

Для цитирования: Шарф И. В. Финансовые и организационные аспекты воспроизводства ресурсной базы углеводородов в региональном разрезе // Экономика региона. — 2017. — Т. 13, вып. 2. — С. 628–640  
doi 10.17059/2017-2-26  
УДК 338.23  
JEL: R3, Q4, L5

И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет  
(Томск, Российская Федерация; e-mail: irina\_sharf@mail.ru)

## ФИНАНСОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ АСПЕКТЫ ВОСПРОИЗВОДСТВА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В РЕГИОНАЛЬНОМ РАЗРЕЗЕ<sup>1</sup>

*Сохраняющаяся проблематика ухудшения качественных и количественных характеристик ресурсной базы углеводородного сырья, которая выражается в увеличении доли мелких и средних месторождений и трудноизвлекаемых запасов, несмотря на наблюдаемое преобладание объемов приростных запасов над добытыми объемами нефти и газа, актуализирует задачу изменения управленческих подходов к реализации геологоразведочных программ. Общая результативность геологоразведочных работ отличается по нефтедобывающим субъектам Российской Федерации, что обусловлено совокупным влиянием различных факторов. Предметом исследования является оценка силы воздействия этих факторов в различных производственных, геологических, инфраструктурных и экономических условиях с целью определения действенности существующей организационно-экономической модели воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов и формирования авторских предложений. Гипотеза исследования предполагает, что одним из стимулирующих направлений расширения минерально-сырьевой базы углеводородов является изменение организационно-экономических и финансово-налоговых механизмов государственного регулирования геологоразведочных работ, осуществляемых малыми нефтедобывающими компаниями на лицензионных участках с одним или несколькими мелкими или средними месторождениями. Методикой исследования является анализ влияния различных факторов на воспроизводство минерально-сырьевой базы, проведенный на основе статистических данных по трем субъектам РФ (Республика Татарстан, ХМАО и Томская область) и с учетом модели К. Мона. Результаты исследования могут быть использованы в сфере финансового и налогового законодательства и в управлении нефтегазовым комплексом в области геологоразведочных работ. На основе проведенного анализа и зарубежной практики автором предлагается введение обоснованных налоговых льгот и механизма государственно-частного партнерства в реализации геологоразведочных программ с целью реализации геологоразведочных программ и, прежде всего, на начальной стадии жизненного цикла месторождения, что значимо, в первую очередь, для малых недропользователей.*

**Ключевые слова:** добыча, прирост запасов, месторождения, геологоразведочные работы, цена, эластичность, субъект РФ, стимулирование, налог, финансирование, государственно-частное партнерство, малый нефтегазовый бизнес

### Введение

Ключевой стратегической целью, согласно Энергетической стратегии на период до 2030 г., является «создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций», для достижения которой необходимо, в частности, «повышение эффективности воспроизводства запасов». Кроме того, задача воспроизводства

выступает одним из императивов энергетической безопасности, так как благодаря «ресурсной достаточности» определяются «физические возможности бездефицитного обеспечения энергоресурсами национальной экономики и населения»<sup>2</sup>.

В научно-публицистической литературе неоднократно акцентировался факт ухудшения качественных и количественных характеристик ресурсной базы России, несмотря на по-

<sup>1</sup> © Шарф И. В. Текст. 2017.

<sup>2</sup> Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 11.08.2016).

ложительный тренд с 2007 г., выражаемый в количественном преобладании объемов прирощенных запасов над добытыми объемами углеводородного сырья (УВС)<sup>1</sup> [1, 2].

Существующая в России организационно-экономическая модель реализации геологоразведочных работ (ГРР), ключевой целью которых является прирост запасов полезных ископаемых, предполагает наличие трех этапов: регионального, поискового и разведочного. Региональный этап, задачей которого является поиск зон нефтегазоаккумуляции с целью последующего территориального разделения на лицензионные участки и их предоставления в результате аукционов недропользователям, финансируется государством. Поисковый и разведочный этапы ГРР, задача которых заключается в дальнейшей конкретизации геологической информации, поиске залежей углеводородов, открытии месторождений, а следовательно, приросте запасов в пределах лицензионных участков, финансируются добывающими компаниями.

Задачей данного научного исследования является анализ факторов, влияющих на реализацию программ ГРР и их результативность в региональном разрезе, с целью определения действенности существующей организационно-экономической модели воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов. Отметим, что результативность ГРР может рассматриваться в геологическом аспекте (прирост запасов в абсолютном и относительном выражении, превышение прироста запасов к добыче УВ сырья), экономическом (затраты на прирост запасов углеводородного сырья на 1 м глубокого бурения, количество прирощенных запасов углеводородов в расчете 1 м глубокого бурения) и информационном (получение дополнительных сведений о структуре нефтегазоносной области, месторождении, залежи, величине ресурсов и запасов и т. д.). В нашем исследовании мы будем опираться на ключевой индикатор результативности ГРР — прирост запасов УВС.

### Функциональная модель геологоразведочных работ

Значимость УВС для мировой экономики обуславливает стремление научного сообщества к анализу факторов, влияющих на состо-

яние и развитие ресурсной базы. Одним из первых проблему истощения запасов УВС с учетом их глобальной ограниченности обозначил М.К. Хабберт и выразил ее в виде колоколообразной траектории, графической иллюстрации жизненного цикла месторождения [3]. Дж.А. Крауткремер утверждал, что по мере освоения нефтегазоносной провинции средний размер открываемых месторождений будет уменьшаться [4], однако использование современных технологий может отложить наступление пика Хабберта и способствовать приросту запасов [5]. Влияние рыночных факторов на воспроизводственный процесс рассматривалось в моделях М. Линча и Д.Б. Рейнолдса [6, 7]. Наиболее полно факторное воздействие на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) представлено в модели К. Мона с помощью стандартной функции [8, с. 49]:

$$R(X_t) = D(X_t) S(X_t) M(X_t), \quad (1)$$

где  $R_t$  — ежегодный прирост запасов;  $D_t$  — геологоразведочные работы (сейсморазведочные работы, бурение);  $S_t$  — средняя скорость обнаружения запасов;  $M_t$  — средняя величина открываемых залежей (месторождений).

Каждый показатель в данной функции формируется под влиянием совокупности переменных  $X_t = \{P_t, H_t, Z_t, E_t\}$ , где  $P_t$  — цена на нефть;  $H_t$  — истощение запасов;  $Z_t$  — технологии;  $E_t$  — государственное регулирование.

Самый сильнодействующий фактор, как известно, — это цена на нефть, величина которой влияет на формирование финансовых ресурсов добывающих компаний. Очевидно, что в условиях макроэкономической нестабильности и меняющейся макроэнергетической ситуации в связи со значительным влиянием сланцевой добычи на мировом рынке УВС вопросы финансовой достаточности и достоверности прогнозирования получаемых доходов от реализации продукции на мировом рынке играют ключевую роль в данной модели по ряду причин:

— доходы от реализации формируются, в отличие от доходов, получаемых компанией от других источников, в частности, внелицензионных, под воздействием плохо контролируемых внешних факторов;

— прогнозы последних лет разной срочности различных министерств, ведомств, научных организаций, как показывает практика, могут кардинально отличаться от фактической динамики цен;

— ограниченность запасов углеводородов определяет необходимость учета данного фактора при стратегическом планировании;

<sup>1</sup> Об итогах работы Минприроды России за 2015 год и задачах на 2016 год // Министерство энергетики Российской Федерации. [Электронный ресурс] URL: <http://www.mnr.gov.ru/activities/detail.php?ID=143480> (дата обращения: 11.08.2016).

— ценовая динамика мировых цен характеризуется множественной волатильностью краткосрочного характера [9, с. 19].

Другие переменные также обладают определенным влиянием на прирост запасов УВС. Таким образом, можно выразить общую эластичность ВМСБ ( $\varepsilon_p^R$ , чувствительности ВМСБ к воздействию факторов), которая будет являться суммированием частных эластичностей (формула 2):

$$\varepsilon_p^R = \varepsilon_p^D + \varepsilon_p^S + \varepsilon_p^M. \quad (2)$$

Проведенные К. Моном расчеты показывают, что весомо влияние такой переменной как истощение запасов, следствием чего является уменьшение среднего размера открываемых месторождений с течением времени ( $p = 0,00$ ).

Для понимания значения  $p$  — коэффициента вероятности в модели К. Мона — напомним, что нулевое значение эластичности означает абсолютную неэластичность, то есть никакие изменения цены не влияют на спрос. При разложении общей эластичности с целью выделения наиболее сильнодействующего фактора К. Мон исходил из того, что чем меньше значение коэффициента вероятности  $p$ , тем сильнее влияние данной переменной на общую эластичность ВМСБ, то есть при нулевом значении вероятность отсутствия какого-то влияния на данный параметр невозможна априори.

В формировании общей эластичности влияние такой переменной, как сейсморазведочные работы, незначительно ( $p = 0,61$ ), но в то же время значительно влияние темпов обнаружения месторождений ( $p = 0,00$ ) [8, с. 50].

Влияние цен на нефть иллюстрирует богатство экономических эффектов. С одной стороны, прирост запасов стимулируется повышением цен в результате влияния на экономическую эффективность ГРП, а также рентабельность в перспективе разработки месторождения. С другой стороны, хорошо наблюдается коррелируемая связь между ценой нефти и размером открываемых месторождений. Данное обстоятельство является признаком того, что добывающие компании корректируют свою геологоразведочную программу в соответствии с изменениями экономических и финансовых условий. При этом во времена высоких цен на нефть компании склонны к риску, а следовательно, к проведению ГРП в малоразведанных областях, и ожидают высокой вероятности открытия крупных месторождений. При низких ценах на нефть в условиях ограниченности денежных потоков стратегии ГРП более

осторожные, а следовательно, идет сосредоточение ГРП в районах с более высокой вероятностью обнаружения залежей, но с низкой вероятностью открытия крупных месторождений.

В своей модели К. Мон рассматривал влияние государственного регулирования сквозь призму предоставления лицензионных участков для разведки и добычи УВС. Увеличение общей лицензионной площади на 1 % приводит к ежегодному приросту запасов на 0,44 % ( $p = 0,00$ ). Данное влияние обуславливается двумя моментами. Во-первых, происходит увеличение сейсморазведочных и буровых работ и таким образом сохраняются темпы и масштабы ГРП. Во-вторых, реализация ГРП способствует проведению новых лицензионных аукционов, что положительно сказывается на среднем размере открываемых месторождений.

### Региональные тенденции геологоразведочных работ

Используем модель К. Мона при анализе воспроизводства ресурсной базы по нефти в трех регионах: ХМАО, Республика Татарстан и Томская область.

Данные субъекты РФ были выбраны для сравнительного анализа по следующим причинам.

1. Республики Татарстан и Томская область схожи по ряду характеристик:

— геологических: большинство разрабатываемых месторождений относится к категории мелких и средних, а также огромен потенциал трудноизвлекаемых запасов [10, с. 203; 11, с. 216];

— производственных: добыча в данных регионах осуществляется на протяжении нескольких десятилетий;

— организационных: структура нефтегазовой отрасли олигополистична;

— экономических: 50 % объемов промышленного производства, 47,5 % валовой добавленной стоимости и 75 % прибыли Республики Татарстан формируется за счет ТЭК; в Томской области также порядка 50 % в объеме промышленного производства приходится на НГК, 40 % бюджетных доходов обеспечивают нефтегазодобывающие предприятия и предприятия, сопровождающие их деятельность<sup>1</sup>;

<sup>1</sup> Стратегия развития топливно-энергетического комплекса республики Татарстан на период до 2030 года // Государственный совет Республики Татарстан [Электронный ресурс]. URL: <http://gosssov.tatarstan.ru/zakon/> (дата обращения: 11.08.2016); Энергетическая стратегия Томской области на период до 2020 года // Законодательство г. Томска и Томской области

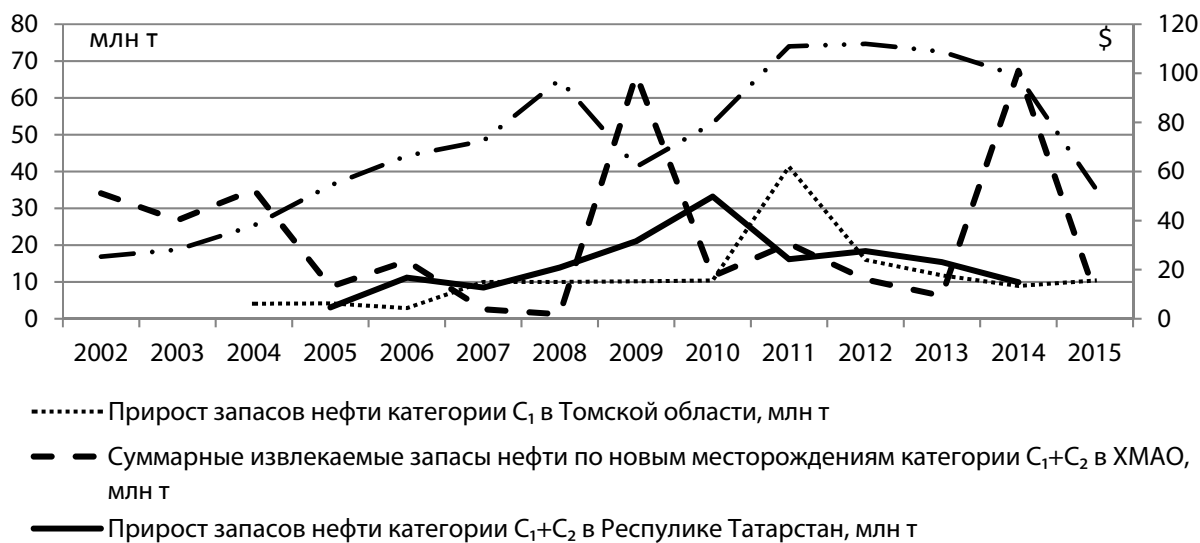


Рис. 1. Корреляционная зависимость цены на нефть и прироста запасов нефти по субъектам РФ

и по ряду характеристик различаются:

— в географическом плане: климат, рельеф местности, природные зоны;

— в инфраструктурном плане: наличие круглогодичных дорог.

2. ХМАО является основным нефтедобывающим регионом страны, в котором сосредоточены уникальные и крупные месторождения УВС и в котором ведут свою деятельность в производственно-инфраструктурных условиях, схожих с условиями Томской области и отличных от условий Республики Татарстан.

Для большей обоснованности результатов исследования отметим, что в динамике среднегодовой стоимости нефти сорта Brent выделяются три периода:

первый — до 1995 г., когда цена на нефть варьировала незначительно, не превышая диапазон 15–20 долл/барр., при этом прирост запасов нефти в РФ стремительно падал;

второй — 1995–2004 гг., когда цена и прирост запасов нефти в РФ росли низкими темпами;

третий — с 2004 г., когда темпы роста цены и запасов нефти в РФ росли темпами, превышающими 30 %.

Анализ представленных корреляций показывает наличие лагов между ценой на нефть и приростом запасов, что говорит об отсутствии абсолютной зависимости (рис. 1). Кроме того, в ХМАО наблюдается совпадение минимизации цены на нефть по времени с максимальным приростом запасов.

По моему мнению, причины различий следующие. Во-первых, в организационной структуре нефтедобывающих компаний Томской об-

ласти, вынужденных осуществлять свою деятельность по правилам вышестоящих структур, которые в большинстве являются дочерними структурами вертикально интегрированной нефтегазовой компании (ВИНК) и, как следствие, обладают недостаточным объемом финансовых ресурсов для реализации ГРП. Кроме того, в Республике Татарстан целенаправленно формировалась структура отрасли, при которой крупное Ромашкинское месторождение разрабатывается компанией ОАО «Татнефть», а мелкие и средние месторождения — малым нефтегазовым бизнесом [12, с. 139]. В результате в настоящее время в этом субъекте РФ действует наибольшее количество малых и средних нефтегазовых добывающих компаний — 34, что составляет 19,2 % от общероссийского количества. Во-вторых, экономико-географические и производственно-инфраструктурные условия в Республике Татарстан более благоприятны для ведения деятельности разведке и добыче УВС. В-третьих, масштабы деятельности компаний зависят от величины разрабатываемых месторождений, а в ХМАО в настоящее время наблюдается фактическое преобладание крупных и уникальных месторождений.

Далее рассмотрим ценовую эластичность ГРП, а именно зависимость прироста запасов от цены на нефть. Как известно, эластичность — это мера чувствительности показателя к изменению цены. Критерием чувствительности является изменение исследуемого показателя в процентах на изменение цены на 1 %. Подобный анализ эластичности добычи нефти в мире от цены был проведен Е.Н. Прониной. Одним из основных выводов являлся вывод о том, что в начале XXI в., примерно в 2005 г., когда состояние мирового рынка нефти стало

[Электронный ресурс]. URL: <http://law.duma.tomsk.ru/docs/?frame=leftframeLeft&nd=777714080> (дата обращения: 11.08.2016).

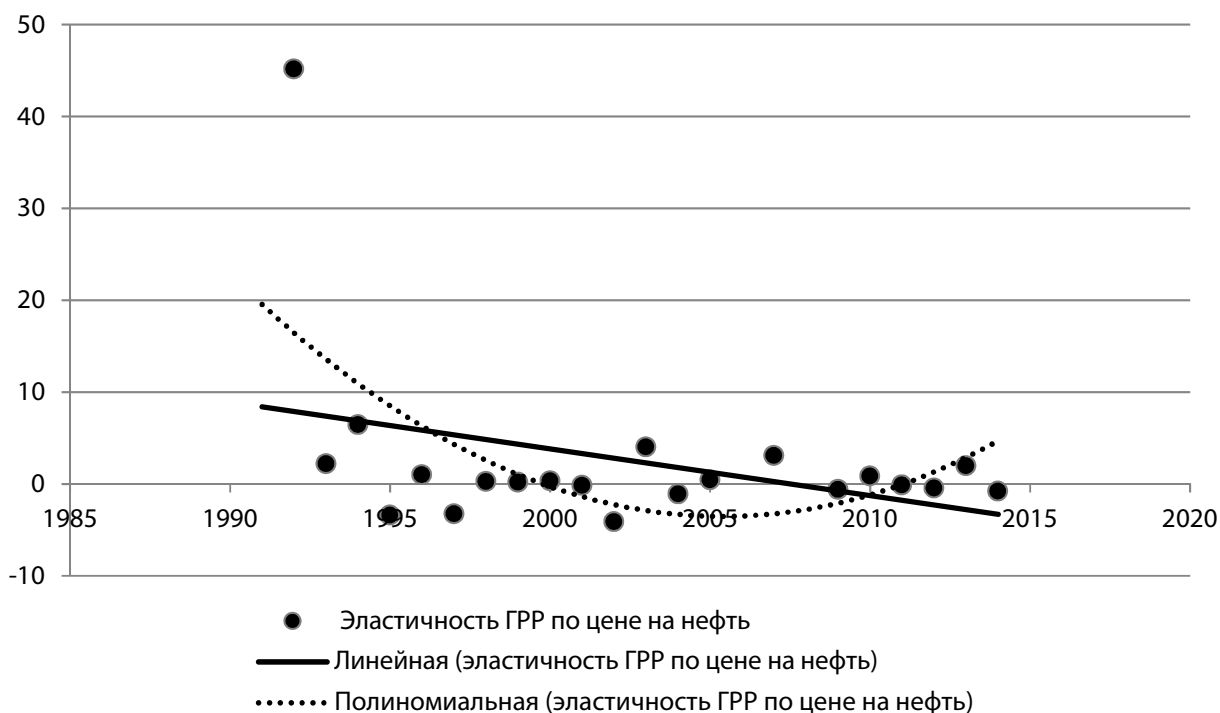


Рис. 2. Эластичность ГРР России по цене на нефть сорта Brent

«неэластичным» [13, с. 26], наступил «фазовый переход».

Анализ графика эластичности ГРР (рис. 2) по цене на нефть показывает, что эластичность волатильна и принимает как отрицательные значения, так и положительные, что является следствием неравномерности прироста запасов по годам, а также свидетельствует об отсутствии устойчивой прямой зависимости от цены на нефть. Однако интересен линейный тренд, который в 2006 г. приобретает нулевое значение, что является косвенным доказательством наступления «фазового перехода». Отрицательная часть линии тренда свидетельствует о недостаточности имеющихся запасов для нормального функционирования нефтедобычи и снижении рентабельности.

Полиномиальный тренд используется для анализа набора сильно варьирующих данных, а также для циклических временных рядов, в которых отсутствует заметная динамика роста от одного цикла к другому. Полиномиальный тренд показывает количество экстремумов во временном ряде. На рисунке 2 отрицательная часть данного тренда падает на период с 1999 г. по 2010 г. с наименьшими значениями в 2004–2005 гг. Таким образом, учитывая ценовые изменения, можно отметить, что растущие значения цены на нефть не были использованы для количественного и качественного прироста запасов, хотя динамика стала изменяться с 2011 г.

Анализ эластичности ГРР в Томской области по цене показывает ситуацию, когда вступление линейного тренда в отрицательную фазу падает примерно на 2008 г., а минимальная часть экстремума по полиномиальному тренду наблюдается в 2011 г. (рис. 3). Как и на предыдущем графике, заметна волатильность значений.

График ценовой эластичности ГРР в ХМАО визуально аналогичен предыдущему за исключением того, что точка нулевого значения линейного тренда падает на 2002 г., а в Томской области на 2009 г. (рис. 4).

Если в предыдущих графиках линейный тренд эластичности ГРР по цене имел нисходящее направление, то ценовая эластичность ГРР в Республике Татарстан имеет, наоборот, восходящее направление, а нулевое значение линии тренда не наблюдается в рассматриваемом временном отрезке (рис. 5), что сигнализирует о положительной тенденции в воспроизводстве УВС.

Линейный тренд есть графическое отражение линейной функции:

$$y = mx + b, \quad (3)$$

где  $m$  — тангенс угла наклона прямой;  $b$  — смещение, координата пересечения оси абсцисс.

Чем больше угол наклона между горизонтальной осью и линией тренда (или значение  $m$  по модулю в уравнении), тем сильнее зависимость.

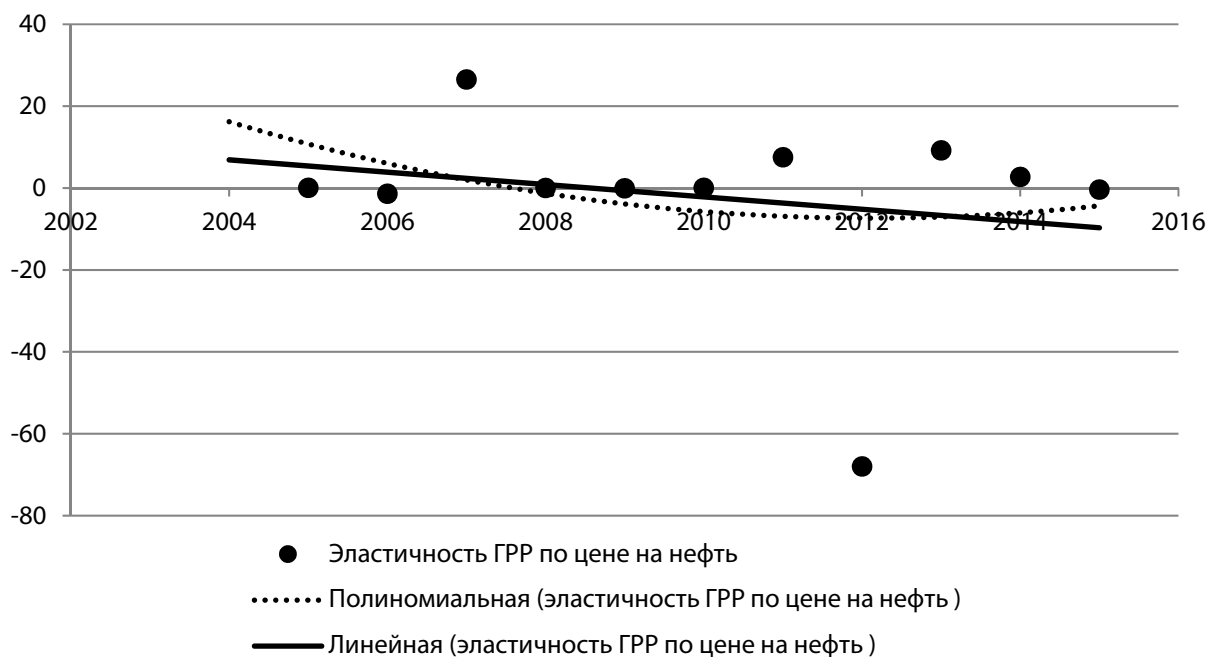


Рис. 3. Эластичность ГРР Томской области по цене на нефть сорта Brent

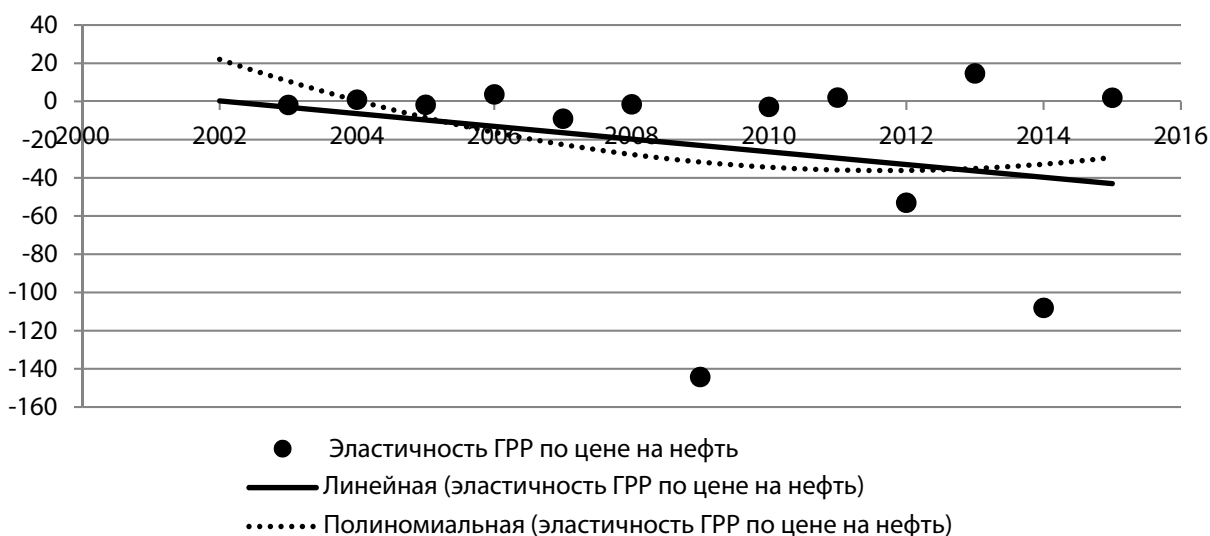


Рис. 4. Эластичность ГРР ХМАО по цене на нефть сорта Brent

При резюмировании учитывался также такой момент как значение коэффициента достоверности аппроксимации  $R^2$ , который показывает степень соответствия трендовой модели исходным данным. Его значение может

лежать в диапазоне от 0 до 1. Чем ближе  $R^2$  к 1, тем точнее модель описывает имеющиеся данные (табл. 1).

Согласно данным таблицы наблюдается зависимость прироста запасов от ценовой вола-

Таблица 1

Функциональные уравнения линейного тренда региональных ценовых эластичностей ГРР\*

Регион	Уравнение линии тренда	Коэффициент достоверности аппроксимации $R^2$	Коэффициент корреляции Пирсона, $\rho$
Россия	$y = -0,508x + 1021$	$R^2 = 0,124$	0,936
ХМАО	$y = -3,329x + 6665$	$R^2 = 0,070$	-0,189
Томская область	$y = -1,509x + 3032$	$R^2 = 0,046$	0,598
Республика Татарстан	$y = 0,328x - 656,9$	$R^2 = 0,021$	0,200

\* Расчеты автора.

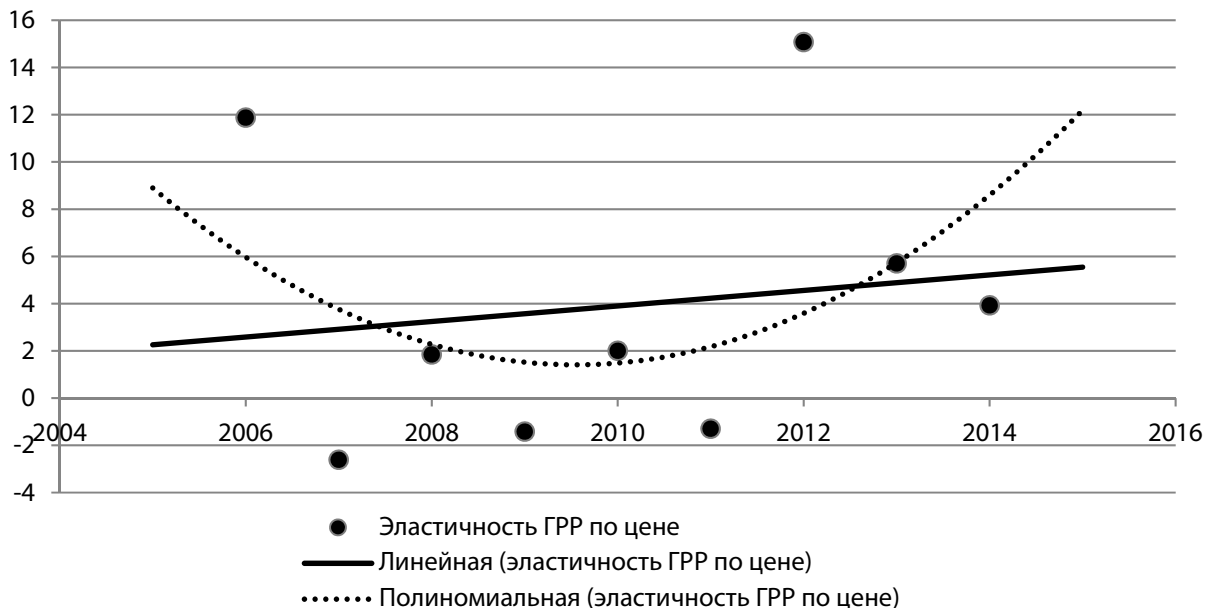


Рис. 5. Эластичность ГРР Республики Татарстан по цене на нефть сорта Brent

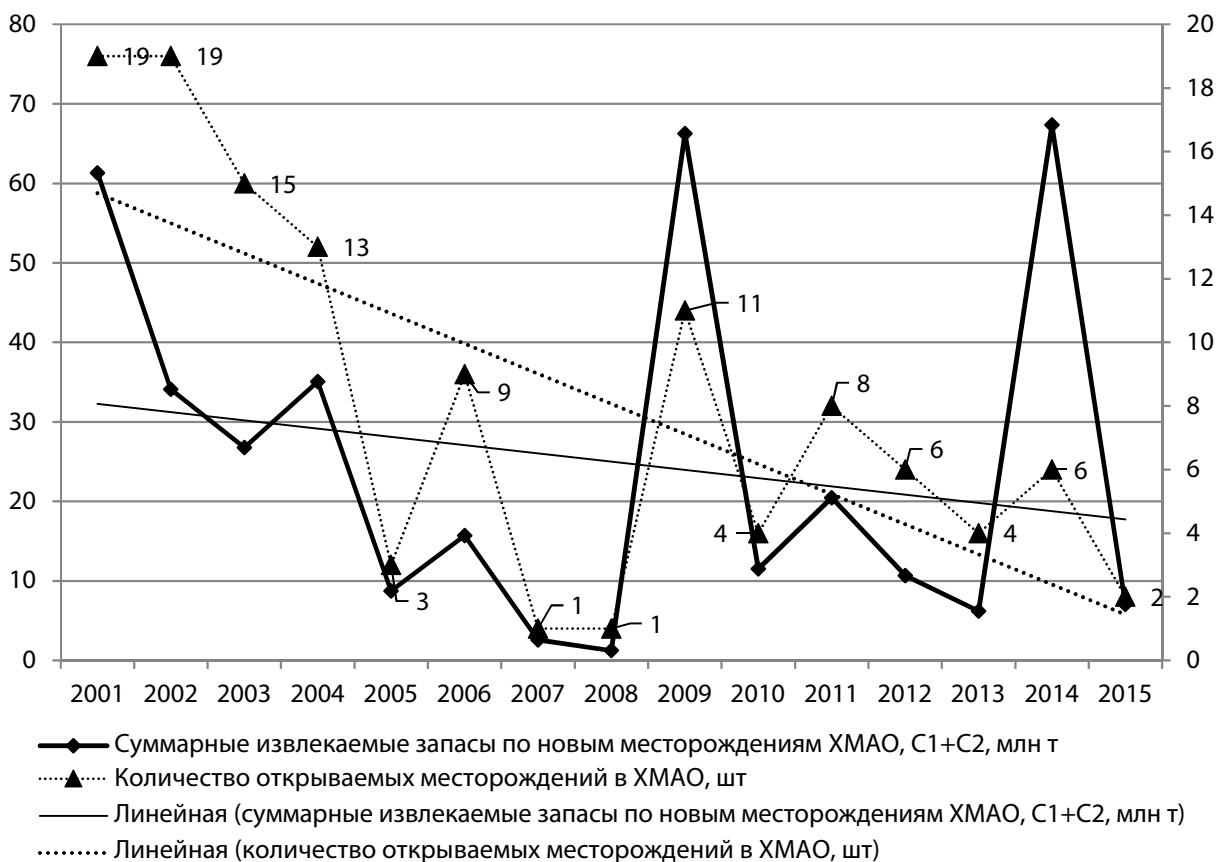


Рис. 6. Корреляционная зависимость прироста запасов и количества открываемых месторождений в ХМАО

тельности в западносибирских субъектах РФ, однако низкое значение коэффициента  $R^2$  по Республике Татарстан может быть следствием меньшей длительности исследуемого временного ряда, хотя общая картина с приростом запасов в данном субъекте РФ является более бла-

гополучной. В то же время отметим, что в целом низкие значения коэффициента аппроксимации  $R^2$  по анализируемым субъектам РФ, которые не превышают 0,1, свидетельствуют о необходимости дальнейшего анализа лаговых смещений и оценки других возмущающих

факторов в корреляционном анализе, что позволит представить более целостную картину с целью формирования направлений стимулирования ГРП, а следовательно, расширения ресурсной базы.

Представленный на рисунке 6 график отражает факт более высоких темпов падения количества месторождений в ХМАО по сравнению с темпами падения суммарных извлекаемых запасов, что является косвенным доказательством преобладания открытия мелких по величине открываемых месторождений, величина которых не превышает 3 млн т, за исключением 2009 и 2014 гг., когда были открыты крупные месторождения (рис. 6).

Согласно значениям коэффициента корреляции Пирсона, наблюдаются наименьшая зависимость ГРП от ценовой динамики в ХМАО, и наибольшая в Томской области (табл. 1). Полученные данные говорят о влиянии объемов имеющихся и открываемых запасов, которые позволяют в целом в краткосрочной перспективе игнорировать влияние мировой ситуации.

Рассчитанные коэффициенты корреляции зависимости прироста запасов в ХМАО ( $r = 0,71$ ) и открываемых месторождений ( $r = -0,23$ ) от количества предоставленных лицензий подтверждают выводы о том, что вероятность высокой результативности ГРП формируется под влиянием множества факторов. Вторая зависимость, по нашему мнению, менее информативна, что и иллюстрирует обозначенное значение, так как вероятность открытия месторождения в первый год после предоставления лицензионных участков крайне низка, однако полученное первое значение подтверждает вышеуказанные выводы К. Мона.

Проведенные расчеты показывают эффективность структурной организации нефтегазовой отрасли Республики Татарстан, которая является следствием геологической характеристики ресурсной базы данного региона, что в целом положительно отражается на воспроизводственных процессах и иллюстрируется положительным линейным трендом (рис. 5).

Таким образом, в условиях качественного и количественного ухудшения состояния МСБ по углеводородам, современной макроэкономической ситуации, влияющей на формирование финансово-инвестиционных ресурсов добывающих компаний, востребованы финансово-налоговые и организационно-экономические механизмы стимулирования ГРП, и прежде всего, осуществляемых малыми неф-

тедобывающими компаниями, разрабатываемыми одно или несколько мелких и средних месторождений.

### **Особенности налогового стимулирования геологоразведочных работ в России и зарубежных странах**

В настоящее время реализация геологоразведочных программ осуществляется за счет средств недропользователей, то есть практически из получаемой чистой прибыли. При формировании налогооблагаемой базы по налогу на прибыль учитываются расходы на освоение природных ресурсов (п. 1 ст. 253 НК РФ), которые относятся к группе расходов, связанных с производством и реализацией. Согласно п. 1 ст. 261 НК РФ, расходами на освоение природных ресурсов признаются расходы налогоплательщика на геологическое изучение недр, разведку полезных ископаемых, проведение работ подготовительного характера, проведение работ по зарезке боковых стволов эксплуатационных скважин. Общий порядок предусматривает учет данных расходов с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором завершены данные работы (этапы работ), и включение этих расходов в состав прочих. Иной учет расходов на освоение природных ресурсов существует при осуществлении деятельности, связанной с поиском, оценкой и (или) разведкой нового морского месторождения УВС. Эти расходы признаются с 1-го числа месяца, в котором налогоплательщиком принято решение об отнесении всей суммы указанных расходов либо любой ее части к расходам по деятельности, связанной с добычей УВС на новом морском месторождении УВС (п. 7 ст. 261 НК РФ). Датой выделения на участке недр нового морского месторождения углеводородного сырья признается дата первого согласования в установленном порядке технологической схемы разработки соответствующего месторождения.

Таким образом, основным принципом списания затрат на освоение природных ресурсов является принцип законченности работ или определенного этапа работ, а также принцип равномерности их списания в течение определенного периода времени в зависимости от вида работ. При современной стоимости проведения ГРП, в частности строительства скважин, недропользователь изначально должен иметь достаточные финансовые ресурсы для реализации данных программ, что особенно проблематично для малых нефтедобывающих компаний. Это обстоятельство является суще-



Расчет затрат на ГРП по поиску 1 т у.т. в Российской Федерации в 2009–2015 гг.\*

Показатель	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Прирост запасов нефти и конденсата, млн т	630	783	745	742	713	776	730
Прирост запасов нефти, млн у.т.	900,9	1119,7	1065,34	1061,1	1019,6	1109,7	1043,9
Прирост запасов природного газа, млрд м <sup>3</sup>	618,3	792,5	1120,2	854,2	1097	1278	1095
Прирост запасов природного газа, млн т у.т.	713,5	914,5	1292,7	985,7	1265,9	1474,8	1263,6
Прирост запасов нефти и природного газа, млн т у. т.	1614,4	2034,2	2358,1	2046,8	2285,5	2584,5	2307,5
Финансирование ГРП на УВС, млрд руб.	137,7**	155,4**	170,3**	181,1**	216,1**	290,7***	247,9***
Финансирование ГРП на УВС за счет недропользователей, млрд руб.	127,8**	146,3**	161,5**	168,5**	200,6**	202,7***	231,6***
Средние затраты на поиск 1 т у. т. УВС, руб./т	85,29	76,39	72,22	88,48	94,55	112,48	196,21
Средние затраты недропользователей на поиск 1 т у. т. УВС, руб/т	79,16	71,92	68,49	82,32	87,77	78,43	100,37

\* Расчеты автора.

\*\* Доклад ВНИГНИ (Варламов А. И., Пырьев В. И. Состояние и принципы организации геологоразведочных работ // Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» [Электронный ресурс] URL: [http://www.vnigni.ru/news/detail/?item\\_id=249&catalogue\\_id=237](http://www.vnigni.ru/news/detail/?item_id=249&catalogue_id=237) (дата обращения 11.01.2017))

\*\*\* Статистическая отчетность Роснедр (Статистическая отчетность Роснедр // Федеральное агентство по недропользованию [Электронный ресурс] URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/category/214.html> (дата обращения: 11.01.2017))

ственным фактором снижения темпов прироста запасов и открытий новых месторождений.

Косвенной стимулирующей мерой расширения ГРП могут служить льготы по налогу на добычу полезных ископаемых. Однако при этом нефтегазовая компания самостоятельна в решении объемов финансирования, как следствие, первоочередной мерой при наступлении финансово-экономических кризисов становится сокращение инвестиций на поиск и разведку месторождений, несмотря на существенные налоговые расходы государства и освободившиеся денежные суммы у компаний в результате предоставления льготы.

В связи с этим нами были проведены расчеты по затратам на 1 т условного топлива (у. т.) (табл. 2). Условное топливо — это единица учета органического топлива, применяемая для сопоставления эффективности различных видов топлива и их суммарного учета. В качестве единицы условного топлива принимается 1 кг топлива с теплотой сгорания 7000 ккал/кг (29,3 Мдж/кг). Согласно Постановлению Госкомстата № 46 от 23 июня 1999 г., 1 т (тыс. м<sup>3</sup>, тыс. кВт·ч, Гкал), умноженная на коэффициент пересчета (по нефти  $k = 1,43$ , по газу природному горючему — 1,154) в условное топливо, равняется 1 т у. т.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Методологические положения по расчету топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой. Постановление Госкомстата России от 23 июня 1999 г. № 46. С. 9 [Электронный ресурс].

Структурный анализ себестоимости тонны у. т. (из расчета себестоимости 1 т нефти) показывает, что в целом затраты составляют менее 2 % от себестоимости 1 т у. т., что является одним из косвенных доказательств стремления компаний к увеличению прибыли за счет реализации нефти и нефтепродуктов и отсутствия экспоненциальной активизации ГРП.

Зарубежная практика предполагает определенное стимулирование ГРП. Норвежский налоговый режим учитывает риски различных этапов освоения месторождений. Так, возмещение затрат на ГРП может достигать суммы начисленного нефтяного налога в случае отсутствия открытий, что в целом стимулирует вхождение на рынок новых компаний, в том числе и мелких.

В США существуют вычеты на нематериальные затраты на бурение (*Intangible Drilling Costs (IDCs)*). Они представляют собой все расходы, которые оператор может понести на буровой площадке для создания физического актива для производителя. То есть такие затраты, которые не имеют остаточную стоимость после того, как они расходуются. Это затраты операторов любого бурения или опытно-конструкторских работ, которые осуществляются подрядными организациями при любой форме

Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». (дата обращения 11.08.16).

договора, в том числе договора под ключ<sup>1</sup>. Объем данных затрат может составлять 60–80 % от общей суммы расходов, а сумма вычета не ограничена, что в конечном итоге позволяет значительно занижать налогооблагаемую базу в год отнесения затрат. Эти затраты относятся к категории разумных, так как бурение скважины не гарантирует добычу ПИ, поэтому *IDCs*-вычет позволяет независимым нефтегазовым компаниям продолжать ГРП даже при полученном отрицательном результате («сухой» скважине). При этом ВИНК разрешается списать 30 % *IDCs*-затрат в течение 60 месячного периода.

Отметим, что согласно Налоговому кодексу США<sup>2</sup>, независимый производитель не должен иметь выручку от розничной продажи нефти и газа более чем 5 млн долл. в год и дебит всех скважин не должен превышать более 75000 бар/сут. сырой нефти в течение года<sup>3</sup>.

Другим направлением поддержки малых нефтегазовых компаний являются вычеты, связанные с геологическими и геофизическими расходами (*G & G*), то есть расходы на геологические, сейсмические и магнитные исследования, гравиметрию и другие методы дистанционного зондирования с целью определения ловушек и залежей УВ и места бурения скважин. В законе об Энергетической политике от 2005 г. указано, что налоговый вычет может применяться независимыми производителями и малыми интегрированными нефтяными компаниями и период амортизации составляет 2 года. Для крупных интегрированных нефтяных компаний, согласно закону об энергетической независимости и безопасности США от 2007 г.<sup>4</sup>, срок амортизации был увеличен с 5 до 7 лет. При этом отсутствует привязка к реальной полезности информации, по-

лученной в результате этих исследований, так как информация может быть полезна в течение всего срока разработки месторождения.

Особенность инвестиционного механизма ГРП Китая заключается в том, что государство должно не только осуществлять финансирование ГРП, проводимых государством, но оказывать финансовую и административную поддержку компаниям, реализующим ГРП, в период негативного воздействия внешних факторов или в периоды циклического спада.

В Нидерландах, где структура газовой отрасли схожа со структурой Республики Татарстан, с целью поддержки ГРП, реализуемых малыми компаниями, снижены отчисления на амортизацию и плата за право разработки недр, а также отсутствует временное ограничение по заявкам на выдачу лицензий на разработку и добычу УВС на континентальном шельфе.

Таким образом, особенность зарубежной практики заключается в:

- ранжировании компаний по масштабам деятельности, а следовательно, целенаправленной поддержке ГРП, проводимых малыми нефтедобывающими компаниями;
- субсидировании государством ГРП в условиях нестабильности мировой экономики;
- практике списания определенных видов затрат в год понесения расходов, что позволяет снижать налогооблагаемую базу;
- сочетании налоговых преференций с жестким административным контролем.

Положительный эффект обозначенных мер можно проиллюстрировать, например, следующими данными. Согласно исследованию Ernst & Young Global Limited, запасы нефти мелких независимых компаний в США увеличились примерно на 20 % с 2011 г. по 2015 г., в то время как крупных независимых на 16 %, а интегрированных только на 7 %<sup>5</sup>. Государственная поддержка способствовала тому, что, например, в Техасе деятельность малых добывающих компаний позволила за последние 6 лет в 2,7 раза увеличить объем добычи нефти, а в Северной Дакоте на 177 % с 2010 г. по 2013 г. При этом цена упала практически в два раза, что стало дополнительным стимулом для развития других секторов национальной экономики [2, с. 56].

<sup>1</sup> Description of present law and select proposals relating to the oil and gas industry 12.05.2011 // The Joint Committee On Taxation [Electronic resource]. URL: <https://www.jct.gov/publications.html?func=startdown&id=3787> (date of accesse: 11.08.2016).

<sup>2</sup> The U.S. Internal Revenue Code section // Legal Information Institute — Cornell University [Electronic resource]. URL: <https://www.law.cornell.edu/uscode/text/26/613A> (date of accesse: 11.08.2016).

<sup>3</sup> Who are America's independent producers? // The Independent Petroleum Association of America (IPAA) [Electronic resource] URL: <http://www.ipaa.org/about/independent-producers/> (date of accesse 11.08.2016).

<sup>4</sup> Energy Independence and Security Act of 2007 // Wikisource [Electronic resource] URL: [https://en.wikisource.org/wiki/Energy\\_Independence\\_and\\_Security\\_Act\\_of\\_2007/Title\\_XV#Sec.\\_1500.\\_Amendment\\_of\\_1986\\_Code](https://en.wikisource.org/wiki/Energy_Independence_and_Security_Act_of_2007/Title_XV#Sec._1500._Amendment_of_1986_Code). (date of accesse 11.08.2016).

<sup>5</sup> US oil and gas reserves study // Ernst & Young Global Limited. С. 6 [Electronic resource]. URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-us-oil-and-gas-reserves-study-2016/\\$FILE/ey-us-oil-and-gas-reserves-study-2016.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-us-oil-and-gas-reserves-study-2016/$FILE/ey-us-oil-and-gas-reserves-study-2016.pdf) (date of accesse 3.01.2017).

### Заключение

Резюмируя вышеизложенное, можно совершенно обоснованно сделать вывод, что актуализируются задачи государственного регулирования финансирования ГРР, а именно — встроенного в финансово-налоговую систему стабилизатора и организационно-экономического регулятора поддержания воспроизводства минерально-сырьевой базы. Учитывая проведенные расчеты и результаты анализа зарубежного опыта, авторы пришли к выводу о необходимости формирования другой модели управления нефтегазовым комплексом, основанной на стимулировании воспроизводственных процессов, и в частности, поддержке малых недропользователей на стадии проведения ГРР, а также в целенаправленном формировании структуры отрасли, в которой малые и средние месторождения отданы на разработку малым нефтегазовым предприятиям.

Существующая система налогообложения ориентирована на косвенное стимулирование путем предоставления льгот в процессе нефтедобычи (льготы по НДС) и нефтепереработки (экспортная пошлина и акцизы), что позволяет ВИНК распределять налоговую нагрузку по стадиям технологического цикла, что, в свою очередь, не приемлемо для малых нефтедобывающих компаний, которые занимаются только разведкой и добычей и не имеют доходов от нефтеперерабатывающего сегмента. Кроме того, результатом большого налогового маневра 2015 г. стало усиление налогового пресса на стадии нефтедобычи посредством изменения формулы расчета ставки НДС и его снижения на стадии нефтепереработки, что дополнительно ос-

лабило финансовую устойчивость «малышей» [14, 15]. Поэтому уместно снижение налогового бремени посредством предоставления налоговой преференции в виде ежегодно уменьшающегося (с 0,5 до 0,1) в течение 5 лет льготного коэффициента, прикладываемого к рассчитанному налогу на добычу полезных ископаемых, для малых неинтегрированных предприятий, добывающих менее 200 тыс. т. нефти. Конечно, можно рассматривать данную меру как дополнительную статью расходов в государственном бюджете, однако отметим, что доля таких компаний в структуре отрасли составляет менее 2 %<sup>1</sup>. При этом вполне ожидаемо увеличение поступлений по налогу на прибыль в бюджеты субъектов РФ.

Для поддержки малых нефтедобывающих компаний на стадии ГРР необходим механизм государственно-частного партнерства, предусматривающий участие государства в финансировании ГРР не только на региональном этапе, но и на стадии поиска и оценки месторождений на лицензионных участках малых недропользователей. Данный механизм уместен также для средних и крупных компаний и их структурных подразделений. Целесообразно также участие государства в форме направления потенциала государственных научных учреждений на геологические и геофизические исследования лицензионных участков на основе создания и использования новейших технологий поиска и разведки.

<sup>1</sup> Корзун Е. В 2016 году сектор ннк нарастил добычу на 4,9 % против общероссийских 2 % // Ассонефть [Электронный ресурс]. URL: <http://www.assoneft.ru/activities/press-centre/tek/3807/> (дата обращения 3.01.17).

### Список источников

1. Состояние и проблемы воспроизводства сырьевой базы углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха-Якутия / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Моисеев С. А. // Минеральные ресурсы России. — 2014. — № 6. — С. 15–27.
2. Шафраник Ю. К. Нефтегазовый комплекс России. Проблемы и задачи развития // Горный журнал. — 2015. — № 7. — С. 55–58.
3. Hubbert M. K., Bronk D. W. and et. Energy Resources: A Report to the Committee on Natural Resources: National Academy of Sciences. National Research Council. Publication 1000–D. Washington DC (December, 1962). [Electronic resource]. URL: <http://www.nap.edu/read/18451/chapter/1> (date of access 11.08.2016). DOI: doi.org/10.17226/18451.
4. Krautkraemer J. A. Nonrenewable resource scarcity // Journal of Economic Literature. — 1998. — № 36. — С. 2065–2107.
5. Watkins G. C. Oil scarcity: What have the past three decades revealed? // Energy Policy. — 2006. — Vol. 34. — Issue 5. — pp. 508–514. DOI: 10.1016/j.enpol.2005.11.006.
6. Lynch M. Forecasting oil supply: theory and practice // The Quarterly Review of Economic and Finance. — 2002. — № 42. — С. 373–389.
7. Reynolds D. B. Using non-time series to determine supply elasticity: How far do prices change the Hubbert curve? // OPEC Review. — 2002. — June. — С. 147–167.

8. Mohn K. Elastic Oil A primer on the economics of exploration and production. Energy, Natural Resources and Environmental Economics. Series Energy Systems. — Berlin, Springer Berlin Heidelberg Publ., 2010. — 522 p. DOI: [http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-12067-1\\_3](http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-12067-1_3).
9. Гурвич Е., Беляков И., Приленский И. Нефтяной суперцикл и бюджетная политика // Вопросы экономики. — 2015. — № 9. — С. 17–31.
10. Sharf I. V., Grinkevich L. S. Assessing the extraction potential of Tomsk region's difficult-to-obtain oil reserves // Economy of Region. — 2016. — № 1. — pp. 201–210. DOI: <http://dx.doi.org/10.17059/2016-1-15>.
11. Муслимов Р.Х. Трудноизвлекаемые и остаточные нефти эксплуатируемых крупных месторождений — мощный резерв развития ТЭР в 21 столетии. На примере супергигантского Ромашкинского месторождения // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов. Мат-лы Междунар. науч.–практ. конф. — Казань : Изд-во «Ихлас» . — 2015. — 400 с.
12. Хисматуллина А. М., Осипов Д. В. Актуальные проблемы и направления развития малых нефтяных компаний в Республике Татарстан // Вестник Казанского технологического университета. — 2011. — № 7. — С. 137–142.
13. Пронина Е. Н. Анализ эластичности мировой нефтедобычи и гибкости нефтяной цены // Экономические науки. — 2015. — № 3. — С. 25–30.
14. Токарев А. Н. Риски налоговых маневров в нефтяном комплексе // Сибирская финансовая школа. — 2015. — № 3. — С. 43–48
15. Sharf I. V., Borzenkova D. N., Grinkevich L. S. Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development. — 2015. — IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 27 012076. — DOI: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012079>.

### Информация об авторе

**Шарф Ирина Валерьевна** — кандидат экономических наук, доцент, Национальный исследовательский Томский политехнический университет (Российская Федерация, 634050, г. Томск, пр-т Ленина, 30; e-mail: [irina\\_sharf@mail.ru](mailto:irina_sharf@mail.ru)).

For citation: Sharf, I. V. (2017). Financial and Organizational Aspects of the Recovery of Hydrocarbon Resource Base in the Regional Context. *Ekonomika regiona [Economy of Region]*, 13(2), 628–640

**I. V. Sharf**

National Research Tomsk Polytechnic University (Tomsk, Russian Federation; e-mail: [irina\\_sharf@mail.ru](mailto:irina_sharf@mail.ru))

### Financial and Organizational Aspects of the Recovery of Hydrocarbon Resource Base in the Regional Context

*The characteristics of hydrocarbon resource base qualitative and quantitative degrade are reflected in the increase of the share of small and medium-sized deposits, as well as hard-to-recover reserves. This makes the need to update the approaches to the implementation of the geological prospecting programmes. The geological exploration performance differs in oil-producing regions of the Russian Federation due to a number of various factors. The subject matter of the study is the assessment of the strength of these factors in various working, geological, infrastructure and economic conditions to determine the effectiveness of the existing economic model of the recovery of hydrocarbon resource base, as well as to develop the author's suggestions. The hypothesis of the study proposes to change the economic, as well as financial and tax mechanisms of government regulation of the geological exploration, carried out by small oil producing companies on license areas with one or several fields in order to stimulate the development of hydrocarbon resource base. The method of the study is the correlation analysis of the impact of various factors on geological exploration on mineral resource base recovery. It is carried out utilizing K. Mohn model and the statistical data of three subjects of the Russian Federation (the Republic of Tatarstan, Khanty-Mansiysk Autonomous District and Tomsk region). The results of the study can be applied in the tax and financial legislation, as well as in the management of oil and gas industry in the field of geological exploration. On the basis of the conducted analysis and international experience, the author suggests to introduce reasonable tax incentives and the mechanism of public private partnership in the realization of geological prospecting programmes with the aim to support small oil producing companies at the initial stage of the development of a field.*

**Keywords:** production, reserves growth, fields, geological exploration, cost, flexibility, subject of the Russian Federation, promotion, tax, financing, public private partnership, small oil companies

### References

1. Kontorovich, A. E., Eder, L. V., Filimonova, I. V. & Moiseyev, S. A. (2014). Sostoyaniye i problemy vosproizvodstva syr'yevoy bazy uglevodorodov v Vostochnoy Sibiri i Respublike Sakha–Yakutiya [State and problems of the reproduction of the source of hydrocarbons raw materials in Eastern Siberia and the Republic of Sakha–Yakutia]. *Mineralnyye resursy Rossii [Mineral Recourses of Russia]*, 6, 15–27. (In Russ.)
2. Shafranik, Yu. K. (2015). Neftgazovyy kompleks Rossii: problemy i zadachi razvitiya [Oil and gas complex of Russia. Problems and challenges of development]. *Gornyy zhurnal [Mining Journal]*, 7, 55–58. (In Russ.)
3. Hubbert, M. K. Bronk, D. W. et al. (1962, December). *Energy Resources: A Report to the Committee on Natural Resources: National Academy of Sciences*. National Research Council. Publication 1000–D. Washington DC. URL: <http://www.nap.edu/read/18451/chapter/1> (date of access: 11.08.2016). DOI: [doi.org/10.17226/18451](https://doi.org/10.17226/18451).

4. Krautkraemer, J. A. (1998). Nonrenewable resource scarcity. *Journal of Economic Literature*, 36, 2065–2107.
5. Watkins, G. C. (2006). Oil scarcity: What have the past three decades revealed? *Energy Policy*, 34(5), 508–514. DOI: 10.1016/j.enpol.2005.11.006.
6. Lynch, M. (2002). Forecasting oil supply: theory and practice. *The Quarterly Review of Economic and Finance*, 42, 373–389.
7. Reynolds, D. B. (2002, June). Using non-time series to determine supply elasticity: How far do prices change the Hubbert curve? *OPEC Review*, 147–167.
8. Mohn, K. (2010). Elastic oil a primer on the economics of exploration and production. *Energy, Natural Resources and Environmental Economics. Series Energy Systems*. Berlin, Springer Berlin Heidelberg Publ., 522. DOI: [http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-12067-1\\_3](http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-12067-1_3).
9. Gurvich, Ye., Belyakov, I. & Prilepsky, I. (2015). Neftyanoy supertsykl i byudzhetnaya politika [Oil supercycle and budgetary policy]. *Voprosy ekonomiki [Economics Issues]*, 9, 17–31. (In Russ.)
10. Sharf, I. V. & Grinkevich, L. S. (2016). Assessing the extraction potential of Tomsk region's difficult-to-obtain oil reserves. *Ekonomika regiona [Economy of Region]*, 1, 201–210. doi: <http://dx.doi.org/10.17059/2016-1-15> (In Russ.)
11. Muslimov, R. Kh. (2015). Trudnoizvlekayemye i ostatochnyye nefi ekspluatiruyemykh krupnykh mestorozhdeniy — moshchnyy rezerv razvitiya TER v 21stoletii (na primere supergigantskogo Romashkinskogo mestorozhdeniya) [Tight and unrecovered oil of the operated large-scale deposits — a powerful reserve for the development of fuel and energy resources in 21 century. On the example of the superhuge Romashkinsky field]. *Osobennosti razvedki i razrabotki mestorozhdeniy netraditsionnykh uglevodородov: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii [Features of investigation and development of nonconventional hydrocarbons: proceedings of International Theoretical and Practical Conference]*. Kazan: Ikhlas Publ., 400. (In Russ.)
12. Khismatullina, A. M. & Osipov, D. V. (2011). Aktualnyye problemy i napravleniya razvitiya malyykh neftnykh kompaniy v Respublike Tatarstan [Current issues and directions for the development of small oil companies in the Republic of Tatarstan]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta [Bulletin of Kazan Technological University]*, 7, 137–142. (In Russ.)
13. Pronina, Ye. N. (2015). Analiz elastichnosti mirovoy neftedobychi i gibkosti neftyanoy tseny [The analysis of world oil production elasticity and oil price flexibility]. *Ekonomicheskiye nauki [Economics Sciences]*, 3, 25–30. (In Russ.)
14. Tokarev, A. N. (2015). Riski nalogovykh manevrov v neftyanom komplekse [Risks of tax maneuvers in oil complex]. *Sibirskaya finansovaya shkola [Siberian Financial Scholl]*, 3, 43–48. (In Russ.)
15. Sharf, I. V., Borzenkova, D. N. & Grinkevich, L. S. (2015). Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. doi: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012079> (In Russ.)

### Author

**Irina Valeryevna Sharf** — PhD in Economics, Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University (30, Lenina Ave., Tomsk, 634050, Russian Federation; e-mail: [irina\\_sharf@mail.ru](mailto:irina_sharf@mail.ru)).