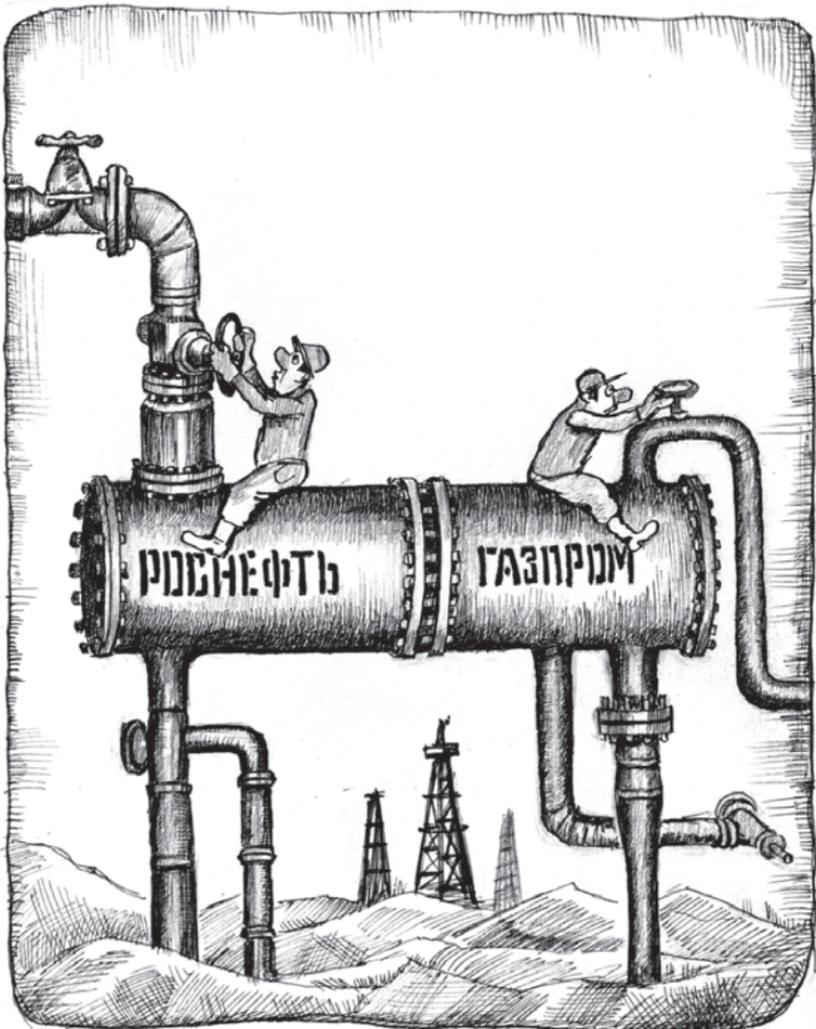


Российская налоговая и лицензионная политика в отношении шельфовых проектов

Л. ЛУНДЕН (Lars Petter Lunden), Sigrá Group, Осло



В статье рассматриваются недавние изменения в области налогообложения и лицензирования в России, а также оценивается их влияние, в частности, на реализацию шельфовых проектов.

Ключевые слова: добыча нефти и газа, лицензирование, налоговый режим, налоговые льготы, «Роснефть», «Газпром», Норвегия, шельфовые проекты

Запасы нефти в России не заканчиваются, это относится лишь к запасам дешёвой нефти. Ключевым инструментом для сохранения роста добычи нефти и газа является политика налогообложения и лицензирования. Но лицензирование шельфовых проектов утратило актуальность – государственным компаниям были переданы обширные территории, что значительно сократило поле для лицензирования в будущем. Схема налогообложения шельфовых проектов, на первый взгляд, привлекает компании, планирующие инвестировать в Россию, но практика постоянных изменений налоговых ставок и принципов налогообложения в целом дает повод для беспокойства.

Спад в российской нефтяной отрасли, которого можно было избежать

Россия – вторая страна в мире по объёмам добычи нефти, крупнейший экспортёр газа и один из крупнейших – нефти¹. Связанные с нефтегазовым сектором доходы составили в 2012 г. 50% общих доходов госбюджета и 66% доходов от экспорта².

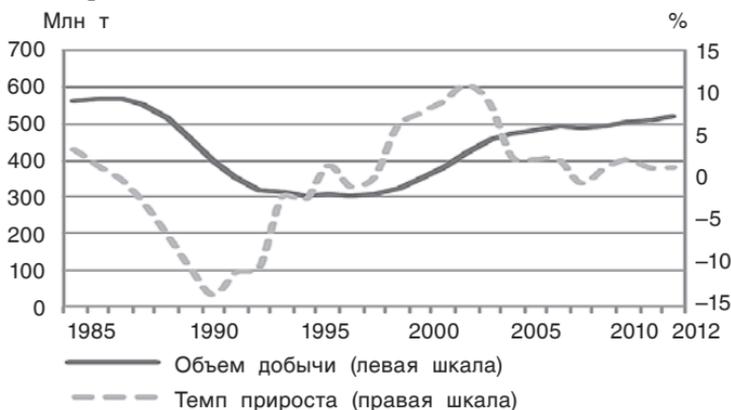
Добыча нефти в России после абсолютного максимума 1987 г. в 569 млн т к 1996 г. сократилась почти вдвое, а затем вновь возросла, достигнув к 2012 г. 90% от показателей советских времен (рис. 1). Но рост объёмов добычи в 2000–2004 гг. представлял собой возврат позиций, которые были вынужденно оставлены в 1990-х. Законсервированные скважины были вновь запущены, бурильные и промысловые работы – оптимизированы, что позволило возобновить добычу на старых месторождениях³.

¹ BP Statistical Review. 2013. URL: www.bp.com/statisticalreview (дата обращения: 20 марта 2014).

² Подсчёт произведён автором на основании данных Экономической экспертной группы (URL: eeg.ru) и Центробанка России (URL: cbr.ru).

³ Gustafson T. Wheel of Fortune, The Battle for Oil and Power in Russia, first edition. – Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press, 2012.

Данная формула роста полностью исчерпала себя к середине 2000-х: прирост добычи нефти резко сократился – с 11% в 2003 г. и 9% в 2004 г. до 2% в 2005 г. Стало очевидным, что необходимы меры, которые позволили бы избежать дальнейшего сокращения объёмов добычи.



Источник рис. 1-2: ВР. Statistical Review. 2013.

Рис. 1. Добыча нефти в России в 1985–2012 гг., млн т

Для газодобывающей промышленности перестройка, распад Советского Союза и переходный период в России прошли менее драматично. Объёмы добычи упали в 1990-е, но потеря составила только 13% от максимума советских времен (рис. 2). Производство газа превысило советский максимум уже в 2006 г., однако волатильность возросла после 2008 г., сначала из-за падения спроса на внутреннем и внешнем рынках в период финансового кризиса, а затем – из-за притока сжиженного природного газа (СПГ) и слабого спроса в Европе.

Основной вызов для российского газа – тот же, что и для нефти: старые месторождения истощаются, требуется разработка новых. Ранее основой для российских инвестиций в газовую промышленность были долгосрочные контракты, однако, с учетом меняющейся структуры газового рынка, будущее такого подхода остаётся неясным.

При доставшихся по наследству инфраструктуре и объёмах разведанных запасов, имея перед собой достаточно простую задачу восстановления прежних темпов добычи, российская нефтегазовая отрасль и профильные

государственные учреждения были избавлены от необходимости постоянного обновления системы разведки и добычи, которое характеризует нефтегазовую промышленность в других регионах мира⁴. Тем не менее, как показано выше, постсоветская интермедия подходит к концу, нефтегазовая индустрия сталкивается с нежелательными, но неизбежными изменениями.



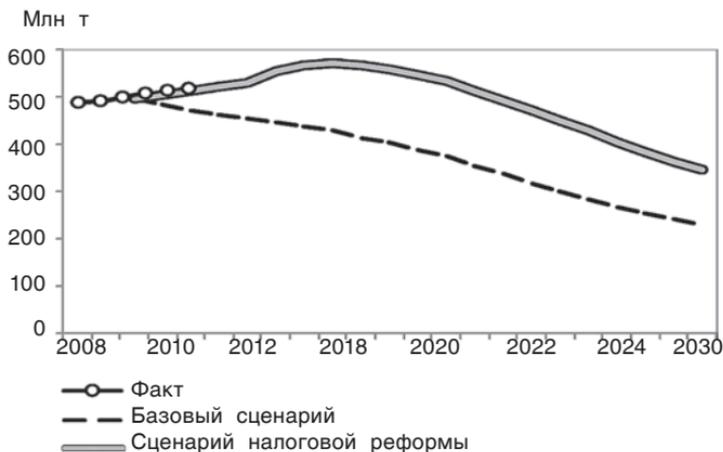
Рис. 2. Добыча газа в России в 1985–2012 гг., млрд м³

В июне 2012 г. министр энергетики А.В. Новак озвучил перспективы российской нефтедобычи. Как показано на рисунке 3, для поддержания уровня нефтедобычи выше 500 млн т в год необходимы налоговое стимулирование и другие меры, как для внутренних, так и шельфовых проектов.

Лицензирование и политика в области налогообложения – два наиболее действенных инструмента в распоряжении российских законодателей. Политика лицензирования определяет, как и когда должна осуществляться добыча углеводородов, в то время как налоговое законодательство во многом влияет на оценку компаниями стоимости запасов углеводородов. Умело используя эти инструменты, власти

⁴ Kryukov V. and Moe A. Russia's Oil Industry: Risk Aversion in a Risk-Prone Environment // Eurasian Geography and Economics. – 2007. – V. 48 (3). – P. 341–357.

способны стимулировать компании к разработке нефтяных и газовых месторождений в том виде и в том объёме, которые будут оптимальными для государства.



Источник: Новак А.В. Стимулирование деятельности нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Доклад министра энергетики РФ на совещании у Председателя Правительства РФ Д.А. Медведева по вопросу о налогообложении нефтегазового сектора. Июнь 2012. – М., 2013.

Рис. 3. Прогноз добычи нефти (Минэнерго России) в 2008–2030 гг., млн т

Развитие шельфовых проектов: дуополия в области лицензирования и налоговых послаблений

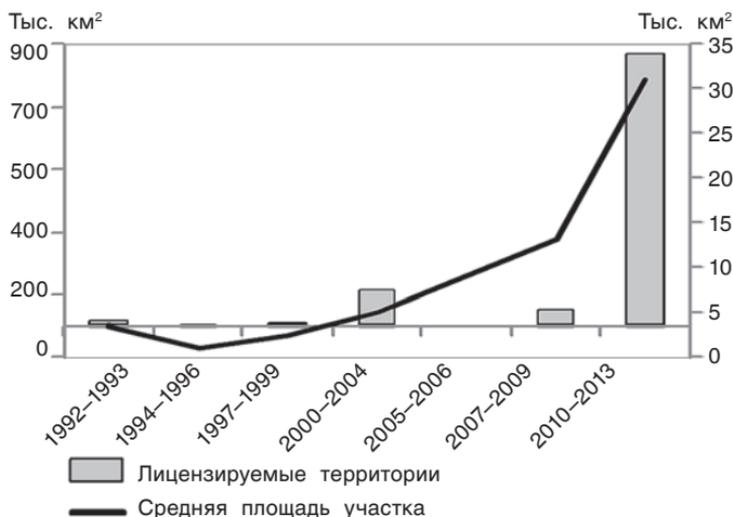
Развитие шельфовых проектов – одно из решений, позволяющих избежать сокращения объёмов производства. Однако на рубеже 2010-х становится всё очевиднее, что их развитие, в частности в Арктике, без новых инвестиционных стимулов невозможно. Поэтому активно стали разрабатываться и приниматься предложения и поправки к налоговому и лицензионному законодательству.

Всё получают
«Роснефть»
и «Газпром»

В 2010–2012 гг. развитие российских шельфовых проектов вновь привлекло к себе внимание. Сначала всплеск новых сделок между «Роснефтью» и BP, а затем Exxon, Eni и Statoil встряхнули разме-

ренную жизнь отрасли, привыкшей к масштабным концепциям властей и переносам сроков начала разработки Штокмановского месторождения.

Из рисунков 4-5 видно, что политика выдачи лицензий на разработку шельфовых месторождений в России претерпела радикальные изменения. Средний размер лицензионного участка за последние десять лет увеличился с 5 до 30 тыс. км² и более, в 2010–2013 гг. заметно выросла общая площадь лицензируемых участков. Только за два года в России выдано лицензий на участки, в сумме в 1,6 раза превышающие площадь территорий, лицензированных в Норвегии в течение последних 40 лет. Что важно, лицензии были выданы только двум госкомпаниям – «Газпрому» и «Роснефти».



Источник рис. 4-5: Sibra Group; база данных лицензий на шельфовые участки России.

Рис. 4. Общая площадь территорий, на которые выданы лицензии на право пользования недрами (левая шкала), и средняя площадь лицензированного участка (правая шкала) в России в 1992–2013 гг., тыс. км²

Неудивительно, что лицензии получили «Газпром» и «Роснефть»: поправки к закону о полезных ископаемых в 2008 г. установили запрет на выдачу лицензий всем остальным компаниям (де-факто этот принцип осуществлялся

с 2007 г.). По состоянию на 2013 г. лицензиями на деятельность на российском континентальном шельфе обладают более 10 компаний, получившие свои разрешения ещё в 1990-х и начале 2000-х, когда акцент делался на частные компании. С 2008 г. частные компании из основных игроков превратились в маловлиятельных безучастных наблюдателей. Планы развития бизнеса компании «ЛУКОЙЛ» были сосредоточены на регионе Каспийского моря, перспективы оставшихся частных компаний – Timan Oil&Gas Plc, «Петроресурс» и «Севернефтегаз» – весьма скромны. Срок действия их лицензий истекает, и маловероятно, что их продлят.

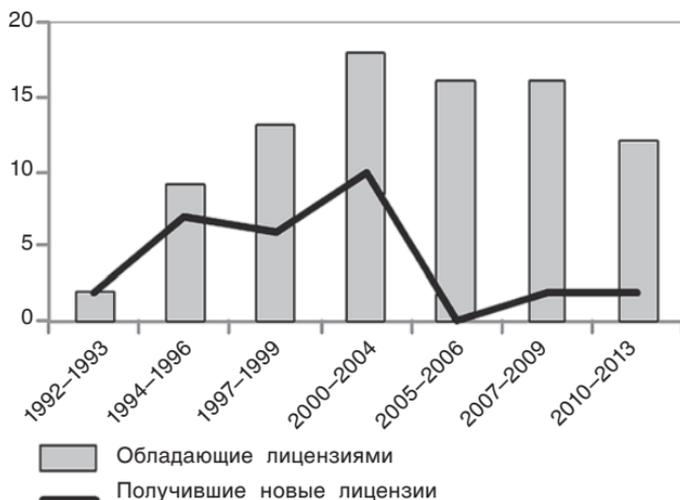


Рис. 5. Число компаний-недропользователей (лицензиатов) в 1992–2013 гг., ед.

Партнёрство с иностранными компаниями стало основным инструментом развития новых территорий. Первую попытку сотрудничества с иностранными партнёрами после эры соглашений о разделе продукции (СРП) (которая в итоге оказалась неудачной) сделал «Газпром» в рамках Штокмановского проекта. «Роснефть» в свою очередь отдала 33%-ю долю компаний-операторов Exxon, Eni и Statoil в рамках лицензий на добычу в Карском, Баренцевом, Чёрном и Охотском морях в обмен на инвестиции непосредственно в добычу. Кроме того, делаются попытки организации аналогичных альянсов с японскими и китайскими компаниями

на дальневосточном шельфе. Детали соглашений не разглашаются, вероятно, они ещё в стадии заключения, но суть в том, что лицензии и, следовательно, права на добываемые ресурсы останутся у российской головной компании. Компания-оператор, находящаяся в совместной собственности, имеет право лишь на разработку и потенциально – поставку на рынок.

Пока неясно, принесет ли результаты новая схема лицензирования, однако на данном этапе есть основания для некоторого умеренного оптимизма. Во-первых, любое сотрудничество, за исключением пары «Роснефть» – Exxon, подразумевает реализацию, помимо шельфовых, также и проектов на суше. Разработка месторождений «на берегу» – это плод, который легко сорвать, и она может отвлекать внимание и инвестиции от континентальных проектов. Во-вторых, изначально неравные позиции в переговорном процессе между компаниями-держателями лицензии и иностранными компаниями могут привести к тому, что последние предпочтут сосредоточить внимание на внешних возможностях, вероятно, вкладывая меньше ресурсов и энергии, чем если бы партнёры находились в одинаковой ситуации.

Пространства для манёвра в случае, если эта система окажется проигрышной, мало. Крупные участки ещё остались. Но поскольку участки, недавно полученные «Роснефтью» и «Газпромом», были выбраны самими компаниями, логично предположить, что они и являются наиболее обещающими. И хотя геологи, возможно, смогут найти интересные участки вне территорий, отданных «Роснефти» и «Газпрому», дуополию необходимо устранять до того, как на эти участки допустят частный капитал. До сегодняшнего дня «Роснефть» и «Газпром» демонстрировали недюжинное рвение и успехи, дабы исключить даже теоретическую возможность такого сценария.

**Политика
лицензирования
в тупике**

Вполне вероятно, что результатов, которые принесет рост числа лицензий на разработку шельфовых месторождений, выданных «Роснефти» и «Газпрому» в 2009–2013 гг., можно было бы добиться с помощью более продуманной стратегии. Очевидно, что получение крупных участков российской Арктики постави-

ло «Роснефть» в более выгодную позицию для привлечения иностранных компаний и повысило внимание самой компании к региону. В конце концов, сделка с ВР была заключена «Роснефтью» только после получения лицензий в Карском море. Тем не менее участие «Роснефти» в арктических проектах и партнёрские отношения с иностранными компаниями осуществляются на 25% от общей площади территорий, накопленных ею в 2009–2013 гг. Планы в отношении остальных 75% лицензированных участков остаются неясными.

Если бы бурением на меньших, близкорасположенных участках, занималось большее количество компаний, это дало бы значительный синергетический эффект, повысило эффективность бурения. Более того, конкурентное соперничество между «Роснефтью» и «Газпромом» до сих пор не используется. Выдача всего и сразу свело конкурентные усилия компаний лишь к лоббированию в Кремле. Выдача лицензий по одной конкурирующим компаниям стимулировало бы большие усилия на шельфе. Но теперь, когда пирог поделили и раздали, «Роснефть» и «Газпром», возможно, сосредоточат внимание на других направлениях. В любом случае Правительство РФ вычеркнуло лицензирование из перечня своих инструментов в сфере развития шельфовых разработок.

**Введение
налоговых
послаблений**

Параллельно с лицензированием весной 2012 г. правительство инициировало налоговую реформу, которая подразумевала значительные налоговые послабления для континентальных проектов. В одночасье создалось впечатление, что российская фискальная система превратится из практически самой строгой в мире в одну из самых привлекательных.

12 апреля 2012 г. было принято на сегодняшний момент наиболее важное решение в отношении налогообложения шельфовых проектов: премьер-министром В.В. Путиным было подписано Распоряжение Правительства РФ № 443. Данное решение было принято «в целях усиления стратегических позиций Российской Федерации в мировой энергетической отрасли, увеличения ресурсной базы российской нефтегазовой отрасли, а также повышения инвестиционной

привлекательности новых проектов освоения морских месторождений углеводородов». Нововведения распространяются на проекты, на которых промышленная добыча нефти⁵ будет начата после 1 января 2016 г. и по которым на момент вступления в силу распоряжения не приняты решения о предоставлении льгот и об освобождении от НДС или вывозной таможенной пошлины.

Согласно Распоряжению Правительства №433 Минфин, Минэкономразвития, Минэнерго РФ и другие заинтересованные федеральные органы исполнительной власти должны были до 1 октября 2012 г. разработать необходимую нормативно-правовую базу. Условия для классификации шельфовых проектов должны были включать сложность технологических решений, природно-климатические условия и ледовую обстановку, глубины моря, геологическую сложность месторождений, удаленность от берега и наличие объектов береговой инфраструктуры. Перспективные месторождения должны были быть разделены на четыре категории с разными ставками налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и вывозной таможенной пошлины, с требованиями к срокам с момента начала промышленной добычи.

В таблице 1 приведены основные моменты, указанные в Распоряжении Правительства № 443.

Кроме того, был включен раздел о возможности дальнейшего снижения ставки НДС и других «мерах стимулирования» в случае падения цены нефти на мировом рынке до уровня меньше 60 долл./барр. в ценах 2012 г., а также при наступлении форсмажорных обстоятельств, определяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации. То же самое касается проектов по добыче газа в целях обеспечения «экономической целесообразности реализации шельфовых проектов».

В Распоряжении № 443 озвучена необходимость разработки законодательной базы, предусматривающей:

- возможность авансового зачёта убытков в целях налогообложения на период до 70 лет;
- ускоренный, а также дополнительный износ основных средств, используемых для разработки месторождения;

⁵ Так называемая «первая нефть» подразумевает начало промышленной добычи любого углеводорода.

- включение платежей в ликвидационный фонд или страховых ликвидационных взносов в категорию вычитаемых затрат;
- освобождение от пошлин и НДС на импортируемое оборудование;
- попроектный бухгалтерский учёт.

Таблица 1. **Налоговые льготы, приведённые в Распоряжении №443**

Категория сложности	Ставка НДС, %	Экспортная пошлина, %	Срок действия с момента получения первой нефти
1. Обычная • Азовское и Балтийское моря	30	0	5 лет, но не позднее 2022 г.
2. Повышенная • Чёрное море до 100 м глубиной • Печорское и Белое моря, с.ш. • Охотское море к югу от 55° с.ш. • О-в Сахалин	15	0	7 лет, но не позднее 2032 г.
3. Высокая • Чёрное море глубже 100 м • Охотское море к северу от 55° с.ш. • Баренцево море к югу от 72° с.ш.	10	0	10 лет, но не позднее 2037 г.
4. Арктическая • Баренцево море к северу от 72° с.ш. • Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское и Берингово моря	5	0	15 лет, но не позднее 2042 г.

Практически с годовым отставанием основные требования Распоряжения № 443 были реализованы в ФЗ № 267 от 30 сентября 2013 г. Ключевые отклонения от установок, озвученных в Распоряжении № 443, таковы: ставка роялти на уровне 1,3% вместо 10%, и 1% вместо 5% для газовых проектов 3-й и 4-й категорий соответственно. Кроме того, схема освобождения от экспортных пошлин была упрощена: проекты 1-й и 2-й категорий теперь освобождаются от экспортных пошлин до 2032 г., тогда как к проектам 3-й и 4-й категорий нулевая экспортная пошлина будет применяться до 2042 г.

Экономический эффект

Пакет налогового стимулирования для шельфовых месторождений основан на валовом доходе и выглядит довольно любопытно. Как заявила одна крупная

нефтяная компания, где ещё вы найдёте освобождение от налогов сроком до 15 лет?!

Для оценки эффективности этих мер мы моделируем ситуацию, чтобы понять, как месторождение будет функционировать в условиях существующего налогового режима, далее – для четырех новых категорий в контексте стандартных показателей измерения инвестиционной привлекательности: NPV (чистый приведённый доход – ЧПД) и IRR (внутренняя норма доходности – ВНД), а также доля государства, определяемая как отношение величины налоговых отчислений к объёму чистого потока денежных средств до осуществления налогового вычета. Наконец, рассчитаны государственная доля с дополнительного дохода (объём бюджетных отчислений) и общий объём добычи в процентах к общему объёму извлекаемых ресурсов.

Для сравнения мы включили расчёты затрат на разработку запасов и в рамках норвежского налогового режима для шельфовых проектов (месторождение «Голиаф» в норвежском секторе Баренцева моря) (таблица 2). Налоговые категории сложности с 1-й по 4-ю согласно Распоряжению № 443 отражают изменения затрат на добычу в соответствующих географических районах. Тем не менее цель моделирования не в том, чтобы оценить экономические показатели месторождений в различных районах, а в определении экономического эффекта от предложенного налогового режима, поэтому затраты приняты постоянными для всех налоговых категорий.

Таблица 2. Предполагаемые условия разработки месторождения*

Переменная	Предположение
Запасы месторождения	188 млн барр. (30 млн м ³)
Капитальные затраты	6 млрд долл.
Операционные расходы	167 млн долл.
Цена на нефть	100 долл./барр.
Текущая ставка НДС	20,4 долл./барр.
Текущая экспортная пошлина	49,3 долл./барр.
Процентная ставка	7%

* Все цены, затраты и рассчитанные налоговые ставки сохранены неизменными в ценах 2013 г.

Результаты анализа, представленные в таблице 3, показывают, как меняются экономические показатели в зависимости от расположения месторождения. Поскольку мы рассматриваем идентичный проект по добыче при разных налоговых режимах, то параметры изменяются при различных налоговых условиях, имеющих место в России, ожидаемо. Тем не менее, как далее станет очевидным, анализ идентичного проекта по добыче обнаруживает значительные сложности, связанные с сегодняшней налоговой системой.

Таблица 3. Сравнительный анализ показателей месторождения при разных налоговых режимах

Показатель	Норвегия	Россия, текущий режим	Категория сложности			
			1-я	2-я	3-я	4-я
Проект «Голиаф»						
ЧПД, млн долл.	721	-3 062	-146	1 455	2 336	2 970
ВНД, %	13	-10	6	13	15	17
Доля гос-ва, %	72	129	86	61	44	28
Добыча, %	99	0	0	90	90	99
Сценарий при увеличенной добыче						
ЧПД, млн долл.	1 869	-1 451	2 452	4 843	6 164	7 207
ВНД, %	18	0	17	24	26	28
Доля гос-ва, %	75	101	71	51	38	26
Добыча, %	100	0	95	95	95	99
Сценарий при росте цен на нефть						
ЧПД, млн долл.	1 869	591	2 976	5 108	6 238	7 207
ВНД, %	18	9	18	24	26	28
Доля гос-ва, %	75	83	65	47	36	26
Добыча, %	100	98	98	98	98	99
Сценарий сокращения капитальных затрат						
ЧПД, млн долл.	62	-5 715	-2 499	-808	75	710
ВНД, %	8	-16	-2	5	7	9
Доля гос-ва, %	64	182	116	78	54	32
Добыча, %	99	0	0	90	90	99

Примечание. Увеличенная добыча подразумевает рост запасов в 1,5 раза, увеличение цен – рост их в 1,5 раза. Сокращённые капитальные затраты подразумевают их снижение на 10 млрд норвежских крон (курс: 6 крон = 1 долл.).

Источник: расчёты автора.

Первый вывод заключается в том, что если бы проект «Голиаф» был российским, то для его разработки потребовалось бы освобождение от налогов. Чистый приведённый доход (ЧПД/NPV) отрицателен, а государственная доля –

много выше 100%-го чистого денежного потока до вычета налогов. Для сравнения: в Норвегии проект сохранил бы положительный чистый приведенный доход и бюджетные отчисления в размере 72%. В действительности для обеспечения положительных экономических показателей в России проект должен был бы получить 2-ю категорию сложности. Кроме того, при равной внутренней норме доходности (ВНД/IRR), т.е. при сравнении Норвегии с российским проектом 2-й категории, чистый приведенный доход для инвестора в России выше, чем в Норвегии, а бюджетные отчисления – соответственно ниже. Дальнейшее увеличение ВНД инвестора обходится государству дорого. Двигаясь от 1-й категории к 4-й, мы видим, что ВНД проекта возрастает на 11 п.п., с 6 до 17%, в то время как доля государства снижается почти на 60 п.п. – с 86 до 28%.

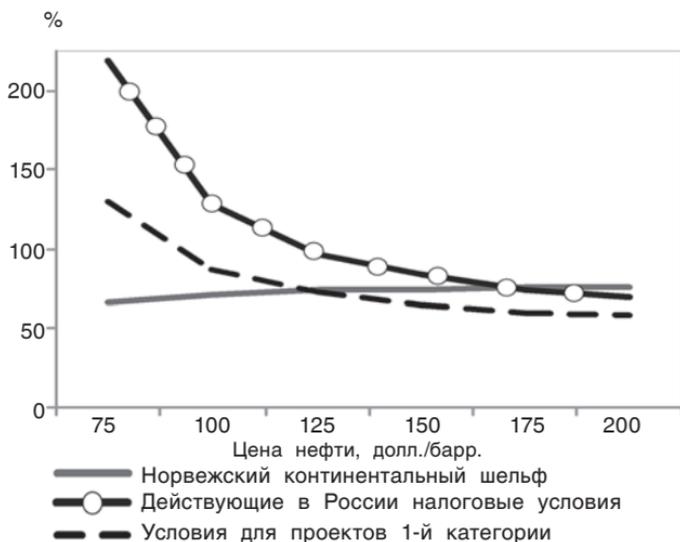
С переходом к 4-й категории добыча возрастает до ее уровня при норвежском режиме. Тем не менее ввиду того, что все запасы 4-й категории облагаются налогом по заниженным ставкам, доля государства значительно ниже, чем для 1-й категории. Общая доля государства в 4-й категории – 2,9 млрд долл., а 1-й категории – 9 млрд долл. Несмотря на чистый прирост бюджетных поступлений в 0,3 млрд долл. от увеличения добычи на 9%, недополученные государством средства из-за сниженных налоговых ставок составят 6 млрд долл.

Более интересную динамику мы можем обнаружить, ускорив сроки ввода в эксплуатацию (увеличив размеры месторождения), а также экспортную цену (на нефть) и, наконец, изменив цены на факторы производства, уменьшив капитальные затраты. Возвращаясь к таблице 3, мы увидим, что в норвежской системе ВНД инвестора и доля государства растут в одном направлении. То есть при улучшении экономических показателей месторождения показатели возврата инвестиций и доли государства увеличиваются – прибыль как инвестора, так и государства растёт примерно пропорционально. **В России же улучшение экономических показателей месторождения несоразмерно увеличивает прибыль инвестора.** И хотя в абсолютном выражении и государство, и инвестор выигрывают от роста денежных поступлений, изменения в связи с улучшением экономических показателей месторождения приносят

непропорциональную выгоду инвестору. Соответственно, ухудшение экономических показателей означает меньшие в пропорции потери для инвестора, так как затраты не могут быть вычтены из общих налогов.

Изменения начальных условий (запасов, цен и затрат) в наименьшей степени влияют на государственную долю в проектах 4-й категории сложности, так как здесь она и так мала, ввиду того, что период налоговых каникул с низкой ставкой НДС и нулевыми экспортными пошлинами довольно продолжительный, – две трети всех налоговых отчислений составляет налог на прибыль, а валовое налогообложение играет незначительную роль.

На рисунке 6 демонстрируется изменение доли государства с увеличением затрат. Для норвежской системы государственная доля напрямую привязана к цене на нефть, тогда как в России это отношение обратное. Государство по-прежнему получает прибыль от роста цен на нефть, но схема налогообложения шельфовых проектов разработана таким образом, что бюджетные отчисления с ростом цен сокращаются пропорционально к общей прибыли. То же самое применимо и к увеличенным доходам, связанным с ростом объёмов добычи.



Источник рис. 6-8: расчёты автора.

Рис. 6. Доля государства как функция цен на нефть, %

Этот же эффект можно наблюдать на рисунке 7, но с точки зрения увеличенных расходов. С ростом капитальных затрат с 2 до 10 млрд долл. в России доход государства заметно возрастает, а в Норвегии – незначительно снижается. Влияние затрат на ВНД и государственную долю сильнее в условиях российского налогового режима, чем норвежского, так как изменения в капитальных и других затратах влекут за собой сокращение налоговых отчислений только в рамках налога на прибыль, а валовое налогообложение остаётся прежним. Это делает **проекты в России более уязвимыми по отношению к инфляции затрат, чем в Норвегии, где налоговые отчисления компенсируют увеличение затрат и поддерживают инвестирование.**

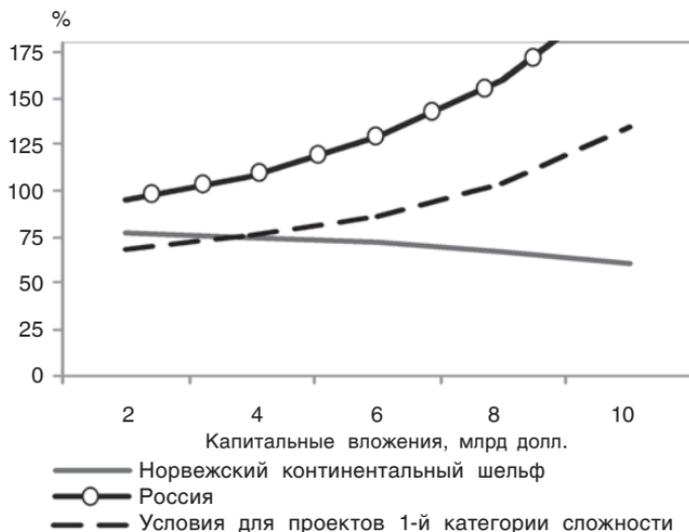


Рис. 7. Доля государства как функция капитальных вложений, %

**Риски
нестабильности
и пересмотра
условий**

Этот простой анализ демонстрирует, что хотя предлагаемые Россией меры по реформированию положительно влияют на ВНД инвестора, они могут достаточно дорого обойтись с точки зрения доли, получаемой государством.

Кроме того, **реформа не направлена на исправление ключевой слабости сегодняшней системы налогообложения**

шельфовых проектов: государство и компании не разделяют риски пропорционально. В России компании несут больше рисков в сравнении с другими странами, что может быть компенсировано большей прибылью вследствие увеличения доходов, но может повлечь потери при увеличении затрат на реализацию проектов. Делая ставку на валовое налогообложение, государство ограничило потери буквально до нуля. Однако это не оптимальная схема, поскольку ограниченное разделение рисков подразумевает более высокий уровень прибыли, что означает уменьшение числа проектов и, следовательно, более низкие отчисления в казну. Кроме того, неожиданная прибыль отходит инвестору, хотя она является чистой рентой и должна собираться государством. Это делает систему склонной к пересмотру условий в случае, если такая ситуация материализуется, поэтому компании включают риски пересмотра условий в своё инвестиционное планирование.

Рисунок 8, применительно к проектам 3-й категории, показывает, как **российская налоговая система упускает дополнительную прибыль при увеличении цен.** Чем больше растут цены, тем в меньшей степени этот рост увеличивает прибыль государства в сравнении с инвестором. Для проекта 3-й категории увеличение отчислений в бюджет при повышении цены со 100 до 175 долл./барр. составит 4 млрд долл., тогда как инвестор при таком сценарии положит себе в карман около 10 млрд долл.

Хотя подобные «перевернутые» механизмы являются важной частью стимулирующего пакета, остаётся вопрос: будет ли государство придерживаться данных обещаний в будущем, после вложения инвестиций? История российского налогообложения в нефтедобыче демонстрирует традиционно частые изменения налогов, а также примеры отказа от ранее предоставленных налоговых концессий. С ростом благосостояния нефтяников общественное мнение, возможно, потребует повысить отчисления государству, как бывало ранее. Далее, при низкодоходном сценарии, ограниченные финансовые возможности государства могут заставить пересмотреть текущие налоговые послабления.

С точки зрения инвестора, предлагаемая налоговая система, с действующими налоговыми ставками намного ниже

мировых, весьма привлекательна. Но не слишком ли это хорошо, чтобы быть правдой?

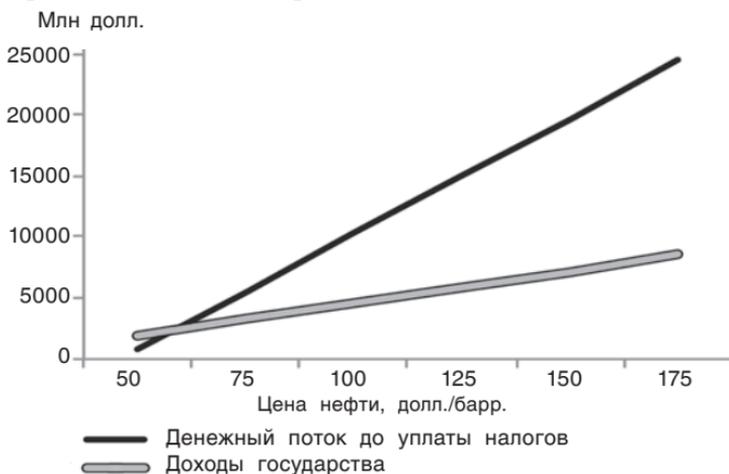


Рис. 8. Доходы государства в проектах 3-й категории и чистый поток денежных средств до вычета налогов, млн долл.

Политика в отношении шельфовых проектов – производная от политики в отношении добычи на суше

Для того, чтобы оценить, насколько современная российская система лицензирования и налогообложения стимулирует инвестиции в шельфовые нефтегазовые месторождения, необходимо проанализировать ее устойчивость. В конце концов, кто будет инвестировать в разработку месторождения, если ключевые показатели, определяющие экономическую состоятельность проекта, изменятся? Российская политика в отношении шельфовых проектов во многом определяется политикой в отношении проектов на суше, которая на протяжении последних 20 лет кардинально менялась. При этом изменения в налогообложении, вероятно, будут происходить и в будущем.

С распада Советского Союза продолжается вечная схватка между Минфином РФ и российскими нефтяными компаниями, в которой то одну, то другую сторону поочередно поддерживают Минэнерго, Минэкономразвития и Минприроды. Единственная неизменная черта налогового

законодательства – это её нестабильность. Государство должно было регулировать весьма сложную балансирующую систему: сбор налогов, с одной стороны, и фискальные преференции для развития месторождений углеводородов – с другой.

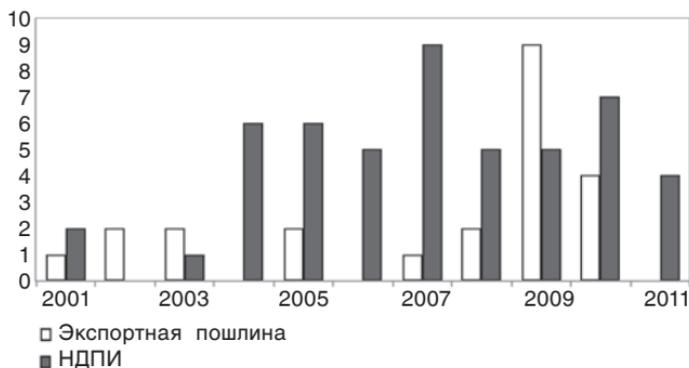
Недостатка в действиях не наблюдалось, было опробовано 10 различных методик взимания ресурсной ренты, среди которых: роялти + налог на прибыль (1992), роялти + акциз + + налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы + экспортная пошлина + налог на прибыль (1993–1998), предыдущая система, за исключением экспортного тарифа (1998), НДС + экспортный тариф (2001), СРП (после 1996), освобождение от НДС (с 2006) и последующее освобождение и от НДС, и от экспортных пошлин (с 2009)⁶. Налоговый маятник в России максимально отклонялся то вправо, то влево. Сначала в 1990-х были дифференцированные ставки роялти, после налоговой реформы 2001 г. – введены единые ставки во всей отрасли. С 2006 г. применяли дифференцированные ставки НДС и экспортных пошлин, возвращаясь к «индивидуальной» налоговой системе с особым подходом к каждому месторождению.

Постоянные изменения налоговых ставок и самой налоговой системы служили эквивалентом автоматических стабилизаторов, которые присутствуют в динамичной системе налогообложения. В России с 2001 г. законодательство в отношении экспортных пошлин менялось 27 раз, 50 раз изменялся НДС (рис. 9). Наиболее активный период с 2001 г. с рекордом в девять поправок для НДС и экспортных пошлин пришёлся на 2007 г. и 2009 г. соответственно. Все эти изменения не носили основательный характер, но огромное их количество доказывает, что **в налоговой системе нефтегазовой индустрии России, определённно, применялся режим «ручного управления».**

Налоговые послабления на бумаге были введены на общих условиях, однако на деле имеют оттенок индивидуальности. Следовательно, при отсутствии налоговой системы, которая

⁶ Дьячкова Е. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России. – М.: Геоинформмарк, 2011.

бы адекватно учитывала затраты, компании были вынуждены предоставлять в Минфин прогнозируемые значения затрат и прибыли и на этой основе договариваться о налоговых послаблениях в отношении НДС или экспортных пошлин (или и того, и другого) с тем, чтобы обеспечить адекватное стимулирование для развития новых месторождений. Эти переговоры по определению носят коварный характер: нефтяные компании будут стремиться зависить ожидаемые затраты, чтобы получить существенные налоговые послабления, а Министерство финансов будет указывать на возможность получения большей прибыли, основываясь на том, что затраты будут ниже заявленных. Тем не менее обе стороны заинтересованы в добычи нефти и, как правило, достигают соглашения, хотя и после длительных переговоров.



Источник: Дьячкова Е. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России. – М.: Геоинформмарк, 2011.

Рис. 9. Число изменений ставок экспортной пошлины и НДС в 2001–2011 гг., ед.

Министерства энергетики, экономического развития и природных ресурсов предпринимали неоднократные попытки разработать более прогрессивные налоговые модели, иногда при поддержке российских нефтяных компаний. Например, кризисы 1998 г. и 2008 г. спровоцировали новую волну предложений о прогрессивной системе налогообложения. Тем не менее цена на нефть восстанавливалась быстрее, чем у властей получалось разработать новую налоговую систему, и предложения теряли актуальность к тому времени, когда

направлялись на утверждение. Но все же такие предложения до сих пор существуют, и при необходимости к ним можно вернуться.

Самым рьяным оппонентом перехода к прогрессивному налогообложению всегда было Министерство финансов, которое опасается, что это приведёт к снижению налоговых поступлений, так как некоторые компании могут завышать затраты для сокращения налоговой нагрузки, тем самым снижая объёмы выплачиваемых налогов. Безусловно, это представляет проблему: Министерство финансов хотя и признаёт преимущество динамической налоговой системы, но до сих пор упорно сражалось за то, чтобы не допустить никаких изменений в системе валового налогообложения, от которой так зависит бюджет. Одна из причин – **отсутствие эффективной нормативной базы в отношении внутренних (трансферных) цен, которая бы позволяла определять реальные издержки компаний**. Старые правила в отношении трансферных цен от 1999 г. допускали расхождение до 20% с рыночными. Новые правила вступили в силу в 2011 г., а законодательство в отношении внутренних цен стало соответствовать Руководству по трансферному ценообразованию ОЭСР, но так как налоги по-прежнему рассчитываются, исходя из валового дохода, эффект от этих правил пока еще плохо исследован.

С 1990-х российские власти практиковали адекватную схему работы с новыми проектами, которая одновременно стимулирует разработку и позволяет государству получать справедливую ресурсную ренту: соглашения о разделе продукции (СРП). Два проекта на Сахалине, реализованные по этой схеме, по-прежнему обеспечивают налоговые отчисления в бюджет. Считалось, что такие соглашения хуже общей системы налогообложения, но на самом деле в СРП можно заложить любой размер государственной доли. Основная причина отказа от СРП – лоббирование со стороны российских компаний с целью оградить себя от иностранной конкуренции⁷. Навесив на СРП ярлык атрибута «третьего мира» заявлениями типа «мы не Папуа – Новая Гвинея», они

⁷ *Gustafson T. Wheel of Fortune, The Battle for Oil and Power in Russia*, first edition. Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press, 2012.

смогли убедить законодательную власть в том, что подобные соглашения помогают иностранным компаниям грабить богатства России. Очевидно, другие методы убеждения депутатов тоже нельзя исключать. К моменту, когда СРП были отменены, к подписанию были готовы соглашения в рамках 25 проектов, по многим проектная документация была полностью завершена⁸. Штокмановский проект и Приразломное месторождение также входили в список, оба проекта вынуждены были позже искать дополнительные налоговые послабления, чтобы сохранить инвестиционную привлекательность. Инвестиционное решение по поводу Штокмана неоднократно откладывалось, пока в 2012 г. проект и вовсе не был поставлен на полку; после 20 лет подготовки промышленную добычу планировалось начать летом 2013 г.⁹

Ещё больше смущает то, что освобождения от налогов не обязательно основаны на принципе экономической целесообразности. Соглашение о налоговых послаблениях в отношении Приразломного было достигнуто в 2012 г., обсуждения всевозможных вариантов, включая СРП, велись с 1990-х годов. Ко времени утверждения налоговых преференций платформа была уже собрана и установлена на месте добычи. Другими словами, основной объём инвестиций уже был осуществлён, хотя ещё остаётся эксплуатационное бурение. Обычно налоговые преференции предоставляются для того, чтобы стимулировать инвестиции, и поэтому сложно понять, почему российское правительство приняло решение даровать налоговые послабления уже после того, как инвестиции были вложены. **Включив Приразломное в список месторождений, подпадающих под освобождение от налогов, власти дают**

⁸ Дьячкова Е. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России. – М.: Геоинформмарк. – 2011.

⁹ Лунден Л., Фьортофт Д. Двадцать лет освоения, а нефти до сих пор нет: Приразломное – первый мучительный арктический шельфовый проект России // ЭКО. – 2013. – № 4. – С. 56–77.

Фактически добыча началась в декабре 2013 г. На 2014 г. запланировано добыть не менее 300 тыс. т сырья // Нефть и капитал (URL: <http://www.oilcapital.ru/upstream/228090.html>). – Прим. ред.

понять, что гарантии получения особых налоговых режимов зависят не только от экономических факторов.

Корень неудач в стимулировании инвестиций без налоговых послаблений кроется в отношении государства к риску. На деле в России уровень риска по отношению к возврату для государства вложенных средств ниже по сравнению с другими нефтедобывающими странами – из расчетов налоговых отчислений исключены затраты. Однако это подразумевает меньшие поступления в бюджет, так как функционирующих месторождений, подлежащих налогообложению, меньше. Заявления высокопоставленных российских чиновников и основных игроков определяют «справедливый» ВНД на уровне 15-18%. Правительственная комиссия по энергетике под председательством вице-преьера А.В. Дворковича предложила, чтобы налоговый сбор обеспечивал доход на инвестиции в размере 16,3%¹⁰. С одной стороны, это соответствует высказыванию, что доходы выше этого уровня будут являться ресурсной рентой и должны забираться государством. С другой стороны, фиксированные уровни ВНД имеют малопривлекательные побочные последствия.

Во-первых, это лишает компании стимула разрабатывать наиболее прибыльные месторождения, так как больше доходов, чем это позволено, оставить себе они не смогут. Это для России не очень хорошо. Во-вторых, заранее определённая пороговая ставка доходности влечёт длительные переговоры по поводу её размера и объёмов запасов. В-третьих, для компаний понятие «справедливая ставка» означает постоянный риск ее изменения в случае, если проект окажется более прибыльным, чем планировалось.

Выводы

Несмотря на все недостатки, принципы налогообложения в России в действительности смогли обеспечивать рост добычи на протяжении последнего десятилетия. Рост, возможно, меньший, чем он мог бы быть, но налоговая политика с 2001 г.

¹⁰ URL: http://www.vedomosti.ru/companies/news/9021801/odna_metodika_dlya_vseh (accessed 14 February 2013).

эффективно обеспечивала поступления ресурсной ренты от компаний в казну. Власти, похоже, решили продолжить относительно удачную практику балансирования между сборами налогов и стимулированием разработок новых месторождений – с характерным для страны риском того, что если этот баланс нарушится, то последствия могут быть очень суровыми.

Новые налоговые ставки для шельфовых проектов, безусловно, выгодны для нефтяных компаний, и во многих отношениях Россия создала относительно привлекательные для инвестиций условия. Но вопрос, является ли новая система слишком хорошей, чтобы быть правдой, по-прежнему актуален. Проекты каждой из описанных здесь четырех категорий сложности (обычная, повышенная, высокая и арктическая) будут значительно различаться по уровню прибыльности – и если власти решат поменять ставки для того, чтобы получить ресурсную ренту на одном месторождении (например, гигантском и сверхприбыльном), то это повлияет на другие месторождения той же категории с более скромной доходностью.

Другими словами, нестабильность налогообложения проектов на суше за последние двадцать лет, скорее всего, никуда не исчезнет с введением новой системы. Так как цены, затраты и запасы значительно варьируются от одного месторождения к другому, а ожидания корректируются, **система в её нынешнем виде практически гарантирует, что налоговые ставки в зависимости от ситуации будут меняться.** Таким образом, налоговые послабления являются продолжением налоговой системы, которая определяла добычу на российских континентальных месторождениях в течение последних 20 лет. Поправки к существующей системе множились, и есть резонный повод поставить вопрос: конечная ли это остановка на этот раз? **По мере того как ресурсная база усложняется, а список компаний, требующих налоговых послаблений, растёт, необходимость реформ станет очень острой.**

С другой стороны, для иностранных и российских компаний, планирующих инвестировать в добычу нефти, успокаивающим фактором может быть то, что Россия, как ни одна другая страна, заинтересована поддерживать объемы добычи.

Поскольку государство не может заставить компании добывать углеводороды, не имеющие экономического значения, оно должно предоставить адекватные стимулы компаниям для поддержки добычи на старых месторождениях, чтобы было чем наполнять трубопроводы новых проектов. Сегодня компаниям, желающим работать в России, необходимо инвестировать в партнёрства и лоббистские кампании, чтобы их просьбы в отношении налоговых послаблений (или гарантий, что данные послабления не будут отменены) звучали громче, чем у их коллег по цеху.

Что касается налогообложения, существующая политика лицензирования не учитывает возможные вызовы в будущем, и пока нет никаких сигналов, указывающих на то, что планируется новая реформа или появилось новое понимание проблемы. В последние годы определённое внимание уделялось вопросам лицензирования шельфовых проектов, однако разработка месторождений не сможет поспевать за темпами выдачи лицензий.

С замедлением темпов разработки шельфовых проектов, вероятно, появятся новые меры, направленные на добычу на континенте. Рост коэффициента извлечения нефти демонстрирует наибольший потенциал, хотя внимания этому уделяется меньше всего. Возможно, этот вопрос – как раз следующий на повестке дня.