

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»**

Бобылев Ю.Н., Расенко О.А.

**Развитие нефтяного сектора экономики России:
основные тенденции и государственная политика**

Москва 2016

Аннотация. Нефтяной сектор относится к числу базовых в экономике России и играет ведущую роль в формировании государственных доходов и торгового баланса страны. В работе проанализированы основные тенденции развития российского нефтяного сектора, включая добычу и переработку нефти, нефтяной экспорт, внутреннее потребление нефти, цены на нефть и нефтепродукты, государственное регулирование. Предложены меры государственной политики, обеспечивающие дальнейшее развитие нефтяного сектора экономики России.

Бобылев Ю.Н., ведущий научный сотрудник лаборатории макроэкономических исследований ИПЭИ Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Расенко О.А., научный сотрудник лаборатории макроэкономических исследований ИПЭИ Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Данная работа подготовлена на основе материалов научно-исследовательской работы, выполненной в соответствии с Государственным заданием РАНХиГС при Президенте Российской Федерации на 2015 год.

Содержание

	Введение	4
1	Основные тенденции развития производства и переработки нефти	5
2	Основные тенденции развития нефтяного экспорта	9
3	Основные тенденции развития внутреннего нефтяного рынка	13
4	Государственная политика по отношению к нефтяному сектору	16
5	Перспективные условия развития нефтяного сектора	24
6	Меры государственной политики по дальнейшему развитию нефтяного сектора	27
	Заключение	44
	Список использованных источников	45

Введение

Экономика России и ее государственные доходы характеризуются высокой ролью нефтяного сектора. Нефтяной сектор является базовым для экономики России, он вносит основной вклад в формирование государственных доходов и торгового баланса страны. В 2014 г. он обеспечил 45,5% доходов федерального бюджета и 54,2% российского экспорта. Высокая роль нефтяного сектора в экономике России требует систематического анализа основных тенденций и факторов его развития, оценки эффективности реализуемых мер государственной экономической политики. Это позволяет выявить существующие возможности и ограничения в развитии нефтяного сектора, определить наиболее эффективные направления его развития и необходимые меры государственной экономической политики.

В данной работе проанализированы основные тенденции развития нефтяного сектора экономики России, включая добычу и переработку нефти, нефтяной экспорт, внутреннее потребление нефти, цены на нефть и нефтепродукты, государственное регулирование. Предложены меры государственной экономической политики, обеспечивающие дальнейшее развитие нефтяного сектора.

1 Основные тенденции развития производства и переработки нефти

Исторический максимум добычи нефти в России был достигнут в 1987 г. и составил 569,5 млн. т. В 1990-е годы добыча значительно упала: в 1996 г. она составила лишь 301,3 млн. т, или 52,9% докризисного максимума. Падение добычи нефти было обусловлено сокращением внутреннего спроса из-за рыночной трансформации российской экономики и частичного замещения нефтепродуктов природным газом, а также снижением платежеспособного спроса на российскую нефть со стороны других стран на территории бывшего СССР и стран Восточной Европы вследствие экономического спада и приближения цен во взаимной торговле к ценам мирового рынка. При этом возможности увеличить экспорт в другие страны были ограничены существующими транспортными мощностями. На положении в секторе сказалась также институциональная перестройка российской экономики и самой нефтяной отрасли.

Во второй половине 1990-х годов ситуация в нефтяном секторе стабилизировалась, а в первой половине 2000-х наблюдался быстрый рост добычи нефти. Это определялось значительным расширением возможностей экспорта нефти, прежде всего благодаря созданию Балтийской трубопроводной системы, и интенсификацией разработки действующих месторождений, в частности, за счет применения зарубежных технологий (горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта). Однако затем темпы роста добычи нефти значительно сократились, а в 2008 г. добыча снизилась. Это свидетельствовало об исчерпании резервов увеличения добычи нефти за счет интенсификации разработки действующих месторождений и необходимости активного освоения новых нефтяных площадей. В связи с этим были произведены изменения в системе налогообложения нефтяного сектора, стимулировавшие освоение новых регионов и углубленную разработку эксплуатируемых месторождений.

В 2014 г. добыча нефти в России достигла 526,7 млн. т – максимального уровня за период с 1990 г. (табл. 1.1). В то же время наблюдается заметное снижение темпов ее роста, обусловленное прежде всего объективным ухудшением условий добычи. Значительная часть эксплуатируемых месторождений имеет высокую степень выработанности и вступила в стадию падающей добычи, а новые месторождения в большинстве случаев характеризуются худшими горно-геологическими и географическими параметрами, их разработка требует повышенных капитальных, эксплуатационных и транспортных затрат.

Таблица 1.1- Производство и переработка нефти в Российской Федерации в 1990–2014 гг.

	1990	1992	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Добыча нефти, включая газовый конденсат, млн т	516,2	399,3	306,8	323,2	470,0	505,1	511,4	518,0	523,3	526,7
Прирост добычи нефти по сравнению с предыдущим годом, %	–6,5	–13,6	–3,5	6,0	2,4	2,1	0,8	1,3	1,0	0,6
Первичная переработка нефти, млн т	297,8	256,0	183,0	173,0	208,0	249,3	258,0	270,0	278,0	294,4
Доля переработки нефти в ее добыче, %	57,7	64,1	59,6	53,5	44,3	49,4	50,4	52,1	53,1	55,9
Глубина переработки нефти, %	65,2	64,1	62,9	71,0	71,6	71,1	70,8	71,5	71,7	72,4

Источники: [29], Минэнерго России.

В настоящее время российская нефтедобывающая промышленность приблизилась к пределу своих производственных возможностей. Для компенсации падения добычи нефти на эксплуатируемых месторождениях необходимо осваивать как новые месторождения в регионах с неразвитой или отсутствующей инфраструктурой, включая месторождения на континентальном шельфе, так и не вовлеченные в разработку запасы худшего качества в освоенных регионах.

В российской нефтеперерабатывающей промышленности, несмотря на определенные положительные сдвиги, например, значительное увеличение доли высокооктанового бензина, коренной модернизации не произошло. Она по-прежнему значительно отстает от развитых стран по технологическому уровню, структуре и качеству производимых нефтепродуктов. Глубина переработки нефти в России составляет лишь 72%, тогда как в ведущих промышленно развитых странах она достигает 90–95%. Данный показатель в настоящее время близок к уровню начала 2000-х годов и незначительно превышает дореформенный уровень (в 1990 г. глубина переработки нефти в России составляла 65%).

В ходе рыночных реформ радикально изменилась институциональная структура нефтяного сектора. Основные преобразования в секторе произошли в 1993–1995 гг., когда была проведена приватизация и сформированы 11 вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), а также две региональные нефтяные компании («Татнефть» и «Башнефть»). В последующие годы ряд небольших нефтяных компаний был поглощен более крупными, а в 2000-е годы активы двух крупных частных нефтяных компаний перешли под контроль государственных компаний: «Роснефть» приобрела активы компании «ЮКОС», а «Газпром» купил компанию «Сибнефть» и вошел в реализуемый иностранными компаниями проект «Сахалин-2». В результате доля государственных компаний в нефтяном секторе, которая в 1990-е годы резко сократилась (до 16% общей добычи нефти), в 2000-е годы значительно возросла.

Современная структура производства нефти в России характеризуется преобладанием государственных компаний и высокой рыночной долей крупнейших ВИНК. В 2014 г. на долю четырех крупнейших компаний («Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и «Газпром», включая «Газпром нефть») пришлось почти 3/4 (73,8%) общей добычи нефти в стране. Доля компаний среднего размера («Татнефть», «Славнефть», «Башнефть» и «РуссНефть») составила 13,1% общей добычи нефти. На других производителей, к которым относятся более 100 мелких нефтедобывающих организаций, пришлось 9,5%. Операторы соглашений о разделе продукции, реализуемых с участием иностранных компаний, добыли 2,7% российской нефти.

В 2013 г. «Роснефть» благодаря приобретению нефтяной компании «ТНК-ВР», на которую с учетом ее доли в компании «Славнефть» приходилось 15,7% общероссийской добычи нефти, значительно усилила свои позиции в российском нефтяном секторе и стала одной из крупнейших нефтяных компаний мира. В 2014 г. была возвращена в государственную собственность компания «Башнефть». В результате госсектор существенно расширился, а доля государственных компаний в общероссийской добыче нефти, по нашим расчетам, в 2014 г. достигла 58,6% (табл. 1.2).

Таблица 1.2 - Доля государственных компаний в добыче нефти в России в 2014 г.

	Добыча нефти, млн. т	Доля в общей добыче нефти, %
«Роснефть», включая ее долю в добыче других организаций	200,5	38,1
«Газпром», включая «Газпром нефть» и их долю в добыче	60,6	11,5

	Добыча нефти, млн. т	Доля в общей добыче нефти, %
других организаций		
«Татнефть»	26,5	5,0
«Башнефть»	17,9	3,4
«Зарубежнефть» (добыча на территории России)	3,2	0,6
Государственные компании, всего	308,7	58,6

Источники: Министерство энергетики РФ; расчеты авторов.

С глобальной точки зрения Россия остается одним из крупнейших мировых производителей нефти. По объему ее добычи она занимает второе место в мире после Саудовской Аравии. В 2013 г. доля России в мировом производстве нефти составила 12,9% (ВР, 2014). Для сравнения: в 1987 г., когда был достигнут исторический максимум российской нефтедобычи, она равнялась 19,4%, а в 1996 г., когда добыча нефти в рассматриваемый период находилась на минимальном уровне, – 9,0%.

Новым фактором, способным негативно повлиять на дальнейшее развитие российского нефтегазового сектора, явились экономические санкции, введенные в 2014 г. США, ЕС и некоторыми другими странами по отношению к России из-за событий на Украине. Помимо финансовых санкций, ограничивающих доступ российских компаний к внешним источникам финансирования, во второй половине 2014 г. рядом развитых стран был введен запрет на поставку в Россию оборудования и технологий для разработки трех категорий месторождений: месторождений на арктическом шельфе, глубоководных месторождений и месторождений сланцевой нефти. Все три категории проектов критически зависят от зарубежных технологий. В то же время для проектов освоения месторождений на арктическом шельфе и глубоководных месторождений инвестиционный цикл достаточно длительный, поэтому с точки зрения нефтедобычи негативный эффект от блокировки таких проектов может проявиться лишь в долгосрочной перспективе. К тому же в случае сохранения низких нефтяных цен реализация многих проектов этой категории будет отложена из-за их экономической неэффективности.

С технологиями для разработки месторождений сланцевой нефти ситуация сложнее. По оценкам US EIA, Россия занимает первое место в мире по технически извлекаемым запасам сланцевой нефти. Разработка этих месторождений при применении современных технологий экономически более эффективна по сравнению с

месторождениями на шельфе. При этом срок освоения этих запасов значительно меньше. В условиях санкций российские запасы сланцевой нефти не смогут быть вовлечены в разработку и компенсировать падение добычи на истощающихся действующих месторождениях.

Следует также учитывать, что технологии, используемые для разработки сланцевых месторождений (горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта) применяются также при разработке месторождений традиционной нефти, прежде всего на месторождениях с высокой степенью выработанности запасов для более полного извлечения нефти. Поэтому запрет на поставку оборудования для горизонтального бурения и гидроразрыва может также привести к преждевременному закрытию действующих месторождений из-за невозможности их более углубленной разработки.

В условиях действия технологических санкций приоритетное значение для поддержания добычи и экспорта нефти приобретает углубленная разработка традиционных месторождений. В связи с этим необходимы как активизация использования не подпавших под санкции зарубежных технологий, применяемых в данной области, так и развитие собственных технологий повышения уровня нефтеизвлечения.

2 Основные тенденции развития нефтяного экспорта

Нефть по-прежнему остается основным экспортным товаром России, а нефтяной сектор – одним из наиболее экспортоориентированных секторов российской экономики. В СССР максимум российского нефтяного экспорта был достигнут на пике нефтедобычи в 1988 г., когда экспорт нефти и нефтепродуктов из России составил 314,8 млн т. Правда, половина российского нефтяного экспорта в тот период приходилась на бывшие союзные республики, поставки в которые осуществлялись по директивным внутренним ценам, которые были значительно ниже мировых. Тем самым Россия фактически дотировала их экономики. После распада СССР экспорт нефти и нефтепродуктов в бывшие союзные республики резко сократился.

В результате значительно снизился и общий нефтяной экспорт (до 169,3 млн т в 1995 г.). Но с 1996 г. он начал расти и в 2000-е годы значительно превысил дореформенный уровень. В 2014 г. экспорт нефти и нефтепродуктов достиг 388,2 млн т, что на 43,3% превышает уровень 1990 г. и стало историческим максимумом (табл. 2.1). При этом радикально изменилась географическая структура российского нефтяного экспорта: в нем резко возросла доля стран дальнего зарубежья и значительно

сократилась доля стран СНГ. В 2014 г. на первые пришлось 91,3% российского нефтяного экспорта. В последние годы, благодаря сооружению трубопровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), в структуре нефтяного экспорта растет доля поставок нефти в восточном направлении, прежде всего в Китай.

Таблица 2.1 – Соотношение производства, потребления и экспорта нефти в 1990–2014 гг.

	1990	1992	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Нефть, млн т:										
Производство	516,2	399,3	306,8	323,2	470,0	505,1	511,4	518,0	523,3	526,7
Экспорт, всего	220,3	137,7	122,3	144,5	252,5	250,4	244,6	239,9	236,6	223,4
Экспорт в страны – не члены СНГ	99,7	66,2	96,2	127,6	214,4	223,9	214,4	211,6	208,0	199,3
Экспорт в страны СНГ	120,6	71,5	26,1	16,9	38,0	26,5	30,2	28,4	28,7	24,1
Чистый экспорт	201,5	127,0	113,8	138,7	250,1	249,3	243,5	239,1	235,7	221,9
Внутреннее потребление	269,9	231,4	150,4	123,0	123,1	125,9	140,7	142,1	137,6	142,0
Чистый экспорт в % к производству	39,0	31,8	37,1	42,9	53,2	49,4	47,6	46,2	45,0	42,1
Нефтепродукты, млн т:										
Экспорт, всего	50,6	43,0	47,0	61,9	97,0	132,2	130,6	138,1	151,4	164,8
Экспорт в страны – не члены СНГ	35,0	25,3	43,5	58,4	93,1	126,6	120,0	121,2	141,1	155,2
Экспорт в страны СНГ	15,6	17,7	3,5	3,5	3,9	5,6	10,6	16,9	10,3	9,6
Чистый экспорт	44,8	40,9	42,6	61,5	96,8	129,9	127,2	136,8	150,0	162,8
Нефть и нефтепродукты, млн т:										
Экспорт, всего	270,9	180,7	169,3	206,4	349,5	382,6	375,2	378,0	388,0	388,2
Чистый экспорт	246,3	167,9	156,4	200,2	346,9	379,2	370,7	375,9	385,7	384,7
Чистый экспорт в % к производству нефти	47,7	42,0	51,0	61,9	73,8	75,1	72,5	72,6	73,7	73,0

Источники: [29]; Министерство энергетики РФ; Федеральная таможенная служба; расчеты авторов.

Наблюдается существенное усиление экспортной ориентации нефтяного сектора по сравнению с дореформенным периодом. По нашим расчетам, удельный вес чистого экспорта нефти и нефтепродуктов в производстве нефти повысился с 47,7% в 1990 г. до 73,0% в 2014 г. Однако отметим, что это связано не только с увеличением абсолютных объемов экспорта, но и со значительным сокращением внутреннего потребления нефти в результате рыночной трансформации российской экономики, повышения эффективности использования нефти и замещения нефтепродуктов (топочного мазута) природным газом.

В нефтяном экспорте значительно увеличилась доля нефтепродуктов: их удельный вес в чистом экспорте нефти и нефтепродуктов повысился с 18,2% в 1990 г. до 42,3% в 2014 г. Но здесь следует учитывать, что из-за низкой глубины нефтепереработки большую часть в российском экспорте нефтепродуктов занимает мазут, который фактически является побочным продуктом нефтепереработки и стоит дешевле, чем сырая нефть. В 2014 г. было экспортировано более 90% произведенного мазута, а его доля в общем экспорте нефтепродуктов составила 53%. В Европе российский мазут используют в качестве сырья для дальнейшей переработки и получения светлых нефтепродуктов.

На стоимостной объем российского нефтяного экспорта значительно повлияло повышение мировых цен на нефть в 2000-2010-е годы (табл. 2.2.2). Основными факторами ценового роста стали увеличение спроса на нефть, обусловленное ростом мировой экономики, прежде всего экономики Китая, Индии и других азиатских стран, консервативная политика ОПЕК в отношении увеличения добычи нефти странами – членами организации, а также относительно низкий рост производства нефти за пределами ОПЕК. Однако во второй половине 2014 г. ситуация существенно изменилась. Рост мирового производства нефти, главным образом, сланцевой нефти в США, привел к значительному превышению предложения над спросом и падению мировых цен на нефть. ОПЕК при этом не пошла на сокращение добычи, отдав приоритет сохранению своей рыночной доли. В результате цена российской нефти на мировом рынке к концу года снизилась до 61 долл./барр.

Таблица 2.2 - Мировые цены на нефть в 1990–2014 гг., долл./барр.

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Цена нефти марки Brent, Великобритания	23,7	17,1	28,3	54,4	79,6	111,0	112,0	108,8	98,9

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Цена нефти марки Urals, Россия	22,7	16,6	26,6	50,8	78,3	109,1	110,3	107,9	97,7

Источники: [1], [2]; Росстат.

Рост физического объема нефтяного экспорта и повышение мировых цен на нефть обусловили значительный рост экспортных доходов. В 2013 г. суммарный доход от экспорта нефти и нефтепродуктов достиг 283,0 млрд долл. – это рекордный уровень за весь пореформенный период. Таким образом, по сравнению с 2000 г. выручка от нефтяного экспорта возросла в 7,8 раза. Для сравнения: в условиях падения мировых цен на нефть в 1998 г., когда цена российской нефти упала до 11,8 долл./барр., экспортная выручка нефтяного сектора составила лишь 14 млрд. долл.

В результате роста стоимостного объема нефтяного экспорта его доля в российском экспорте повысилась с 34,5% в 2000 г. до 54,2% в 2014 г. (табл. 2.3). При этом доля нефти в российском экспорте в 2014 г. составила 31,0%, нефтепродуктов – 23,3% (доля природного газа – 11,0%).

Таблица 2.3- Стоимость и удельный вес нефти и нефтепродуктов в российском экспорте в 2000–2014 гг.

	2000		2005		2010		2013		2014	
	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%	млрд. долл.	%
Экспорт, всего	105,0	100,0	240,0	100,0	392,7	100,0	523,3	100,0	496,9	100,0
Нефть и нефтепродукты	36,2	34,5	117,2	48,8	206,3	52,5	283,0	54,1	269,5	54,2
Нефть	25,3	24,1	83,4	34,8	135,8	34,6	173,7	33,2	153,9	31,0
Нефтепродукты	10,9	10,4	33,8	14,1	70,5	17,9	109,3	20,9	115,6	23,3
Природный газ	16,6	15,8	31,4	13,0	47,7	12,2	67,2	12,8	54,7	11,0

Источники: [29]; Федеральная таможенная служба; расчеты авторов.

Анализ удельных показателей нефтяного экспорта за 1990–2014 гг. (табл. 2.4) свидетельствует о существенном увеличении нефтеэкспортёмкости ВВП, определяемой как отношение чистого экспорта нефти и нефтепродуктов к объёму ВВП в сопоставимых

ценах. По сравнению с 1990 г. данный показатель повысился почти на 1/3 (на 31,7%). Это говорит о существенном усилении влияния нефтяного экспорта на формирование ВВП по сравнению с дореформенным периодом. Несмотря на некоторое снижение данного показателя в последние годы, его величина заметно превосходит уровень 2000 г. (на 9,0%). Значительно увеличился нефтяной экспорт и в расчете на душу населения: в настоящее время в натуральном выражении он почти в два раза превышает уровень 2000 г. и более чем на 60% – 1990 г.

Таблица 2.4 - Удельные показатели нефтяного экспорта в 1990–2014 гг.

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	Прирост за период 1991–2014, %	Прирост за период 2001–2014, %
Нефтеэкспортосе- мкость ВВП, т/млн. руб. ВВП (в ценах 2008 г.)	7,31	6,57	4,96	3,68	3,17	3,25	–55,5	–34,5
Чистый экспорт нефти и нефтепродуктов на душу населения, т/чел.	1,83	1,01	0,84	0,86	0,88	0,99	–45,9	17,9

Источник: расчеты авторов.

3 Основные тенденции развития внутреннего нефтяного рынка

Либерализация цен в начале рыночных реформ не затронула ряд стратегически важных видов продукции, в том числе нефть. В 1992 г. внутренняя цена на нее в России составляла лишь 11% мировой. Цены на нефть были либерализованы в 1995 г., после чего внутренние цены на нефть и нефтепродукты значительно повысились. В настоящее время при реализации на внутреннем рынке производители устанавливают их на уровне, обеспечивающем такую же доходность, как и при экспорте: мировая цена на соответствующий продукт за вычетом уплачиваемой при его вывозе экспортной пошлины и затрат на транспортировку данного продукта на экспорт (цена net-back). В связи с этим внутренние цены на нефть и нефтепродукты фактически следуют за ценами мирового рынка (табл. 3.1).

Таблица 3.1- Внутренние цены на нефть и нефтепродукты в долларовом выражении в 1992–2014 гг. (средние цены производителей на конец года, долл./т)

	1992	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Нефть	15,2	60,8	54,9	167,2	248,2	303,3	341,1	346,1	178,9
Автомобильный бензин	44,1	162,9	199,3	318,2	547,9	576,9	628,7	614,4	372,3
Дизельное топливо	38,6	137,3	185,0	417,0	536,1	644,9	774,2	698,0	419,3
Топочный мазут	20,0	62,5	79,7	142,7	246,3	274,6	275,3	235,8	128,7

Источники: [29]; расчеты авторов.

В то же время наличие экспортной пошлины обеспечивает устойчивый разрыв между мировыми и внутренними ценами на нефть и нефтепродукты, поддерживает внутренние цены на уровне существенно ниже мировых. В 2014 г. цена на нефть на российском внутреннем рынке (цена производителей) составила в среднем 41,1 долл./барр., или 42,1% от мировой (цены нефти марки Urals на европейском рынке). Внутренние цены на нефтепродукты в России также ниже, чем в ведущих развитых странах. Так, безналоговая (без учета косвенных налогов) цена высокооктанового бензина в России по отношению к аналогичной цене в Германии составляет 75%.

Конечные (потребительские) цены на нефтепродукты на внутреннем рынке существенно зависят от уровня косвенных налогов и маржи в секторе сбыта нефтепродуктов. В структуре цены высокооктанового бензина в России косвенные налоги (акциз, НДС) и затраты и прибыль оптовой и розничной торговли составляют 51,5%, а затраты и прибыль производителей – 48,5%. Маржа в секторе сбыта в России выше, чем в развитых странах, однако по сравнению с Европой уровень косвенных налогов на нефтепродукты в России существенно ниже. По нашим расчетам, если в среднем по пяти ведущим странам ЕС доля косвенных налогов в потребительской цене на высокооктановый бензин составляет 57,7%, то в России – 29,9%. (табл. 3.2).

Таблица 3.2 - Соотношение цен на автомобильный бензин в России и других странах, январь 2014 г.

	Потребительская цена, долл./л	Налоги на потребителей, долл./л	Цена без налогов, долл./л	Доля налогов в потребительской цене, %	Уровень потребительской цены в России*, %
АИ-92, Regular					
Россия	0,838	0,336	0,502	40,1	100,0
США	0,875	0,111	0,764	12,7	95,8
Канада	1,150	0,364	0,786	31,7	72,9

	Потребительская цена, долл./л	Налоги на потребителя, долл./л	Цена без налогов, долл./л	Доля налогов в потребительской цене, %	Уровень потребительской цены в России*, %
Япония	1,523	0,609	0,914	40,0	55,0
АИ-95, Premium					
Россия	0,926	0,277	0,649	29,9	100,0
Германия	2,084	1,224	0,860	58,7	44,4
Великобритания	2,138	1,311	0,827	61,3	43,3
Франция	2,043	1,175	0,868	57,5	45,3
Италия	2,344	1,414	0,930	60,3	39,5
Испания	1,900	0,963	0,937	50,7	48,7
Среднее по 5 странам ЕС	2,102	1,217	0,884	57,7	44,1

* Отношение потребительской цены в России к потребительской цене на автомобильный бензин в соответствующей стране.

Источники: [1]; [29]; расчеты авторов.

Европейские страны характеризуются наиболее высоким уровнем налоговой нагрузки на нефтепродукты: в ведущих странах ЕС доля налогов в цене бензина составляет 51–61%. Россия по этому показателю (30–40%) занимает промежуточное место между Европой и США и близка к Канаде (страна-нефтеэкспортер, как и Россия) и Японии.

Как показывают международные сопоставления, потребительские цены на автомобильный бензин в России вплотную приблизились к ценам в США (96%). Вместе с тем они остаются существенно ниже, чем в других развитых странах: по сравнению с Канадой – 73%, с Японией – 55, а по отношению к среднему уровню пяти ведущих стран ЕС – 44%.

Анализ удельных показателей внутреннего потребления нефти (табл. 2.3.3) свидетельствует о том, что нефтеемкость российского ВВП (определяется как отношение потребления нефти внутри страны к объему ВВП в сопоставимых ценах) по сравнению с дореформенным периодом значительно снизилась (на 55,5%). Это стало результатом повышения эффективности внутреннего использования нефти, а также частичного замещения нефтепродуктов природным газом (прежде всего в сфере электро- и теплогенерации).

По сравнению с дореформенным периодом существенно сократилось потребление нефти в расчете на душу населения (на 45,9%). В последние годы наблюдается рост данного показателя, что связано прежде всего с увеличением

автомобильного парка. В то же время рост числа автомобилей частично компенсируется повышением эффективности использования топлива в результате применения более экономичных двигателей.

Таблица 3.3- Удельные показатели внутреннего потребления нефти в 1990–2014 гг.

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	Прирост за период 1991– 2014, %	Прирост за период 2001– 2014, %
Нефтеэкспортос- тость ВВП, т/млн. руб. ВВП (в ценах 2008 г.)	7,31	6,57	4,96	3,68	3,17	3,25	–55,5	–34,5
Чистый экспорт нефти и нефтепродуктов на душу населения, т/чел.	1,83	1,01	0,84	0,86	0,88	0,99	–45,9	17,9

Источник: расчеты авторов.

4 Государственная политика по отношению к нефтяному сектору

Введенная в 1990-е годы система налогового регулирования нефтяного сектора включала четыре специальных налога: плату за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акциз и вывозную таможенную пошлину. Однако применение в России широко используемых в мировой практике стандартных адвалорных налогов, основанных на цене реализации нефти (в России это были плата за пользование недрами и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы), столкнулось с проблемой трансфертного ценообразования, позволявшего ВИНК минимизировать налоговые платежи при добыче нефти. При этом действовавшая налоговая система была регрессивной, то есть при росте мировых цен на нефть доля государства в получаемом нефтяными компаниями чистом доходе снижалась.

В 2002 г. в российскую налоговую систему был введен налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), который заменил три действовавших до этого платежа: плату за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть. Чтобы преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования, для нефти была установлена специфическая (в рублях на тонну) ставка

данного налога, которая корректировалась с учетом уровня мировых цен на нефть и валютного курса рубля (табл. 4.1).

Таблица 4.1 - Ставка НДС при добыче нефти в 2002–2014 гг.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Базовая ставка НДС при добыче нефти, руб./т	340	340	347	419	419	419	419
Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц)	$(Ц-8) \times P / 252$			$(Ц-9) \times P / 261$			

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Базовая ставка НДС при добыче нефти, руб./т	419	419	419	446	470	493
Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц)	$(Ц-15) \times P / 261$					

Примечания. Ц – средний за налоговый период уровень цен на нефть марки Urals в долларах США за баррель; Р – среднее за налоговый период значение курса доллара США к рублю, устанавливаемое ЦБ РФ.

Источник: [16]

Другим важнейшим элементом системы налогообложения нефтяного сектора стала вывозная таможенная (экспортная) пошлина на нефть. В первые годы реформ ставка экспортной пошлины была относительно твердой и не менялась иногда в течение года и более. С 2002 г. был законодательно установлен механизм определения предельной ставки экспортной пошлины в зависимости от уровня мировой цены на нефть (табл. 4.2), что обеспечило необходимую гибкость и предсказуемость налоговой нагрузки. В 2004 г. введена более прогрессивная шкала для расчета предельной ставки экспортной пошлины: при цене на нефть выше 182,5 долл./т (25 долл./барр.) уровень налоговых изъятий повышен до 65% с каждого дополнительного доллара экспортной выручки.

Таблица 4.2 - Предельные ставки экспортной пошлины на нефть в 2002–2013 гг.

Мировая цена на нефть марки Urals	Ставка, долл./т		
	2002 – 31.07.2004	01.08.2004 – 30.09.2011	01.10.2011 – 2013
До 109,5 долл./т	0	0	0
От 109,5 до 146 долл./т	0,35х(Ц–109,5)	0,35х(Ц–109,5)	0,35х(Ц–109,5)
От 146 до 182,5 долл./т		12,78+0,45х(Ц–146)	12,78+0,45х(Ц–146)
Свыше 182,5 долл./т	25,53+0,4х(Ц–182,5)	29,2+0,65х(Ц–182,5)	29,2+0,60х(Ц–182,5)

Примечание. Ц – цена на нефть марки Urals, долл./т.

Источники: [19]

Введение НДС и высокой ставки экспортной пошлины позволило значительно повысить бюджетную эффективность налоговой системы и радикально перераспределить доходы от добычи нефти в пользу государства. По нашим расчетам, в результате этих мер доля государства в чистом доходе нефтяного сектора, определяемом как валовой доход за вычетом капитальных, операционных и транспортных затрат, повысилась с 54% в 2000 г. до 85% в 2008 г. При этом, как показывают международные сопоставления, Россия вошла в число стран с наиболее высоким уровнем налоговой нагрузки на добычу нефти [18], [21].

В то же время произведенные изменения не решили всех проблем построения эффективной налоговой системы. Поскольку ставки системообразующих налогов на нефтяной сектор (НДС и экспортной пошлины) определяются уровнем мировой цены на нефть, а их налоговой базой служат физические объемы добычи и экспорта нефти, налогообложение фактически основано на валовом доходе и не учитывает капитальных, операционных и транспортных затрат.

Такая система позволяет достаточно эффективно изымать природную ренту на действующих месторождениях, капитальные затраты на которых уже осуществлены и период окупаемости инвестиций пройден. Однако она создает слишком высокую налоговую нагрузку применительно к месторождениям, разработка которых требует повышенных производственных затрат. К их числу относятся новые месторождения в неосвоенных регионах с отсутствующей инфраструктурой, месторождения с высокой степенью выработанности запасов, мелкие месторождения, месторождения на континентальном шельфе, а также трудноизвлекаемые запасы. Освоение и эксплуатация

таких месторождений в условиях общего налогового режима не обеспечивают необходимой доходности инвестиций, что препятствует их разработке.

Поддержание производства и экспорта нефти требовали углубленной разработки эксплуатируемых месторождений и активного освоения новых, разработка которых в большинстве случаев сопряжена с повышенными производственными затратами. Введенная же налоговая система не учитывала объективные различия в условиях добычи нефти, обусловленные горно-геологическими характеристиками месторождений, их расположением, а также стадией разработки. В связи с этим во второй половине 2000-х годов правительство приступило к совершенствованию системы налогообложения, ее адаптации к объективному ухудшению условий добычи нефти.

Чтобы стимулировать освоение новых нефтегазовых провинций, для нефтяных месторождений, расположенных в неосвоенных регионах с отсутствующей инфраструктурой, был введен механизм налоговых каникул по НДПИ, заключающийся в применении нулевой ставки до достижения определенного накопленного объема добычи нефти на участке недр или в течение определенного периода. Это позволяет ускорить окупаемость капитальных вложений и обеспечить необходимую доходность инвестиций в разработку новых месторождений.

Первым регионом применения налоговых каникул стала Восточно-Сибирская нефтегазовая провинция в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области и Красноярского края, где данный механизм введен с 2007 г. В последующие годы его применение распространили на месторождения, расположенные в Ненецком автономном округе, на полуострове Ямал, в Ямало-Ненецком автономном округе севернее 65 градуса северной широты, а также в Каспийском, Азовском, Черном и Охотском морях и на арктическом континентальном шельфе.

Другим механизмом корректировки налоговой нагрузки стало применение к ставке НДПИ специальных понижающих коэффициентов. Данный механизм введен для отдельных категорий месторождений, характеризующихся повышенными затратами на разработку. Для стимулирования углубленной разработки эксплуатируемых месторождений с 2007 г. к ставке НДПИ начали применять специальный понижающий коэффициент для месторождений с высокой степенью выработанности запасов (коэффициент K_v). Для месторождений сверхвязкой нефти установлена нулевая ставка НДПИ. Чтобы стимулировать разработку малых месторождений, с 2012 г. к ставке НДПИ введен понижающий коэффициент, характеризующий величину запасов

конкретного участка недр (коэффициент K_z), который применяется на участках с извлекаемыми запасами нефти до 5 млн. т.

В 2013 г. федеральным законом от 23.07.2013 г. № 213-ФЗ приняты меры по стимулированию разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. С 2014 г. к ставке НДПИ применяется специальный понижающий коэффициент K_d , характеризующий степень сложности добычи нефти. В зависимости от категории залежей он принимает значения 0,8, 0,4, 0,2 и 0. Нулевое значение коэффициента установлено для залежей, отнесенных к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям. Такие отложения аналогичны сланцевой нефти, запасы которой в настоящее время активно разрабатывают в США. В России они до сих пор не вовлечены в разработку, хотя такие запасы в стране весьма значительны, а их основная часть расположена в уже освоенных регионах, прежде всего в Западной Сибири. По оценкам Управления энергетической информации США, по технически извлекаемым запасам сланцевой нефти Россия занимает первое место в мире [37].

Однако снижение ставки НДПИ во многих случаях не обеспечивало необходимую доходность инвестиций. Это связано с наличием в структуре налоговой системы высокой экспортной пошлины на нефть, которая фактически формирует основную часть налоговой нагрузки. По нашим расчетам, в структуре цены экспортируемой нефти в условиях налоговой системы 2014 г. при стандартных налоговых ставках доля экспортной пошлины в диапазоне цены на нефть 60-100 долл./барр. составляет 41-48% и более чем вдвое превышает долю НДПИ (табл. 4.3).

Таблица 4.3 - Доля рентных налогов в цене на нефть в условиях налоговой системы 2014 г., %

	Цена нефти Юралс, долл./барр.						
	50	60	70	80	90	100	110
НДПИ и экспортная пошлина, всего	5,6	0,5	4,0	6,6	8,6	0,2	1,6
НДПИ	8,1	9,4	0,3	1,0	1,6	2,0	2,4
Экспортная пошлина	7,5	1,1	3,6	5,6	7,1	8,2	9,2

Источник: расчеты авторов.

В связи с этим с конца 2009 г. механизм налоговых каникул и применения пониженных ставок стали применять и по отношению к вывозной таможенной пошлине на нефть. В настоящее время пониженные ставки экспортной пошлины, определяемые по особым формулам, применяют к нефти, добытой на месторождениях в Восточной

Сибири (в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области и Красноярского края), Ненецкого автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа севернее 65 градуса северной широты, в Каспийском море, на континентальном шельфе, а также к высоковязкой нефти и нефти из продуктивных отложений тюменской свиты.

В 2013 г. федеральным законом от 30.09.2013 г. № 268-ФЗ введен специальный льготный налоговый режим для новых месторождений на континентальном шельфе, разработка которых требует чрезвычайно высоких капитальных и операционных затрат. Данный режим основан на пониженной адвалорной ставке НДС, дифференцированной по зонам шельфа (30%, 15, 10 или 5% в зависимости от категории сложности проекта), и стандартном налоге на прибыль при нулевых ставках экспортной пошлины и налога на имущество.

В действующей налоговой системе более высокие затраты, связанные с разработкой новых, выработанных, мелких месторождений и трудноизвлекаемых запасов, учитывают путем применения более низких эффективных налоговых ставок. Снижение ставок налогов для определенных регионов и категорий месторождений, характеризующихся повышенными производственными затратами, в принципе оправданно, поскольку позволяет дифференцировать налоговую нагрузку и обеспечить инвесторам необходимую доходность инвестиций. Вместе с тем применяемые в этих целях налоговые механизмы, простые с точки зрения налогового администрирования, являются достаточно несовершенными. Например, в случае налоговых каникул для всех месторождений определенного региона применяется единый усредненный подход, который не учитывает фактических различий в затратах на освоение конкретных месторождений.

Это ведет к необходимости установления для отдельных месторождений фактически индивидуальных налоговых параметров, которые обеспечивали бы необходимую доходность инвестиций в их разработку. В действующей налоговой системе это реализуется прежде всего регулированием срока применения пониженной ставки экспортной пошлины на нефть в зависимости от экономики конкретных проектов. Именно по этому пути в настоящее время идет российская налоговая система.

Важную роль в налоговом регулировании нефтяного сектора играют экспортные пошлины на нефтепродукты. Для поддержания эффективности нефтепереработки и экспорта нефтепродуктов данные ставки устанавливаются на более низком уровне по отношению к ставке экспортной пошлины на нефть. Например, в 2006–2010 гг. ставка экспортной пошлины на светлые нефтепродукты составляла около 0,72 от ставки

экспортной пошлины на нефть, а ставка экспортной пошлины на темные нефтепродукты (мазут и др.) – около 0,39. Это стимулирует рост объема переработки нефти внутри страны и увеличение экспорта нефтепродуктов. В то же время, как показала практика последних лет, такая дифференциация экспортных пошлин не содействовала повышению глубины переработки нефти, а фактически консервировала технологическую отсталость.

Чтобы стимулировать модернизацию российской нефтеперерабатывающей отрасли и повысить глубину переработки нефти, в последние годы принят ряд решений по поэтапному повышению ставки экспортной пошлины на мазут до 66% от ставки экспортной пошлины на нефть (табл. 4.4). Вместе с тем с целью ограничить экспорт бензина и насытить внутренний рынок введена повышенная (ограничительная) экспортная пошлина на бензин в размере 90% от ставки экспортной пошлины на нефть. Но ситуация не изменилась: производство мазута и его экспорт продолжают расти, глубина переработки нефти фактически не увеличилась.

Таблица 4.4 - Ставки экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в 2011–2014 гг.

	С 1 января 2011 по 30 апреля 2011 г.	С 1 мая 2011 по 30 сентября 2011 г.	С 1 октября 2011 по 31 декабря 2013 г.	2014 г.
Нефть*	0,65	0,65	0,60	0,59
Бензины товарные, прямогонные бензины**	0,67	0,90	0,90	0,90
Дизельное топливо, легкие дистилляты, средние дистилляты**	0,67	0,67	0,66	0,65
Мазут, смазочные масла и др.**	0,467	0,467	0,66	0,66

* Коэффициент в формуле расчета ставки экспортной пошлины на нефть при цене нефти марки Urals выше 182,5 долл./т.

** Коэффициенты по отношению к ставке экспортной пошлины на нефть.

Источники: [19]

Действующая система экспортных пошлин и заниженная внутренняя цена на нефть обеспечивают субсидирование российской нефтеперерабатывающей отрасли и поддерживают ее экономически эффективное функционирование. При мировой структуре цен российская нефтепереработка, как показывают расчеты, неэффективна. В случае отмены экспортных пошлин и повышения внутренних цен на нефть и нефтепродукты до уровня цен net-back маржа российской нефтепереработки становится

отрицательной. Отметим, что решение правительства поднять ставку экспортной пошлины на мазут до уровня ставки экспортной пошлины на нефть стало для нефтяных компаний важным стимулом к модернизации нефтеперерабатывающих мощностей с целью повышения технологического уровня и глубины переработки нефти.

В 2014 г. поступления рентных налогов на нефтяной сектор (НДПИ и экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты) составили 6589,0 млрд. руб., или 173,5 млрд. долл. Их доля в доходах федерального бюджета была равна 45,5%, а в доходах бюджета расширенного правительства – 25,0%.

Объективное ухудшение качества запасов и условий добычи нефти обуславливает необходимость продолжать политику дифференциации налоговой нагрузки в нефтяном секторе, включая применение пониженных ставок НДПИ и экспортной пошлины для месторождений с повышенными затратами на разработку. В то же время необходимы достаточно радикальное изменение структуры налоговой системы для нефтяного сектора и переход к применению более совершенных налоговых инструментов.

Структурная перестройка налоговой системы должна включать значительное повышение роли НДПИ при одновременном снижении роли экспортных пошлин (вплоть до их полной отмены в перспективе). В настоящее время именно последние фактически выступают основным налогом на нефтяной сектор. В структуре специальных налогов на него (НДПИ, экспортные пошлины, акцизы) доля экспортных пошлин в 2014 г. составила 58,8%, доля НДПИ – 35,5%. В структуре цены экспортируемой нефти при цене на нефть 60-100 долл./барр. доля экспортной пошлины составляет 41-48% и более чем вдвое превышает долю НДПИ (19-22%).

Основную роль в налоговой системе сектора должен играть НДПИ. Такой подход соответствует и принципам рентного налогообложения, и международной практике [33], [36]. Экспортную пошлину на нефть в настоящее время применяют лишь в небольшом числе развивающихся стран и стран с переходной экономикой, при этом применяемые ставки значительно ниже, чем в России; развитые страны такой налог не используют [34].

Высокий уровень экспортной пошлины на нефть приводит к необходимости регулировать эффективную ставку данного налога (устанавливать для отдельных месторождений пониженные ставки пошлины и продолжительность их применения), чтобы привести налоговую нагрузку в соответствие с реальными условиями добычи нефти, то есть придавать экспортной пошлине функции, которые должен выполнять

НДПИ. НДПИ же не может в полной мере реализовать свою регулирующую функцию из-за наличия высокой экспортной пошлины.

Действующая система экспортных пошлин также поддерживает заниженные по отношению к мировым внутренние цены на нефть, что ведет к субсидированию неэффективной российской нефтепереработки и некоторых других секторов. Посредством заниженных цен на поставляемую нефть происходит также субсидирование Россией других стран, входящих в ЕАЭС, масштабы которого весьма значительны. По оценкам Минфина России, в 2013 г. потери российского бюджета от беспошлинных поставок нефти в Белоруссию составили 6,5 млрд долл.

В связи с этим снижение экспортных пошлин будет иметь такие положительные эффекты, как создание реальных стимулов к модернизации нефтеперерабатывающего сектора и сокращение субсидирования других стран ЕАЭС. Вместе с тем повышение внутренних цен на нефть и нефтепродукты и их приближение к мировому уровню в результате снижения экспортных пошлин создадут правильные ценовые ориентиры для субъектов рынка и усилят стимулы к росту энергоэффективности. В то же время для замедления роста внутренних цен на моторное топливо и минимизации связанных с этим негативных эффектов экспортные пошлины должны снижаться поэтапно; при этом следует одновременно снижать акцизы на нефтепродукты и установить на них нулевую импортную пошлину.

По мере снижения экспортных пошлин налоговая нагрузка должна переноситься на НДПИ путем его поэтапного повышения. При этом НДПИ должен быть также повышен на величину, обеспечивающую изъятие у нефтяных компаний дополнительного дохода от повышения цен на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке из-за снижения экспортных пошлин. В результате НДПИ должен стать основным налогом и выполнять главные функции налогового регулирования в секторе.

5 Перспективные условия развития нефтяного сектора

Россия располагает весьма значительными запасами нефти, которые позволяют поддерживать высокие уровни ее добычи и экспорта в течение многих лет. В то же время на перспективное развитие нефтяного сектора будет влиять объективное ухудшение условий добычи нефти, снижение производства и истощение запасов на действующих месторождениях и более высокие затраты на разработку новых. Для поддержания текущих объемов добычи и экспорта нефти необходимы: углубленная разработка действующих месторождений, традиционных запасов нефти; освоение новых

месторождений традиционной нефти в освоенных регионах; освоение новых месторождений традиционной нефти в неосвоенных регионах; освоение нетрадиционных запасов нефти на суше (сланцевая нефть), а также освоение морских месторождений (в том числе на арктическом шельфе).

Мировой спрос на нефть в перспективе будет расти, что позволяет России сохранить и даже увеличить текущие объемы нефтяного экспорта. В то же время прогнозируется стабилизация и снижение спроса на нефть в Европе, основном в настоящее время экспортном рынке России, и значительный рост спроса на нефть в Азии, прежде всего в Китае. Это говорит о необходимости изменения географической структуры российского экспорта нефти, увеличения ее поставок в восточном направлении, прежде всего в Китай.

Весьма существенную роль в способности России поддерживать достигнутые уровни добычи нефти будут играть мировые цены на нефть. В условиях низких нефтяных цен возможности вовлечения в разработку новых месторождений будут ограничены, поскольку инвестиции в наиболее высокзатратные проекты будут экономически неэффективны. В первую очередь это негативно отразится на работах на континентальном шельфе, прежде всего в Арктике.

Фактором, способным негативно повлиять на дальнейшее развитие российского нефтяного сектора, являются экономические санкции, введенные в 2014 г. США, ЕС и некоторыми другими странами по отношению к России из-за событий на Украине. Помимо финансовых санкций, ограничивающих доступ российских компаний к внешним источникам финансирования, рядом развитых стран был введен запрет на поставку в Россию оборудования и технологий для разработки трех категорий месторождений: месторождений на арктическом шельфе, глубоководных месторождений и месторождений сланцевой нефти. Все три категории проектов критически зависят от зарубежных технологий. В то же время для проектов освоения месторождений на арктическом шельфе и глубоководных месторождений инвестиционный цикл является достаточно длительным, поэтому с точки зрения нефтедобычи негативный эффект от блокировки таких проектов может проявиться лишь в долгосрочной перспективе. При этом в случае сохранения низких нефтяных цен реализация многих проектов этой категории будет отложена из-за их экономической неэффективности.

С технологиями для разработки месторождений сланцевой нефти ситуация сложнее. По оценкам Администрации энергетической информации США, Россия

занимает первое место в мире по технически извлекаемым запасам сланцевой нефти. Разработка этих месторождений при применении современных технологий экономически более эффективна по сравнению с месторождениями на шельфе. При этом срок освоения этих запасов значительно меньше. В условиях санкций российские запасы сланцевой нефти не смогут быть вовлечены в разработку и компенсировать падение добычи на истощающихся действующих месторождениях.

Следует также учитывать, что технологии, используемые для разработки сланцевых месторождений (горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта) применяются также при разработке месторождений традиционной нефти, прежде всего на месторождениях с высокой степенью выработанности запасов для более полного извлечения нефти. Поэтому запрет на поставку оборудования для горизонтального бурения и гидроразрыва может также привести к преждевременному закрытию действующих месторождений из-за ограничения возможностей их более углубленной разработки.

В связи с этим важную роль будут играть и темпы технологического прогресса в отрасли. В условиях действия технологических санкций, фактически блокирующих разработку глубоководных, арктических и сланцевых месторождений, приоритетное значение для поддержания добычи и экспорта нефти приобретает углубленная разработка традиционных месторождений, повышение коэффициента извлечения нефти. В связи с этим разработка российских технологий повышения уровня нефтеизвлечения, включая горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта, имеет чрезвычайно важное значение.

Как показало исследование международной аналитической компании IHS, Россия входит в число стран, которые могут получить наибольший прирост добычи нефти за счет применения технологий горизонтального бурения и гидроразрыва пласта на «старых» низкопродуктивных традиционных месторождениях. По оценкам IHS, потенциал дополнительной добычи нефти в России за счет применения этих технологий составляет 12 млрд. барр. По этому показателю Россия занимает второе место (после Ирана) среди наиболее перспективных в этом отношении стран за пределами Северной Америки. [44] По отношению к объему доказанных извлекаемых запасов нефти в России (103,2 млрд. барр. по данным ВР) объем возможной добычи нефти в стране за счет применения этих технологий составляет 11,6%.

6 Меры государственной политики по дальнейшему развитию нефтяного сектора

В 2015 г. начата структурная реформа системы налогообложения нефтяного сектора, предусматривающая значительное снижение экономической роли экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты и повышение роли налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Данная реформа была определена как «налоговый маневр», параметры которого на период 2015-2017 гг. были приняты Федеральным законом от 24.11.2014 №366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации». В соответствии с ним базовая ставка НДПИ при добыче нефти поэтапно повышается с 493 руб. за тонну в 2014 г. до 919 руб. в 2017 г. При этом предельная ставка вывозной таможенной пошлины на нефть (коэффициент в формуле расчета предельной ставки) снижается с 59% в 2014 г. до 30% в 2017 г. (табл. 4.2.1). Одновременно по отношению к ставке вывозной таможенной пошлины на нефть повышается ставка экспортной пошлины на «темные» нефтепродукты (до 100% от ставки экспортной пошлины на нефть в 2017 г.) и снижаются ставки экспортных пошлин на «светлые» нефтепродукты (до 30% от ставки экспортной пошлины на нефть). В целях замедления роста внутренних цен на нефтепродукты, обусловленного снижением экспортных пошлин, предусмотрено снижение акцизов. Результатом налогового маневра должно стать создание более эффективной структуры налоговой системы, сокращение масштабов субсидирования нефтеперерабатывающего сектора и стран ЕАЭС, усиление стимулов к повышению энергоэффективности.

Таблица 6.1 - Параметры налогового маневра в нефтяном секторе в 2014-2017 гг.

	2014	2015	2016	2017
НДПИ при добыче нефти: базовая ставка, руб./т	493	766	857	919
Экспортная пошлина на нефть: коэффициент в формуле расчета ставки экспортной пошлины	0,59	0,42	0,36	0,30
Экспортные пошлины на нефтепродукты: коэффициенты по отношению к ставке экспортной пошлины на нефть				
Бензины	0,90	0,78	0,61	0,30
Дизельное топливо	0,65	0,48	0,40	0,30
Мазут	0,66	0,76	0,82	1,00

	2014	2015	2016	2017
Акцизы на автомобильный бензин:				
класс 4	9916	7300	7530	5830
класс 5	6450	5530	7530	5830

Источник: [16], [19], [20].

В результате реализации налогового маневра по сравнению с налоговой системой 2014 г. ставка НДС в 2015 г. повышается на 55%, в 2017 г. – на 86%, а ставка экспортной пошлины на нефть в диапазоне цены 60-100 долл./барр. снижается в 2015 г. на 24-26%, в 2017 г. – на 41-45% (табл. 6.2).

Таблица 6.2 - Изменение ставок налогов на нефтяной сектор в результате налогового маневра по сравнению с налоговой системой 2014 г., %

	2015	2017		
Цена Юралс, долл./барр.	60	60	80	100
НДС	55,4	86,4	86,4	86,4
Экспортная пошлина на нефть	-24,1	-41,2	-43,8	-45,1
Экспортная пошлина на бензин	-34,3	-80,4	-81,3	-81,7
Акциз на бензин:				
класс 4	-26,4	-41,2	-41,2	-41,2
класс 5	-14,3	-9,6	-9,6	-9,6

Источник: [16], [19], [20], расчеты авторов.

Необходимость перестройки системы налогообложения нефтяного сектора обусловлена рядом факторов. Действовавшая до последнего времени система экспортных пошлин обеспечивала субсидирование неэффективной российской нефтепереработки, консервировала ее низкий технологический уровень и стимулировала экспорт темных нефтепродуктов. В результате сформировался ряд устойчивых тенденций, заключающихся в сокращении экспорта сырой нефти, росте ее переработки и реализации основной части дополнительно производимых нефтепродуктов на экспорт. При этом глубина переработки оставалась крайне низкой, а большая часть в экспорте нефтепродуктов приходилась на мазут, наименее ценный продукт переработки, более дешевый, чем сырая нефть.¹ В результате в нефтеперерабатывающем секторе доля экспортируемой продукции в последние годы достигла 56%, то есть он стал более экспортоориентированным, чем нефтедобывающий, доля экспорта в котором снизилась до 42,4%. Снижение экспортных пошлин сократит субсидирование

¹ В Европе российский мазут используется как сырье для дальнейшей переработки и получения светлых нефтепродуктов.

нефтеперерабатывающего сектора, что создаст реальные стимулы к его модернизации и повышению глубины переработки нефти.

Важным фактором, обуславливающим необходимость перестройки налоговой системы, является также то, что действующая система экспортных пошлин фактически обеспечивает субсидирование Россией других стран, входящих в ЕАЭС, в которые осуществляются беспошлинные поставки российской нефти и нефтепродуктов. Сокращение такого субсидирования представляется экономически необходимым.

Следует также отметить гипертрофированно высокую роль экспортных пошлин в самой системе налогообложения нефтяного сектора. В действующей налоговой системе именно экспортная пошлина фактически является основным налогом на нефтяной сектор. В 2014 г. в структуре цены экспортируемой нефти, при стандартных ставках налогов, размер экспортной пошлины составлял почти 50% и более чем вдвое превышал размер НДС.

Высокий уровень экспортной пошлины на нефть приводит к необходимости регулировать эффективную ставку данного налога (устанавливать для отдельных месторождений пониженные ставки пошлины и продолжительность их применения) с целью приведения налоговой нагрузки в соответствие с реальными условиями добычи нефти, то есть придавать экспортной пошлине функции, которые должен выполнять НДС. НДС же не может в полной мере выполнять свою регулирующую функцию из-за доминирования экспортной пошлины.

Снижение экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, вплоть до их полной отмены, соответствует принципам рентного налогообложения и международной практике. Повышение же внутренних цен на нефть и нефтепродукты и их приближение к мировому уровню в результате снижения экспортных пошлин создаст для субъектов рынка правильные ценовые ориентиры и повысит стимулы к росту энергоэффективности.

Особенностью реализации налогового маневра является то, что он осуществляется в условиях низких цен на нефть, тогда как его параметры разрабатывались в 2014 г., в условиях высоких мировых цен на нефть, когда принятая при расчете доходов федерального бюджета на 2015 г. цена на нефть составляла 100 долл./барр. При такой цене должно было произойти некоторое снижение налоговой нагрузки на добычу нефти, что в некоторой степени компенсировало бы снижение маржи нефтепереработки для вертикально-интегрированных нефтяных компаний. В условиях же низких нефтяных цен (при цене 70 долл./барр. и ниже), как показывают

расчеты, при принятых налоговых ставках налоговая нагрузка на добычу нефти возрастает. Так, при цене нефти 50 долл./барр. налоговая нагрузка повышается с 55,6% от выручки в 2014 г. до 57,1% в 2015 г. и 57,5% в 2016 г. В то же время конечные параметры налогового маневра, установленные на 2017 г., при цене нефти 60 долл./барр. и выше обеспечивают снижение налоговой нагрузки по сравнению с уровнем 2014 г. (табл. 6.3).

Таблица 6.3 - Изменение налоговой нагрузки на добычу нефти в результате налогового маневра

	Цена нефти Юралс, долл./барр.						
	50	60	70	80	90	100	110
2014 г.:							
НДПИ, долл./барр.	9,06	11,64	14,23	16,82	19,41	21,99	24,58
ЭП, долл./барр.	18,75	24,65	30,55	36,45	42,35	48,25	54,15
НДПИ+ЭП, долл./барр.	27,81	36,29	44,78	53,27	61,76	70,24	78,73
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	55,62	60,48	63,97	66,59	68,62	70,24	71,57
2015 г.:							
НДПИ, долл./барр.	14,07	18,09	22,11	26,13	30,15	34,17	38,19
ЭП, долл./барр.	14,50	18,70	22,90	27,10	31,30	35,50	39,70
НДПИ+ЭП, долл./барр.	28,57	36,79	45,01	53,23	61,45	69,67	77,89
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	57,14	61,32	64,30	66,54	68,28	69,67	70,81
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2014г., долл./барр.	0,76	0,50	0,23	-0,04	-0,31	-0,57	-0,84
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2014г., в % к цене Юралс	1,52	0,83	0,33	-0,05	-0,34	-0,57	-0,76
2017 г.:							
НДПИ, долл./барр.	16,88	21,71	26,53	31,35	36,18	40,99	45,82
ЭП, долл./барр.	11,50	14,50	17,50	20,50	23,50	26,50	29,50
НДПИ+ЭП, долл./барр.	28,38	36,21	44,03	51,85	59,68	67,49	75,32

	Цена нефти Юралс, долл./барр.						
	50	60	70	80	90	100	110
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	56,76	60,35	62,90	64,81	66,31	67,49	68,47
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2014г., долл./барр.	0,57	-0,08	-0,75	1,42	-2,08	-2,75	-3,41
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2014г., в % к цене Юралс	1,14	-0,13	-1,07	1,78	-2,31	-2,75	-3,10

Источник: расчеты авторов.

В результате реализации налогового маневра произойдет существенное изменение структуры налоговой нагрузки: доля НДПИ в рентных налогах на нефтяной сектор значительно повысится, а вывозных таможенных пошлин – резко снизится. По нашим расчетам, в диапазоне цены на нефть 60-100 долл./барр. доля экспортной пошлины в цене на нефть сократится с 41-48% в 2014 г. до 31-36% в 2015 г. и 24-27% в 2017 г. (табл. 6.4). НДПИ, таким образом, станет основным рентным налогом и будет выполнять основные функции налогового регулирования в секторе.

Таблица 6.4 - Изменение структуры налоговой нагрузки на добычу нефти в результате налогового маневра

	Цена нефти Юралс, долл./барр.						
	50	60	70	80	90	100	110
2014 г.:							
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	55,62	60,48	63,97	66,59	68,62	70,24	71,57
НДПИ в % к цене Юралс	18,12	19,40	20,33	21,03	21,57	21,99	22,35
ЭП в % к цене Юралс	37,5	41,08	43,64	45,56	47,06	48,25	49,23
2015 г.:							
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	57,14	61,32	64,30	66,54	68,28	69,67	70,81
НДПИ в % к цене Юралс	28,14	30,15	31,59	32,66	33,50	34,17	34,72
ЭП в % к цене Юралс	29,00	31,17	32,71	33,88	34,78	35,50	36,09
2017 г.:							

	Цена нефти Юралс, долл./барр.						
	50	60	70	80	90	100	110
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	56,76	60,35	62,90	64,81	66,31	67,49	68,47
НДПИ в % к цене Юралс	33,76	36,18	37,90	39,19	40,20	40,99	41,65
ЭП в % к цене Юралс	23,00	24,17	25,00	25,63	26,11	26,50	26,82

Источник: расчеты авторов.

Последние статистические данные свидетельствуют о наметившемся под воздействием налогового маневра изменении ряда сложившихся тенденций (табл. 6.5). Среди них, на наш взгляд, следует выделить, во-первых, произошедшее впервые за последние годы снижение производства мазута, во-вторых, также впервые за последние годы, увеличение экспорта сырой нефти (для государственного бюджета данный экспорт более эффективен по сравнению с экспортом мазута), в-третьих, снижение объема переработки нефти, объясняющееся первыми двумя факторами. Данные результаты, на наш взгляд, следует рассматривать как первые положительные эффекты налогового маневра.

Таблица 6.5 - Производство и экспорт нефти и нефтепродуктов в 2012-2015 гг., в % к соответствующему периоду предыдущего года

	2012	2013	2014	2015 январь- сентябрь
Добыча нефти, включая газовый конденсат	101,3	100,9	100,7	101,4
Экспорт нефти	98,2	98,6	94,4	107,0
Первичная переработка нефти	104,9	102,7	104,9	98,1
Производство автомобильного бензина	104,3	101,3	98,8	103,2
Производство дизельного топлива	98,7	103,1	107,4	99,3
Производство топочного мазута	101,6	103,3	102,0	93,4

Источник: [25], Минэнерго России.

Вместе с тем следует отметить, что, несмотря на произведенное в рамках налогового маневра снижение экспортных пошлин, на данном этапе налоговый маневр не вызвал существенного роста цен на моторное топливо на внутреннем рынке. В январе-сентябре 2015 г. рост потребительских цен на автомобильный бензин АИ-95 составил 5,3%, на бензин АИ-92 – 2,6%, на дизельное топливо – 0,8% (табл. 6.6).

Факторами, ограничившими рост внутренних цен на моторное топливо, явились, во-первых, произведенное в рамках налогового маневра снижение акцизов на нефтепродукты, во-вторых, снижение мировых цен на нефть, которое обусловило понижение формирующихся как цены нет-бэк цен производителей.

Таблица 6.6 - Потребительские цены на моторное топливо, руб./л

	2014 декабрь	2015 январь	2015 март	2015 июнь	2015 сентябрь
Бензин автомобильный АИ-92	33,41	32,35	32,12	32,62	34,27
Бензин автомобильный АИ-95	35,21	35,16	35,00	35,48	37,07
Дизельное топливо	34,44	34,46	34,22	34,50	34,73

Источник: [25].

С целью увеличения государственных доходов проектом федерального бюджета на 2016 г. предусмотрено сохранение в 2016 г. порядка определения ставки экспортной пошлины на нефть, действующего в 2015 г., то есть применение в формуле расчета ставки экспортной пошлины коэффициента 0,42 (а не его снижение до 0,36). Это должно обеспечить дополнительные поступления в федеральный бюджет в 2016 г. в размере 195,4 млрд. руб. В то же время это изменяет параметры налогового маневра и ведет к довольно существенному дополнительному повышению налоговой нагрузки на нефтяную отрасль. По нашим расчетам, при цене нефти 50 долл./барр. суммарная налоговая нагрузка повышается с 57,5% по отношению к цене на нефть в принятом варианте налогового маневра (вариант 1) до 60,5% в варианте проекта бюджета (вариант 2), или на 3% от выручки (см. табл. 6.7). При этом по сравнению с 2015 г. повышение налоговой нагрузки составляет 3,3%, а по сравнению с 2014 г., то есть по сравнению с ситуацией до начала налогового маневра, – 4,9% (налоговая нагрузка повышается с 55,6% до 60,5% от выручки).

Таблица 6.7 - Изменение налоговой нагрузки на добычу нефти в 2016 г. в результате изменения параметров налогового маневра

	Цена нефти Юралс, долл./барр.							
	40	50	60	70	80	90	100	110
2014 г.:								
НДПИ+ЭП, долл./барр.	19,32	27,81	36,29	44,78	53,27	61,76	70,24	78,73
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	48,30	55,62	60,48	63,97	66,59	68,62	70,24	71,57
2015 г.:								
НДПИ+ЭП, долл./барр.	20,35	28,57	36,79	45,01	53,23	61,45	69,67	77,89
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	50,88	57,14	61,32	64,30	66,54	68,28	69,67	70,81
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2014г., долл./барр.	1,03	0,76	0,50	0,23	-0,04	-0,31	-0,57	-0,84
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2014г., в % к цене	2,58	1,52	0,84	0,33	-0,05	-0,34	-0,57	-0,76
2016 г., вариант 1:								
НДПИ+ЭП, долл./барр.	20,64	28,74	36,84	44,94	53,04	61,13	69,23	77,33
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	51,60	57,48	61,40	64,20	66,30	67,92	69,23	70,30
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2014г., долл./барр.	1,32	0,93	0,55	0,16	-0,23	-0,63	-0,51	-1,40
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2014г., в % к цене	3,30	1,86	0,92	0,23	-0,29	-0,70	-0,51	-1,27
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2015г., долл./барр.	0,29	0,17	0,05	-0,07	-0,19	-0,32	-0,44	-0,56
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2015г., в % к цене	0,72	0,34	0,08	-0,10	-0,24	-0,36	-0,44	-0,51
2016 г., вариант 2:								
НДПИ+ЭП, долл./барр.	21,54	30,24	38,94	47,64	56,34	65,03	73,73	82,43
(НДПИ+ЭП) в % к цене Юралс	53,85	60,48	64,90	68,06	70,43	72,26	73,73	74,94
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с	2,22	2,43	2,65	2,86	3,07	3,27	3,49	3,70

	Цена нефти Юралс, долл./барр.							
	40	50	60	70	80	90	100	110
2014г., долл./барр.								
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2014г., в % к цене	5,55	4,86	4,42	4,09	3,84	3,64	3,49	3,37
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2015г., долл./барр.	1,19	1,67	2,15	2,63	3,11	3,58	4,06	4,54
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с 2015г., в % к цене	2,97	3,34	3,58	3,76	3,89	3,98	4,06	4,13
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с вариантом 1, долл./барр.	0,90	1,50	2,10	2,70	3,30	3,90	4,50	5,10
Изменение налоговой нагрузки по сравнению с вариантом 1, в % к цене	2,25	3,00	3,50	3,86	4,13	4,34	4,50	4,64

Обозначения: НДС – налог на добычу полезных ископаемых; ЭП – экспортная пошлина на нефть; 2016 г., вариант 1 – принятый вариант налогового маневра; 2016 г., вариант 2 – проект федерального бюджета на 2016 г.

Источник: расчеты авторов.

Повышение налоговой нагрузки на нефтяную отрасль включает в себе определенные риски. Во-первых, повышение налоговой нагрузки ведет к уменьшению доходов нефтяных компаний и, соответственно, их собственных ресурсов для инвестиций, во-вторых, снижает посленалоговую доходность инвестиций, что будет препятствовать инвестированию в наиболее высокзатратные месторождения. Результатом действия этих факторов может стать сокращение инвестиций в отрасль, прежде всего в месторождения с повышенными затратами на разработку, что в условиях истощения действующих месторождений может привести к снижению общего уровня добычи нефти в стране и, соответственно, налоговых поступлений.

В то же время, если повышение налоговой нагрузки на нефтяную отрасль будет ограничено одним годом, можно ожидать, что это не вызовет существенных негативных эффектов. Однако если повышение налоговой нагрузки будет длительным, это с высокой вероятностью приведет к указанным выше негативным последствиям.

В связи с этим сохранение на 2016 г. действующего порядка определения ставки экспортной пошлины на нефть, на наш взгляд, следует рассматривать в качестве временной антикризисной меры, позволяющей увеличить текущие доходы федерального

бюджета. Сохранение более высокой налоговой нагрузки на нефтяную отрасль на более длительный срок может иметь негативные долгосрочные эффекты в виде сокращения инвестиций, снижения добычи нефти и уменьшения налоговых поступлений.

Таким образом, сохранение на 2016 г. действующего порядка определения ставки экспортной пошлины на нефть существенно изменяет параметры налогового маневра и повышает налоговую нагрузку на нефтяную отрасль. Данную меру следует рассматривать в качестве временной антикризисной меры, позволяющей увеличить текущие доходы федерального бюджета.

После 2016 г. курс на снижение экономической роли экспортных пошлин, вплоть до их полной отмены, на наш взгляд, следует продолжить. Это позволит создать более эффективную структуру налоговой системы, сократить масштабы субсидирования нефтеперерабатывающего сектора и стран ЕАЭС, усилить стимулы к повышению энергоэффективности.

Следующим шагом, на наш взгляд, должно стать введение на новых месторождениях специального налога на дополнительный доход (НДД) с прогрессивной налоговой ставкой, зависящей от уровня доходности проекта. Такой налог учитывает все рентообразующие факторы и автоматически приводит налоговую нагрузку в соответствие с реальной экономической эффективностью разработки конкретных месторождений. В случае высокоэффективных проектов применение НДД обеспечивает прогрессивное изъятие природной ренты в пользу государства; одновременно формируются необходимые условия для реализации низкоэффективных проектов.

По сравнению с другими налоговыми режимами, в том числе с обсуждаемым в настоящее время налогом на финансовый результат, режим НДД с прогрессивной налоговой ставкой обеспечивает повышение доли государства в чистом доходе от добычи нефти при росте мировой цены на нефть. Вместе с тем при низких ценах на нефть и высоких производственных затратах доля государства в чистом доходе снижается, то есть складываются более благоприятные экономические условия для освоения месторождений с высокими затратами на разработку.

По нашим расчетам, проведенным с использованием имитационной модели разработки месторождения нефти на континентальном шельфе, применение НДД в сочетании с НДПИ, взимаемым по адвалорной ставке 5%, и нулевой ставкой экспортной пошлины повышает размер налоговых изъятий с 54,3% от получаемого чистого дохода при цене на нефть 60 долл./барр. до 64,5% при цене 120 долл./барр. (табл. 6.8). При этом обеспечивается необходимая доходность инвестиций для инвестора.

Таблица 6.8 - Показатели налоговой нагрузки и эффективности инвестиций при применении НДД на месторождениях на континентальном шельфе, %

	Цена на нефть, долл./барр.						
	60	70	80	90	100	110	120
Доля государства в чистом доходе	54,3	55,5	57,8	60,9	62,6	63,7	64,5
Внутренняя норма доходности	8,9	11,4	13,4	15,2	16,8	18,2	19,7

Источник: расчеты авторов.

Введение НДД обеспечит более широкую дифференциацию налоговой нагрузки и создаст необходимые условия для инвестиций в освоение новых месторождений. В дальнейшем данный налог может быть распространен на действующие месторождения, в частности на проекты с использованием методов увеличения нефтеотдачи. Применять НДД целесообразно также на морских месторождениях по истечении предусмотренного для них периода фискальной стабильности.

В перспективе все большую роль в российской нефтедобыче будут играть сложные высокотехнологичные проекты освоения нетрадиционных запасов нефти. В связи с событиями на Украине ряд развитых стран (США, ЕС, Норвегия, Австралия) ввели по отношению к российской нефтяной отрасли секторальные санкции, включающие ограничения на поставку в Россию оборудования и технологий для глубоководного бурения, разработки месторождений на арктическом шельфе и добычи сланцевой нефти. Это делает необходимым развитие импортозамещения в данной области, создание собственной технической и технологической базы, обеспечивающей реализацию сложных проектов в нефтедобыче.

Приоритет в программах импортозамещения следует отдать технологиям горизонтального бурения и гидроразрыва пласта, применение которых позволит существенно повысить уровень нефтеизвлечения на традиционных месторождениях и вовлечь в разработку запасы сланцевой нефти.

Важное значение для дальнейшего развития нефтяного сектора имеет создание условий для расширения деятельности малых и средних компаний. В России существуют объективные предпосылки для развития сектора малых и средних компаний в нефтедобывающей отрасли. Большинство крупных высокопродуктивных месторождений нефти в настоящее время достигли высокой степени выработанности и вступили или вступают в стадию падающей добычи. Новые месторождения

характеризуются меньшими размерами и более сложными горно-геологическими условиями разработки. Большая часть еще не вовлеченных в разработку запасов нефти приходится на мелкие месторождения и трудноизвлекаемые запасы, включая сланцевую нефть. В то же время деятельность крупных нефтяных компаний, как правило, сосредоточивается на реализации масштабных высокодоходных проектов, небольшие же и менее доходные проекты оказываются за рамками их деятельности. Это создает возможности для расширения работы в нефтедобывающем секторе малых и средних предприятий.

Существуют следующие области для эффективной деятельности малых и средних компаний в нефтедобывающем секторе:

1. Углубленная разработка действующих месторождений.
2. Разработка мелких месторождений.
3. Разработка трудноизвлекаемых запасов (включая сланцевую нефть).
4. Геолого-разведочные работы.
5. Сервисные услуги (в том числе требующие специализации на применении сложных технологий, включая горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта, методы увеличения нефтеотдачи).

Расширение сектора малых и средних компаний будет способствовать решению следующих ключевых задач развития нефтедобывающей отрасли:

1. Поддержание достигнутого уровня добычи нефти в стране. Увеличение добычи нефти за счет углубленной разработки действующих месторождений и вовлечения в разработку мелких месторождений и трудноизвлекаемых запасов, включая сланцевую нефть, наряду с освоением новых традиционных месторождений, позволит компенсировать снижение добычи на истощающихся крупных месторождениях и обеспечить сохранение общего уровня добычи.
2. Активизация геолого-разведочных работ.
3. Технологическое развитие, повышение эффективности, снижение затрат.
4. Повышение конкуренции в нефтяном секторе.
5. Более полное (рациональное) использование нефтяных запасов (за счет вовлечения в разработку сложных месторождений и нетрадиционных запасов).

Показательным примером эффективности малых и средних компаний в нефтедобывающем секторе являются США. Именно такие предприятия сыграли здесь основную роль в освоении запасов сланцевой нефти, благодаря чему США значительно увеличили собственную добычу («сланцевая революция»).

Согласно принятой в США классификации, нефтяные компании, ведущие добычу нефти, подразделяются на интегрированные и независимые. Компании определяются как интегрированные, если переработка нефти составляет более 75 тыс. барр. в сутки (3,75 млн. т в год) или выручка от розничных продаж нефтепродуктов превышает 5 млн. долл. Компании, не являющиеся по этим критериям интегрированными, рассматриваются как независимые. При этом в налоговых целях отдельно выделяются малые независимые добывающие компании, к которым относятся предприятия с добычей менее 1 тыс. барр. в сутки (50 тыс. т в год).

Роль малых и средних компаний в нефтяной промышленности США весьма значительна. На компании с объемом добычи до 100 тыс. барр. в сутки (до 5 млн. т в год) приходится 61,2% добычи нефти, на компании с объемом добычи до 50 тыс. барр. в сутки (до 2,5 млн. т в год) – 46,4% (табл. 6.9).

Таблица 6.9 - Распределение добычи нефти в США по категориям компаний

Категории компаний по уровню добычи, барр./сут.	Доля компаний соответствующей категории в общей добыче нефти, %
До 1 000	8,7
1 000-10 000	13,9
10 000-50 000	23,8
50 000-100 000	14,8
100 000-200 000	15,0
200 000-500 000	23,8

Источник: Нефть России, №1-2, 2014.

В России добычу нефти ведут 164 компании, в том числе 9 крупных нефтегазовых компаний, 3 компании, работающих на условиях соглашений о разделе продукции (СРП), и 152 независимые нефтедобывающие компании. Структура нефтедобывающего сектора характеризуется преобладанием крупных вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) и высокой долей государственной собственности. На долю четырех крупнейших компаний («Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и «Газпром», включая «Газпром нефть») приходится почти 75% (73,8% в 2014 г.) общей добычи нефти в стране (табл. 6.10). Доля государственных компаний в добыче нефти (с учетом их долей в добыче других организаций) составляет 58,6%.

Таблица 6.10 - Структура добычи нефти в России

	Добыча нефти, в 2010г., млн. т	Доля общей добыче, %	в	Добыча нефти, в 2014г., млн. т	Доля общей добыче, %	в
Россия, всего	505,1	100,0		526,7	100,0	
Роснефть	112,4	22,3		190,9	36,2	
ЛУКОЙЛ	90,1	17,8		86,6	16,4	
ТНК-ВР	71,7	14,2		-	-	
Сургутнефтегаз	59,5	11,8		61,4	11,7	
Газпром, включая Газпром нефть	43,3	8,6		49,8	9,5	
Татнефть	26,1	5,2		26,5	5,0	
Башнефть	14,1	2,8		17,9	3,4	
Славнефть	18,4	3,6		16,2	3,1	
РуссНефть	13,0	2,6		8,6	1,6	
НОВАТЭК	3,8	0,8		4,3	0,8	
Операторы СРП	14,4	2,9		14,4	2,7	
Прочие производители	38,2	7,6		50,1	9,5	

Источник: Министерство энергетики РФ, расчеты авторов.

Сектор малых и средних нефтедобывающих компаний в России развит значительно меньше, чем в США. Количественная оценка размера сектора малых и средних компаний существенно зависит от критериев его выделения. Поскольку в настоящее время отсутствуют общепринятые критерии выделения малых и средних нефтяных компаний, здесь возможны различные подходы. Например, при применении критерия, который используется в США для выделения независимых неинтегрированных нефтедобывающих компаний, доля таких компаний в общей добыче нефти составляет 9,5%. Следует, однако, учитывать, что при таком подходе в число выделенных компаний (также как и в США) попадают и относительно крупные нефтедобывающие компании, не являющиеся интегрированными.

Более приемлемым в российских условиях, на наш взгляд, является выделение категории малых и средних нефтедобывающих компаний на основе показателя годовой добычи нефти (при соблюдении требования неаффилированности с ВИНК). Использование в этих целях показателя выручки, на наш взгляд, нецелесообразно, поскольку выручка компаний данного сектора (как при реализации нефти на экспорт, так и на внутреннем рынке) существенно зависит от мировой цены на нефть, которая подвержена значительным колебаниям.

Количественные характеристики доли малых и средних нефтедобывающих компаний в добыче нефти при различных значениях показателя объема добычи приведены в таблице 6.11.

Таблица 4.2.11 - Доля сектора малых и средних нефтедобывающих компаний в добыче нефти в зависимости от критериев его выделения

Категории компаний	Добыча нефти в 2014 г., млн. т	Доля в добыче РФ, %
Независимые малые и средние нефтедобывающие компании	50,1	9,5
Компании с объемом добычи до 10 млн. т	56,5	10,7
Компании с объемом добычи до 5 млн. т	24,6	4,7
Компании с объемом добычи до 3 млн. т	16,2	3,1
Компании с объемом добычи до 2 млн. т	13,9	2,6
Компании с объемом добычи до 1 млн. т	12,0	2,3

Примечание: в выделенные категории не включены компании, работающие на условиях СРП.

Источник: ИнфоТЭК, расчеты авторов.

В качестве порогового значения показателя для выделения сектора малых и средних компаний, на наш взгляд, может быть принят уровень годовой добычи нефти 3 млн. т. На компании с добычей нефти до 3 млн. т в год в настоящее время приходится 3,1% общей добычи нефти в стране.

Сложившаяся система государственного регулирования нефтедобывающего сектора в значительной степени ориентирована на крупные компании, лицензирование и получение необходимых разрешений является достаточно сложным. Развитие сектора малых и средних нефтедобывающих компаний требует формирования соответствующего организационно-правового режима, включая существенное снижение административных барьеров при предоставлении в пользование участков недр.

Для освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов необходимо кардинально упростить действующие лицензионные и технические процедуры [55]:

лицензии на участки, содержащие трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы, должны выдаваться на основе заявки заинтересованного лица, в заявленных пользователем границах, без проведения торгов и взимания разового платежа при использовании недр;

выдаваемая лицензия на пользование недрами не должна содержать обязательств по геологическому изучению;

единственное лицензионное обязательство, которое должна содержать выдаваемая лицензия, – приступить к пробной эксплуатации или опытно-промышленной отработке запасов не позднее определенного срока (4 или 5 лет).

Данная система не предполагает необходимости утверждения запасов до начала освоения и разработки таких участков, а также необходимости согласования проектных решений с государственными органами.

В таких случаях, предполагающих разработку новых технологических решений и подходов, использование института согласования проектных решений, которые в основном являются типовыми и ориентированы на разработку традиционных запасов, будет препятствием.

Единственным документом, требуемым от пользователя недр, должен быть проект обустройства лицензионного участка, являющийся предметом градостроительной экспертизы надземной части и оценки воздействия на окружающую среду.

Для создания условий для активного участия малых и средних компаний в проведении геолого-разведочных работ могут быть применены следующие меры [56]:

предоставление отсрочки по уплате или снижение размера разового платежа по факту открытия месторождения;

введение вычетов на геологоразведку при расчете налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Для создания необходимых экономических условий для разработки малыми и средними компаниями нефтяных месторождений с повышенными производственными затратами целесообразно:

применение на новых месторождениях налога на дополнительный доход (НДД), который обеспечивает снижение налоговой нагрузки при разработке месторождений с высокими производственными затратами;

включение отдельных месторождений, разрабатываемых малыми и средними компаниями, в перечень пилотных проектов для экспериментального применения НДД.

В условиях действия секторальных технологических санкций необходимой мерой является развитие импортозамещения. Это позволит малым и средним компаниям получить необходимые технологии для эффективной работы с выработанными и трудноизвлекаемыми запасами, включая сланцевую нефть, а также будет способствовать развитию малых и средних предприятий в секторе сервисных услуг для нефтяной отрасли.

Заключение

В последнее время на мировом рынке нефти произошли серьезные структурные изменения. Среди них можно выделить географическое смещение мирового спроса на нефть в Азию, прежде всего в Китай, значительное увеличение добычи нетрадиционной нефти, прежде всего сланцевой нефти в США, и существенное устойчивое снижение мировых цен на нефть. Важным фактором стало также введение рядом стран по отношению к России секторальных технологических санкций, фактически заблокировавших реализацию проектов разработки глубоководных, арктических и сланцевых месторождений нефти. В результате возникла принципиально новая ситуация с точки зрения возможностей дальнейшего развития нефтяного сектора экономики России. Предложенные в данной работе меры государственной экономической политики, на наш взгляд, соответствуют перспективным условиям и обеспечивают дальнейшее развитие нефтяного сектора. Составными частями такой политики должны стать реформа налоговой системы, модернизация нефтепереработки, развитие сектора малых и средних нефтяных компаний, развитие импортозамещающих технологий повышения уровня нефтеизвлечения и разработки трудноизвлекаемых запасов, диверсификация направлений экспорта нефти и повышение эффективности ее использования.

Список использованных источников

- 1 OECD/International Energy Agency. www.iea.org
- 2 U.S. Energy Information Administration. www.eia.gov
- 3 Organization of the Petroleum Exporting Countries. www.opec.org
- 4 International Monetary Fund. www.imf.org
- 5 Бобылев Ю., Турунцева М. Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики. М.: ИЭП им. Е.Т.Гайдара, 2010.
- 6 Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий. М.: Изд-во Института Гайдара, 2012.
- 7 Бобылев Ю. Развитие нефтяного сектора экономики // Экономическое развитие России, №4, 2015. С. 55-61.
- 8 Бобылев Ю. Развитие нефтяного сектора в России // Вопросы экономики, №6, 2015. С. 45-62.
- 9 Бобылев Ю. Нефтегазовый сектор // Российская экономика в 2014 году. Тенденции и перспективы. (Вып. 36). М.: Изд-во Института Гайдара, 2015. С. 247-259.
- 10 Бобылев Ю. Налоговый маневр в нефтяной отрасли // Экономическое развитие России. №8, 2015. С. 45-49.
- 11 Бобылев Ю. Перспективы российского экспорта: нефтяной сектор в 2015 г. // Оперативный мониторинг экономической ситуации в России, №1, 2015. С. 22-23.
- 12 Бобылев Ю. Налоговый маневр в нефтяной отрасли: итоги первого квартала // Оперативный мониторинг экономической ситуации в России. Тенденции и вызовы социально-экономического развития, №7, 2015. С. 25-28.
- 13 Бобылев Ю. Нефтяной сектор в условиях налогового маневра, низких цен и санкций // Оперативный мониторинг экономической ситуации в России. Тенденции и вызовы социально-экономического развития, №11, 2015. С. 27-29.
- 14 Бобылев Ю. Рынок нефти в условиях низких цен // Оперативный мониторинг экономической ситуации в России. Тенденции и вызовы социально-экономического развития, №14, 2015. С. 12-15.
- 15 Бобылев Ю., Идрисов Г., Каукин А., Расенко О. Нефть, бюджет и налоговый маневр // Оперативный мониторинг экономической ситуации в России. Тенденции и вызовы социально-экономического развития. 2015. №15. С. 11-14.

- 16 Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть первая. 31.07.1998 N 146-ФЗ. Принят Государственной Думой 16.07.1998, одобрен Советом Федерации 17.07.1998. (в ред. от 13.07.2015).
- 17 Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть вторая. 05.08.2000 N117-ФЗ. Принят Государственной Думой 19.07.2000, одобрен Советом Федерации 26.07.2000 (в ред. от 13.07.2015).
- 18 Закон РФ от 21.02.1992 N2395-1 «О недрах» (в ред. от 13.07.2015).
- 19 Закон РФ от 21.05.1993 N5003-1 «О таможенном тарифе» (в ред. от 24.11.2014).
- 20 Федеральный закон от 30.11.1995 N187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» (в ред. от 02.05.2015).
- 21 Федеральный закон от 30.12.1995 N225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (в ред. от 19.07.2011).
- 22 Джонстон Д. Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2003.
- 23 Социально-экономическое положение России. М.: Федеральная служба государственной статистики, 2000-2015.
- 24 Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р.
- 25 Министерство экономического развития Российской Федерации: Официальный интернет-сайт. www.economy.gov.ru
- 26 Министерство природных ресурсов Российской Федерации: Официальный интернет-сайт. www.mnr.gov.ru
- 27 Министерство энергетики Российской Федерации: Официальный интернет-сайт. www.minenergo.gov.ru
- 28 Министерство финансов Российской Федерации: Официальный интернет-сайт. www.minfin.ru
- 29 Федеральная служба государственной статистики – Росстат. www.gks.ru
- 30 Daniel P., Keen M., McPherson C. The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice. New York: Routledge, International Monetary Fund, 2010.
- 31 Global Oil and Gas Tax Guide 2014. Ernst & Young, 2014.
- 32 Johnston D., Johnston D., Rogers T. International Petroleum Taxation. For the Independent Petroleum Association of America. Washington DC: IPAA, 2008.
- 33 Nakhle C. Petroleum Taxation: Sharing the Oil Wealth: A Study of Petroleum Taxation Yesterday, Today and Tomorrow. London, New York: Routledge, 2008.

- 34 U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington DC, 2013.
- 35 Alexeev M., Conrad R. The Russian Oil Tax Regime: A Comparative Perspective. Eurasian Geography and Economics, 2009, 50, No. 1, pp. 93-114.
- 36 US Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2015. April 2015. Washington D.C.: US EIA, 2015.
- 37 US Energy Information Administration. Assumptions to Annual Energy Outlook 2015. September 2015. Washington D.C.: US EIA, 2015.
- 38 US Energy Information Administration. Short-Term Energy Outlook. October 2015. Washington D.C.: US EIA, 2015.
- 39 OECD International Energy Agency. World Energy Outlook 2015. Executive Summary. Paris: OECD/IEA, 2015.
- 40 OECD International Energy Agency. World Energy Outlook 2015 Factsheet. Paris: OECD/IEA, 2015.
- 41 Донской С., Крюков В. Российские минеральные ресурсы: новым вызовам – своевременные ответы. // Нефтегазовая вертикаль. №21, 2014. С. 4-7.
- 42 Есть ли будущее у сектора российских независимых нефтяных компаний? М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2014.
- 43 Alexeev M., Brosius G., Conrad R. Comparative Fiscal Regimes in Petroleum. Memorandum. For Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration. 2014.
- 44 IHS. Unconventional Techniques in Conventional, Low Productivity Oil Plays Could Breathe New Life into Old Field, Unlocking 141 Billion Barrels Outside North America. May 13, 2015.