_1 = 74,139$ млн т.

Таблица 3. Результаты калибровки функции (11)

Группа, J	Известные параметры				Калибровочные параметры		
	p_J , руб./т	η_J , руб./т	r_J , %	R_{J0} , тыс. т	A_J	α_J	δ_J
1	11211	4723	15	6000000	0,2515715	0,68415864	10^{-11}
2	11211	4723	15	6000000	0,1576427	0,6679948	10^{-10}
3	11211	4723	15	6000000	0,1119810	0,6679948	10^{-10}
4	11211	4723	15	6000000	0,0862480	0,6679948	10^{-10}
5	11211	4723	15	6000000	0,0492350	0,6679948	10^{-10}

Для второй группы нефтяных месторождений и центров нефтедобычи средняя фактическая добыча нефти и газового конденсата за 2014 г. составила $Y_2 = 22,044$ млн т.

Для третьей группы нефтяных месторождений и центров нефтедобычи средняя фактическая добыча нефти и газового конденсата за 2014 г. составила $Y_3 = 7,869$ млн т.

Для четвертой группы нефтяных месторождений и центров нефтедобычи средняя фактическая добыча нефти и газового конденсата за 2014 г. составила $Y_4 = 3,584$ млн т.

Для пятой группы нефтяных месторождений и центров нефтедобычи средняя фактическая добыча нефти и газового конденсата за 2014 г. составила $Y_5 = 0,662$ млн т.

Чтобы откалибровать функцию (13) для каждой из пяти групп месторождений при заданных внутренних ценах на нефть и ставке НДС, необходимо подобрать коэффициенты производственной функции A_J , α_J , δ_J таким образом, чтобы модельные значения объемов добычи нефти и газового конденсата (11) за 2014 г. y_J для каждой из пяти групп нефтяных месторождений и центров нефтедобычи были как можно ближе к средним фактическим значениям объемов добычи нефти и газового конденсата за 2014 г. $\bar{Y}_J$.

Результаты калибровки целевых моделей представлены в табл. 3. Они показали почти полное совпадение фактических и модельных значений объемов добычи нефти за 2014 г.

5. ТЕСТОВЫЕ МОДЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ НА ПЕРИОД 2015–2035 гг.

На основе разработанной и откалиброванной системы моделей был произведен тестовый расчет инерционного сценария добычи нефти и газового конденсата по пяти группам нефтяных месторождений и центров нефтедобычи, федеральным округам Российской Федерации и в целом по Российской Федерации.

Расчет инерционных сценариев уровней добычи нефти по пяти группам нефтяных месторождений и центров нефтедобычи РФ до 2035 г. Результаты прогнозирования показывают снижение добычи нефти и газового конденсата по каждой из пяти групп нефтяных месторождений и центров нефтедобычи (рис. 4).

В 2035 г. добыча нефти и газового конденсата первой группы центров нефтяных месторождений и центров нефтедобычи Российской Федерации снизится на 5% по сравнению с 2015 г. В 2035 г. добыча нефти и газового конденсата второй группы центров нефтяных месторождений и центров нефтедобычи Российской Федерации уменьшится на 12% по сравнению с 2015 г. В 2035 г. добыча нефти и газового конденсата третьей группы центров нефтяных месторождений и центров нефтедобычи Российской Федерации станет меньше на 5% по сравнению с 2015 г. В 2035 г. добыча нефти и газового конденсата четвертой группы центров нефтяных месторождений и центров нефтедобычи Российской Федерации упадет на 2% по сравнению с 2015 г. В 2035 г. добыча нефти и газового конденсата пятой группы центров нефтяных месторождений и центров нефтедобычи Российской Федерации сократится незначительно по сравнению с 2015 г.

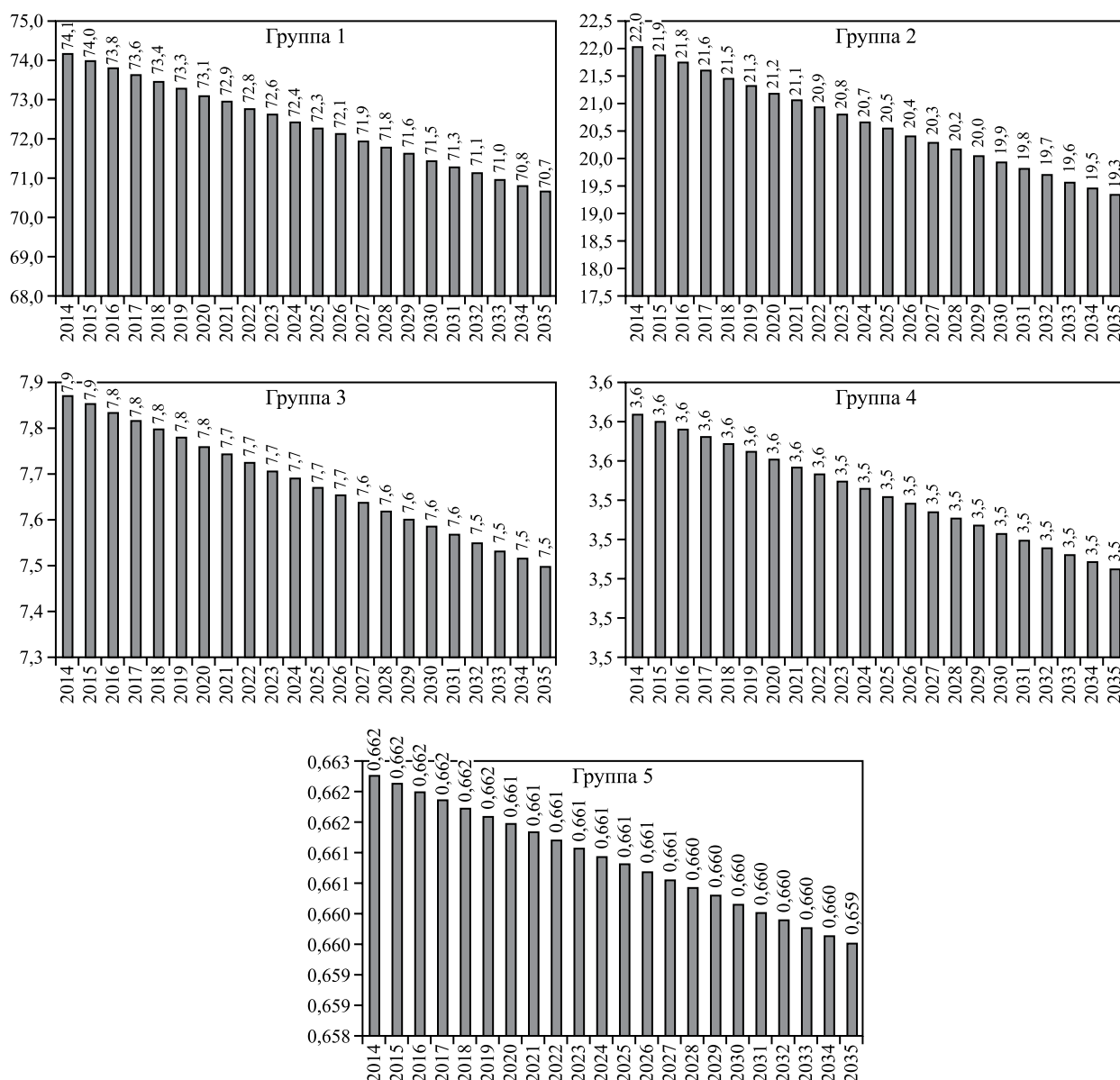


Рис. 4. Прогнозные объемы добычи нефти и газового конденсата на 2015–2035 гг. по группам нефтяных месторождений и центров нефтедобычи, млн т

Результаты прогнозирования показывают снижение добычи нефти и газового конденсата по каждой из пяти групп нефтяных месторождений и центров нефтедобычи Российской Федерации.

Расчет инерционных сценариев уровней добычи нефти по федеральным округам РФ до 2035 г.

Результаты прогнозирования показывают снижение добычи нефти и газового конденсата по каждому федеральному округу Российской Федерации (рис. 5). В 2035 г. по сравнению с 2015 г. добыча нефти и газового конденсата в Уральском ФО снизится на 6%, в Приволжском ФО – на 5%, в Сибирском ФО – на 7%, в Северо-Западном ФО – на 2%, в Дальневосточном ФО – на 4%, в Южном ФО – на 1%, в Северо-Кавказском ФО снизится добыча нефти и газового конденсата незначительно.

Расчет инерционных сценариев уровней добычи нефти по РФ в целом до 2035 г. Результаты прогнозирования показывают снижение добычи нефти и газового конденсата по всей РФ (рис. 5, Россия). Действительно, в 2035 г. объемы добычи нефти и газового конденсата в России сократятся на 5% по сравнению с 2015 г. с 526 млн т до 497 млн т.

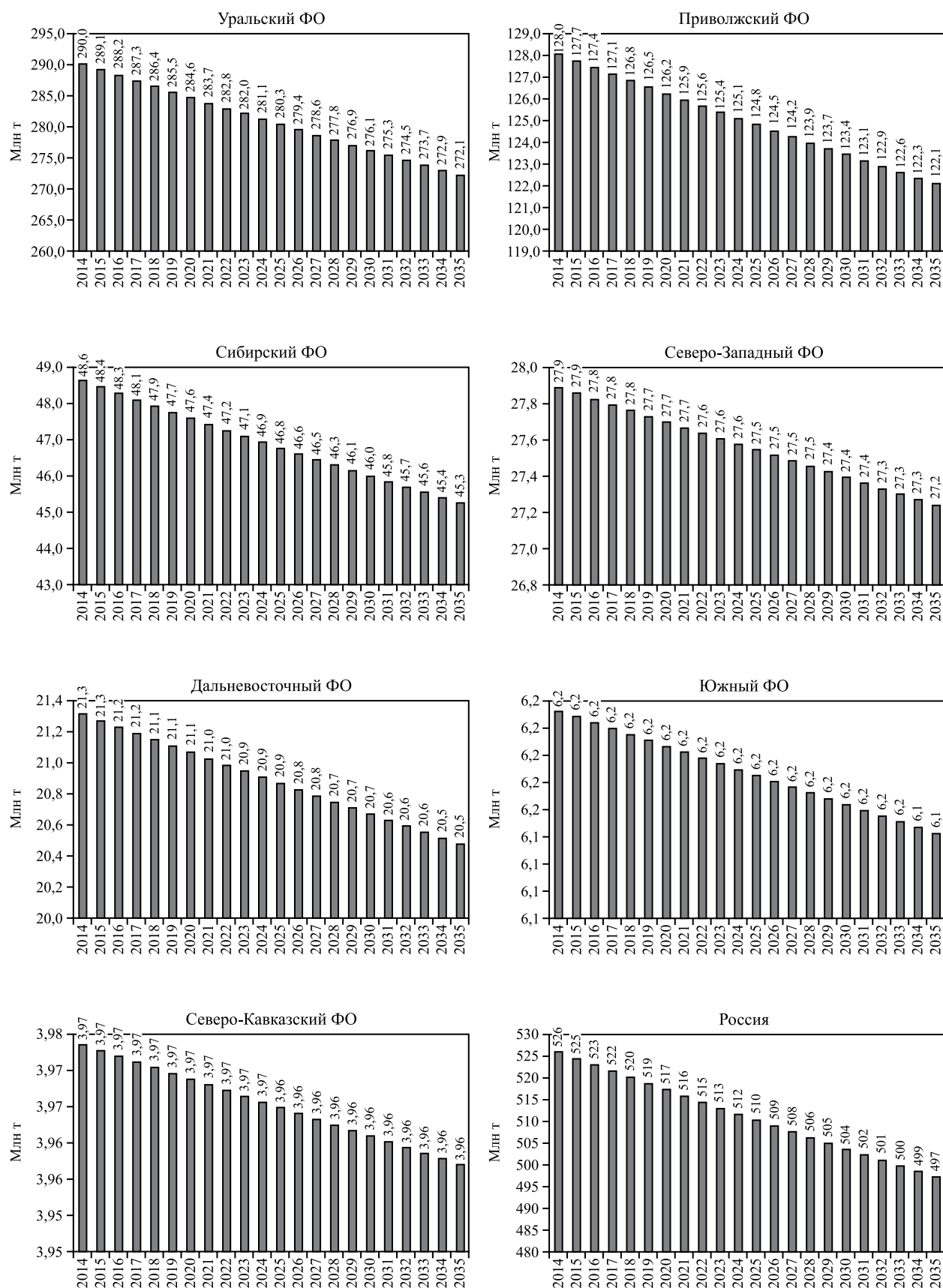


Рис. 5. Прогнозные объемы добычи нефти и газового конденсата на 2015–2035 гг. по ФО и России, млн т

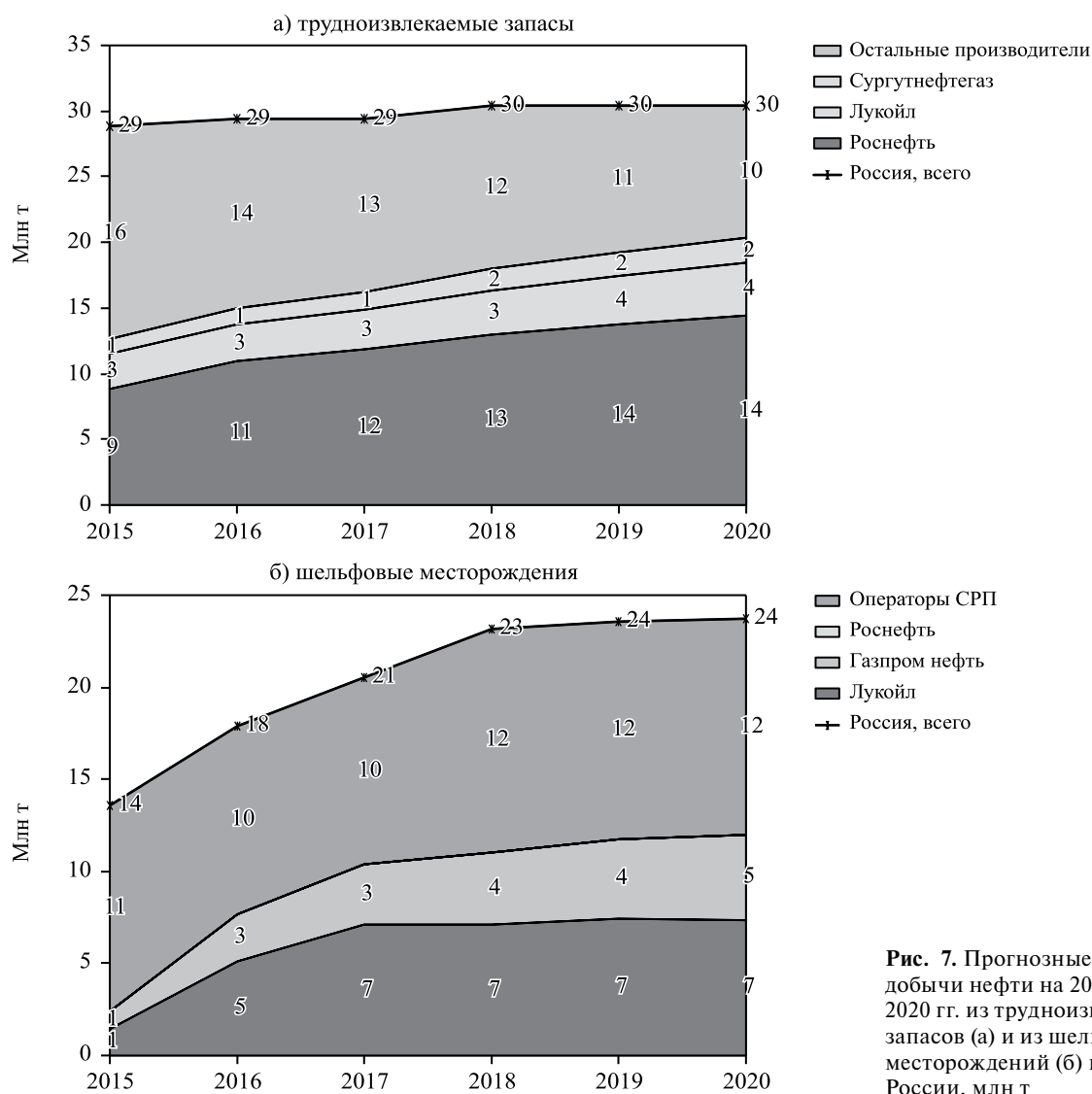
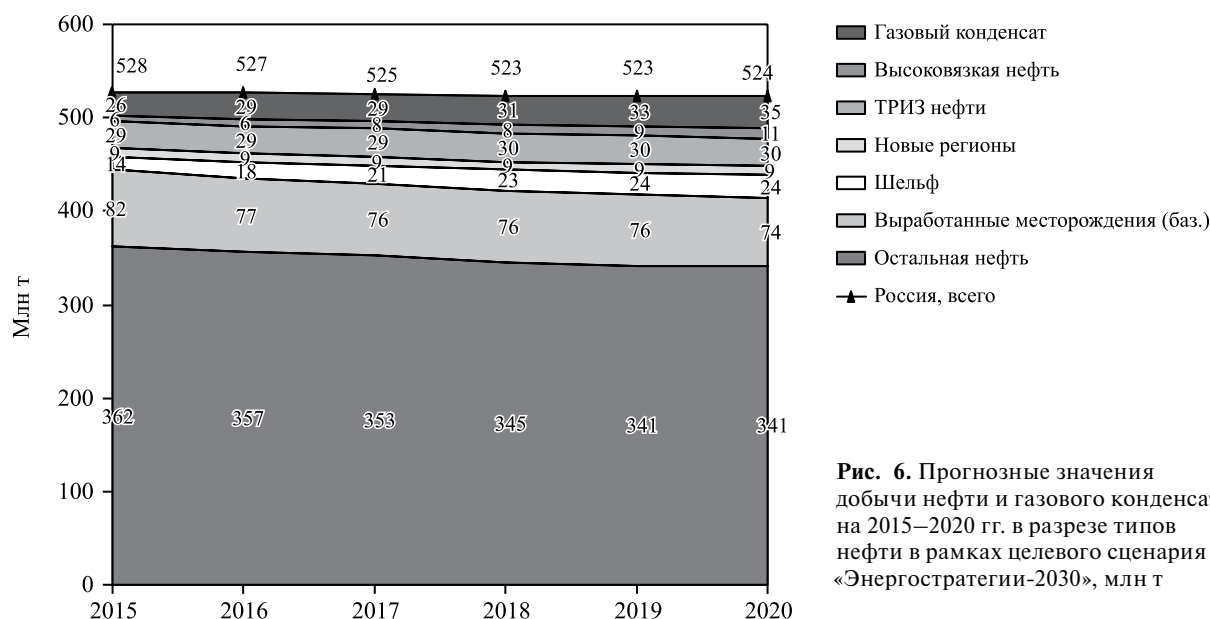


Рис. 7. Прогнозные значения добычи нефти на 2015–2020 гг. из трудноизвлекаемых запасов (а) и из шельфовых месторождений (б) по ВИНК России, млн т

Расчет добычи нефти и газового конденсата до 2020 г. в разрезе типов нефти в рамках целевого сценария «Энергостратегии-2030». Разработанная система моделей была использована для расчета добычи нефти и газового конденсата в разрезе типов нефти в рамках целевого сценария «Энергостратегии-2030». Результаты расчетов приведены на рис. 6 и 7.

Они показывают, что добыча нефти из трудноизвлекаемых запасов будет расти в 2015–2020 гг. Так, у ПАО «НК «Роснефть» она увеличится на 56%, у ПАО «Лукойл» — на 1,33%, у ОАО «Сургутнефтегаз» — в 2 раза, у остальных производителей она снизится с 16 до 10 млн т. По России в целом добыча возрастет с 29 до 30 млн т (рис. 7а).

Также вырастет добыча на шельфе России с 14 до 24 млн т, у ПАО «Лукойл» она вырастет в 7 раз, у ПАО «Газпром нефть» — в 5 раз, у операторов СРП — на 9% (рис. 7б). Как видно на рис. 6, базовая добыча к 2035 г. снизится с 362 млн т (в 2015 г.) до 341 млн т, за этот период времени также снизится добыча нефти из выработанных месторождений с 82 млн до 74 млн т. Вместе с тем увеличится добыча российской высоковязкой нефти с 6 млн до 11 млн т. Добыча в новых регионах останется на уровне 9 млн т в год.

* * *

Итак, на основе представленных в статье двух модельных подблоков геологоразведки и добычи нефти и газового конденсата, разработанных для вычислимой модели денежного обращения экономики России, были спрогнозированы объемы добычи российской нефти и газового конденсата до 2035 г. по пяти агрегированным центрам добычи нефти, федеральным округам и России в целом в рамках инерционного сценария развития экономики 2014 г. При значениях внутренней цены на нефть, ставке НДС, цене и ставке аренды новых основных средств, прочих фиксированных затрат на добычу нефти, заданных на уровне 2014 г., расчеты показали снижение объемов добычи нефти и газового конденсата в России на 5% к 2035 г.

В дальнейшем автор планирует провести калибровку параметров производственных функций по каждому в отдельности из представленных в модели 144 нефтяным месторождениям и центрам добычи нефти (объектам) и спрогнозировать добычу на каждом объекте в зависимости от цены на нефть и ставки НДС, после чего расширенную автономную модель можно будет встраивать в модель денежного обращения российской экономики (Макаров, Афанасьев, Лосев, 2011) с целью оценки взаимного влияния изменения цен на нефть и ставок НДС (в рамках налогового маневра) на прогнозные объемы добычи нефти и основные макроэкономические параметры Российской Федерации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Афанасьев А.А.** (2008). Экономико-математическое моделирование и прогнозирование добычи природного газа в Тюменской области // *Газовая промышленность*. № 6. С. 19–25.
- Афанасьев А.А.** (2009а). Эконометрическое исследование производственных функций газодобывающей промышленности Красноярского края // *Экономика и мат. методы*. Т. 45. № 3. С. 3–11.
- Афанасьев А.А.** (2009б). Производственные функции газодобывающей промышленности Тюменской области и дочерних обществ ОАО «Газпром» в 1993–2007 гг. // *Экономика и мат. методы*. Т. 45. № 2. С. 37–53.
- Афанасьев А.А.** (2012). Эконометрические модели прогнозирования добычи природного газа // *Oil & Gas Journal Russia*. № 10 (65). С. 76–81.
- Варшавский Л.Е.** (1976а). *Генетическое моделирование экономического развития нефте- и газодобывающей промышленности (на примере газодобывающей промышленности СССР)*. Дисс. на соискание уч. степени к.э.н. по специальности 08.00.13. М.: ЦЭМИ АН СССР.
- Варшавский Л.Е.** (1976б). Об использовании производственных функций при прогнозировании показателей разработки газовых месторождений. В сб.: «*Экономика газовой промышленности*». Вып. 5. М.: ВНИИЭГазпром. С. 21–28.
- Варшавский Л.Е.** (1976в). О прогнозно-аналитическом моделировании развития газодобывающей промышленности. В сб.: «*Экономика газовой промышленности*». Вып. 12. М.: ВНИИЭГазпром. С. 16–24.

- Гафаров Н.А., Калитюк С.А., Глаголев А.И., Моисеев А.В. (2011). Глобальный газовый бизнес: новые тенденции, сценарии, технологии. М.: ООО «Газпром экспо».
- Клименко А.В. (1980). Прогнозирование добывающих отраслей с учетом природного фактора. В сб.: «Методы построения и использования макроэкономических и отраслевых производственных функций». М.: ЦЭМИ АН СССР. С. 152–174.
- Макаров В.Л. (1999). Вычислимая модель российской экономики (RUSEC). Препринт № wp/99/069. М.: ЦЭМИ РАН.
- Макаров В.Л., Афанасьев А.А., Лосев А.А. (2011). Вычислимая имитационная модель денежного обращения // *Экономика и мат. методы*. Т. 47. № 1. С. 3–27.
- Мартос В.Н. (1989). Методические указания по прогнозированию нефтеотдачи на стадии разведки месторождений. М.: ВНИГНИ.
- Насинник З.А. (1975). Прогнозирование себестоимости нефти и попутного газа. М.: Недра.
- Никонов Н.И. (2006). Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ: курс лекций. Ухта: УГТУ.
- Christiano L., Motto R., Rostagno M. (2010). Financial Factors in Economic Fluctuations. Working Paper 1192. Frankfurt-am-Main: European Central Bank.
- Christoffel K., Coenen G., Warne F. (2008). The New Area-Wide Model of the Euro Area – a Micro-Founded Open-Economy Model for Forecasting and Policy Analysis. Working Paper 944. Frankfurt-am-Main: European Central Bank.
- Chung H., Kiley M.T., Laforte J.-Ph. (2010). Documentation of the Estimated, Dynamic, Optimization-based (EDO) Model of the U.S. Economy: 2010 Version. Washington: Federal Reserve Board.
- Edge R.M., Kiley M.T., Laforte J.-Ph. (2007). Documentation of the Research and Statistics Division's Estimated DSGE Model of the U.S. Economy: 2006 Version. Washington: Federal Reserve Board.
- Erceg Ch.J., Guerrieri L., Gust Ch. (2006). SIGMA: A New Open Economy Model for Policy Analysis. International Finance Discussion Paper No. 835 (Revised). Washington: Board of Governors of the Federal Reserve System.
- Fagan G., Henry J., Mestre R. (2005). An Area-Wide Model for the Euro Area // *Economic Modeling*. Vol. 22. P. 39–59.
- Fujiwara I., Hara N., Hirose Y., Teranishi Y. (2005). The Japanese Economic Model (JEM) // *Monetary and Economic Studies*. Vol. 23. No. 2. P. 61–142.
- GEM: A New International Macroeconomic Model (2004). Washington: International Monetary Fund.
- Harrison R., Nikolov K., Quinn M., Ramsay G., Scott A., Thomas R. (2005). The Bank of England Quarterly Model. London: Bank of England.
- Laxton D., Isard P., Faruqee H., Prasad E., Turtelboom B. (1998). MULTIMOD Mark III: the Core Dynamic and Steady-State Models. Washington: International Monetary Fund.
- Lees K. (2009). Introducing KITT: The Reserve Bank of New Zealand new DSGE Model for Forecasting and Policy Design // *Reserve Bank of New Zealand Bulletin*. Vol. 72. June. P. 5–20.
- Murchison S., Rennison A. (2006). ToTEM: The Bank of Canada's New Quarterly Projection Model. Rapport technique No. 97. Ottawa: Banque du Canada.
- Roger S., Vilek J. (2012). Macrofinancial Modeling at Central Banks: Recent Developments and Future Directions. IMF Working Paper No. 2/21. Washington.

REFERENCES (with English translation or transliteration)

- Afanasyev A.A. (2008). Economic-and-Mathematical Modeling and Forecasting of Natural Gas Production in the Tyumen Region. *Gas industry* 6, 19–25 (in Russian).
- Afanasyev A.A. (2009a). Econometric Study of Production Functions of the Krasnoyarsk Krai Gas Industry. *Economics and Mathematical Methods* 45, 3, 3–11 (in Russian).
- Afanasyev A.A. (2009b). Production Functions of the Tyumen Region Gas Industry and Subsidiaries of OJSC “Gazprom” in 1993–2007. *Economics and Mathematical Methods* 45, 2, 37–53 (in Russian).

- Afanasyev A.A.** (2012). Econometric Models of Natural Gas Forecasting. *Oil & Gas Journal Russia* 10, 65, 76–81 (in Russian).
- Christiano L., Motto R., Rostagno M.** (2010). Financial Factors in Economic Fluctuations. Working Paper 1192. Frankfurt-am-Main: European Central Bank.
- Christoffel K., Coenen G., Warne F.** (2008). The New Area-Wide Model of the Euro Area – a Micro-Founded Open-Economy Model for Forecasting and Policy Analysis. Working Paper 944. Frankfurt-am-Main: European Central Bank.
- Chung H., Kiley M.T., Laforge J.-Ph.** (2010). Documentation of the Estimated, Dynamic, Optimization-based (EDO) Model of the U.S. Economy: 2010 Version. Washington: Federal Reserve Board.
- Edge R.M., Kiley M.T., Laforge J.-Ph.** (2007). Documentation of the Research and Statistics Division's Estimated DSGE Model of the U.S. Economy: 2006 Version. Washington: Federal Reserve Board.
- Erceg Ch.J., Guerrieri L., Gust Ch.** (2006). SIGMA: A New Open Economy Model for Policy Analysis / International Finance Discussion Paper No. 835 (Revised). Washington: Board of Governors of the Federal Reserve System.
- Fagan G., Henry J., Mestre R.** (2005). An Area-Wide Model for the Euro Area. *Economic Modeling* 22, 39–59.
- Fujiwara I., Hara N., Hirose Y., Teranishi Y.** (2005). The Japanese Economic Model (JEM). *Monetary and Economic Studies* 23, 2, 61–142.
- Gafarov N.A., Kalituyk S.A., Glagolev A.I., Moiseev A.V.** (2011). The Global Gas Business, New Trends, Scenarios, Technology. Moscow: Gazprom expo (in Russian).
- GEM: A New International Macroeconomic Model** (2004). Washington: International Monetary Fund.
- Harrison R., Nikolov K., Quinn M., Ramsay G., Scott A., Thomas R.** (2005). The Bank of England Quarterly Model. London: Bank of England.
- Klimenko A.V.** Prediction of the Extractive Industries Taking into Account Natural Factors. In: “*The Methods of Construction and Use of Macroeconomic and Sectoral Production Functions*”. Moscow: CEMI AS USSR, 152–174 (in Russian).
- Laxton D., Isard P., Faruqee H., Prasad E., Turtelboom B.** (1998). MULTIMOD Mark III: the Core Dynamic and Steady-State Models. Washington: International Monetary Fund.
- Lees K.** (2009). Introducing KITT: the Reserve Bank of New Zealand new DSGE Model for Forecasting and Policy Design. *Reserve Bank of New Zealand Bulletin* 72, June, 5–20.
- Makarov V.L.** (1999). Computable Model of the Russian Economy (RUSEC). Preprint number the wp / 99/069. Moscow: CEMI (in Russian).
- Makarov V.L., Afanasiev A.A., Losev A.A.** (2011). Computable Simulation Model for Money Circulation in the Russian Economy. *Economics and Mathematical Methods* 47, 1, 3–27 (in Russian).
- Martos V.N.** (1989). Guidelines for predicting recovery at the stage of field exploration. Moscow: VNIGNI (in Russian).
- Murchison S., Rennison A.** (2006). ToTEM: The Bank of Canada's New Quarterly Projection Model. Rapport technique No. 97. Ottawa: Banque du Canada.
- Nasinnik Z.A.** (1975). Forecasting cost of oil and associated gas. Moscow: Nedra (in Russian).
- Nikonov N.I.** (2006). Rational complex of exploration for oil and gas: a course of lectures. Ukhta: Ural State Technical University (in Russian).
- Roger S., Vleck J.** (2012). Macrofinancial Modeling at Central Banks: Recent Developments and Future Directions. IMF Working Paper No. 2/21. Washington.
- Varshavsky L.E.** (1976a). Genetic Modeling of Economic Development of the Oil and Gas Industry (on the Example of the Gas Industry of the USSR). Thesis for the degree of candidate of economic sciences on specialty 08.00.13. Moscow: CEMI AS USSR (in Russian).
- Varshavsky L.E.** (1976b). On Forecasting and Analytical Modeling of the Gas Industry. In: “*Economy of the gas industry*” 12, 16–24 (in Russian).
- Varshavsky L.E.** (1976c). The use of production functions in predicting performance gas development. In *Economy of the gas industry*. Vol. 5. Moscow: VNIIEGazprom, 21–28 (in Russian).

CRUDE OIL AND GAS CONDENSATE FORECASTING IN THE COMPUTABLE SIMULATION MODEL FOR MONEY CIRCULATION IN THE RUSSIAN ECONOMY*

A.A. Afanasyevⁱ

Abstract. The author proposes a modification of a computable simulation model for money circulation in the Russian economy developed in the Laboratory of social simulation CEMI together with academician V.L. Makarov and researcher A.A. Losev due to disaggregation of a block “Oil and gas industry” agent on the two modified model block – a block “Exploration of oil and gas” and a block “Oil and gas production”. In this article we will explore a model related to the exploration and production of oil and gas condensate leaving development of similar models for natural and associated gas for the next study. For modeling of crude oil and gas condensate production, we decide to divide all the 144 Russian oil fields and oil production centers into five groups according to the level of oil production in 2014. On the basis of the model’s two sub-blocks of exploration and production of oil and gas condensate, designed to computable monetary economy of Russia, we forecast volumes of Russian oil and gas condensate production up to 2035 for five aggregated centers of oil production, the federal districts and Russia as a whole under the inertial scenario of economic development in 2014. Given values of internal oil prices, the rate of tax of oil extraction, price and rental rates for new fixed assets, other fixed costs in the production of oil, given at the 2014 level the calculations show a decrease in volumes of oil and gas condensate production in Russia by 5% for 2035.

Keywords: forecasting, crude oil and gas condensate production, Russian economy, computable simulation model for money circulation, oil fields, exploration, tax maneuver.

JEL Classification: C53, L71, Q35, Q41, Q47.

*This study carried with the financial support from the Russian Foundation for Basic Research (project 17-06-00463 A) and Russian Foundation for Humanities (project 17-02-00457 A).

ⁱ **Anton A. Afanasyev** — Leading Research Associate, Central Economics and Mathematics Institute, Russian Academy of Sciences, Doct. Sc. (Economics), Professor, National Research University Higher School of Economics, Moscow, Russia; aanton@cemi.rssi.ru.