

**Правительство Российской Федерации**

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования**

**«Национальный исследовательский университет  
«Высшая школа экономики»**

**Факультет мировой экономики и мировой политики**

**Кафедра энергетических и сырьевых рынков**

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

На тему «Применение мирового опыта деятельности ННК на российские  
ВИНКи (на примере «Роснефти»)»

Студента группы № 26РЭСР  
Гутника Александра Леонидовича

Научный руководитель

к.э.н., доцент

Анашкин Олег Станиславович,

Москва, 2014

## Оглавление

<b>Оглавление.....</b>	<b>2</b>
<b>Введение.....</b>	<b>3</b>
<b>1. Сопоставление тенденций развития мировых ННК и «Роснефти».....</b>	<b>11</b>
1.1 Определение понятия ННК.....	11
1.2 Общемировые тенденции развития ННК.....	13
1.3 Тенденции развития ННК отдельно по компаниям разных стран.....	16
1.4 Тенденции развития компании «Роснефть».....	31
1.5 Вывод.....	39
<b>2. Сравнение компаний по месту сегмента нефтепереработки в цепочке создания стоимости.....</b>	<b>40</b>
2.1 Место нефтепереработки в производственной цепочке компаний.....	40
2.2 Сравнение места нефтепереработки в мировых ННК по производственным показателям.....	41
2.3 Сравнение политики различных компаний в сегменте нефтепереработки с точки зрения создания стоимости.....	47
2.4 Сравнение уровня развития НПЗ «Роснефти» с российскими ВИНКами.....	53
2.5 Политика «Роснефти» по модернизации активов в нефтепереработке.....	57
2.6 Вывод.....	58
<b>3. Расчет экономической эффективности сценариев реализации.....</b>	<b>61</b>
3.1 Предпосылки.....	61
3.2 Результаты расчетов.....	74
3.3 Вывод.....	103
<b>Заключение.....</b>	<b>105</b>
<b>Приложения.....</b>	<b>107</b>
<b>Список литературы.....</b>	<b>111</b>

## Введение

### Актуальность

Бюджет РФ в 2013г. впервые после кризиса был снова закрыт с дефицитом. Дефицит бюджета составил 3,5% от бюджетных доходов, а по данным за первый квартал 2014г. уровень дефицита вырос до 4%. Ключевое и тревожное отличие бюджетного дефицита за 2013г. и начало 2014г. от дефицита времен кризиса 2009-2010гг. заключается в цене на нефть. В 2009г. цена на нефть марки Urals упала до 61,1 долл./барр., что отразилось на налоговых поступлениях в бюджет РФ по налогам, ставка которых привязана к цене на нефть (НДПИ, Экспортная пошлина на нефть и нефтепродукты). В период 2011-2013гг. среднегодовая цена нефти марки Urals, наоборот, была высокой и превышала уровень 100 долл./барр. Несмотря на высокий уровень цен на нефть состояние бюджета не вызывает оптимизма, есть основания полагать, что в 2014г. дефицит бюджета только возрастет (Рисунок 1).

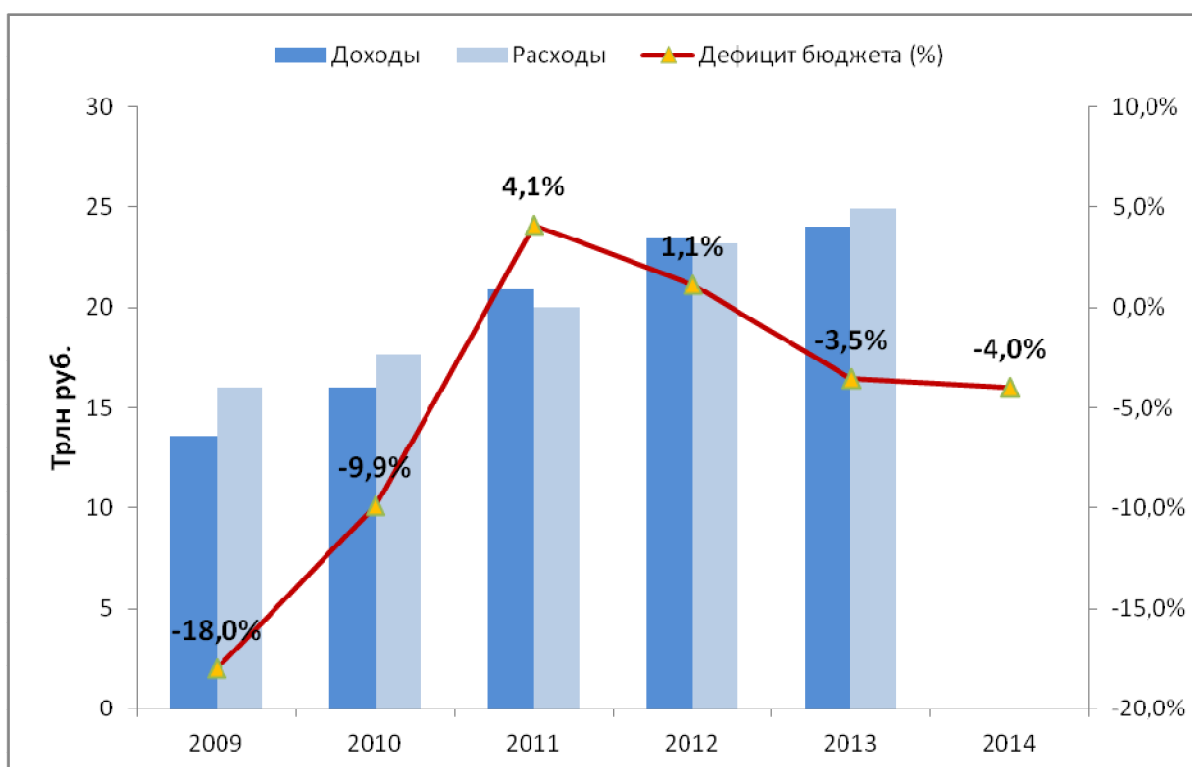


Рисунок 1 - Сальдо консолидированного бюджета РФ 2009-2014гг.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> В 2014г. данные за первый квартал.

*Источник: Минфин РФ*

Снизить бюджетный дефицит можно двумя способами: увеличивая бюджетные доходы, либо снижая государственные расходы. Как показывает опыт, на второе государство идет гораздо менее охотно, и в нынешних условиях снижение госрасходов маловероятно. Поэтому единственной реальной возможностью снизить дефицит бюджета является повышение бюджетных доходов.

Актуальность данной темы объясняется:

- неблагоприятным состоянием бюджета РФ и необходимостью нахождения дополнительных возможностей увеличения бюджетных доходов;
- высокой ролью нефтяной промышленности в налоговых поступлениях в бюджет и «Роснефти» как национальной нефтяной компании, крупнейшего игрока в отрасли и главного налогоплательщика страны;
- производимыми налоговыми изменениями в нефтяной отрасли, их влиянием на изъятие нефтяной ренты и политику компаний в области нефтепереработки.

При необходимости увеличения бюджетных доходов в работе автор стремится понять, может ли «Роснефть» как ННК способствовать увеличению бюджетных доходов, и есть ли аналоги такого поведения ННК в мире.

Гипотезой автора является, что одной из таких возможностей увеличения бюджетных доходов при нынешней налоговой системе могла бы стать политика избавления от российских нефтеперерабатывающих активов компании и перенаправление поставок сырой нефти компании на экспорт вместо нефтепереработки, в качестве возможности быстрого увеличения налоговых поступлений в бюджет.

### Цели и задачи работы:

Целью данной работы является проанализировать целесообразность для компании «Роснефть» обладания ее российскими активами в нефтепереработке с точки зрения национальных интересов, определяемых как величина налоговых поступлений в бюджет страны от операций компании, и с точки зрения интересов компании, определенными как чистый денежный поток от реализации.

Представленная цель определила сформулированный автором круг задач:

- проанализировать существующие примеры развития ННК и определить, сопоставимы ли тенденции развития «Роснефти» как российской ННК с мировым опытом развития ННК;
- проанализировать роль и значение переработки в бизнесе мировых ННК и понять, существуют ли в мировом опыте успешные примеры ННК с рассматриваемой в данной работе бизнес моделью «ННК без переработки»;
- провести расчеты в построенной модели ВИНК в российской налоговой системе с целью определения целесообразности существования нефтеперерабатывающих активов «Роснефти» в структуре компании с точки зрения национальных интересов и интересов компании.

В связи с характером деятельности ННК национальные интересы считаются более важными, чем частные интересы компании.

### Объект и предмет исследования

Объектом исследования является экономическая деятельность компании «Роснефть». Предметом исследования является выполнение компанией «Роснефть» роли ННК в стране. Роль ННК в данной работе понимается как предпочтение компанией национальных интересов страны своим частным интересам.

## Обзор литературы

Характер работы, сочетающей в себе две далекие друг от друга темы исследований национальных нефтяных компаний и налогообложения, объясняет использование в работе довольно широкого спектра научной литературы. Большую часть в работе литературы можно разделить на 3 группы:

- литература о ННК;
- литература о налогообложении в России;
- литература о нефтепереработке.

В работе автор использовал источники на русском, английском и испанском языках.

Группу источников по ННК можно поделить на 2 типа:

- научная литература, посвященная ННК
- годовые отчеты компаний.

К литературе, посвященной ННК, автор относит как работы российских исследователей, так и иностранных. Литературу на русском языке представляет работа Н. Пусенковой «Новые звезды Мировой Нефтянки. Истории успехов и провалов национальных нефтяных компаний». В своей работе Н. Пусенкова рассматривает такие ННК, как Pemex, Petrobras, PDVSA, Saudi Aramco, NNPC, Pertamina, KPC, Petronas, Statoil, NIOC и др. Особенное внимание работе Н. Пусенкова уделяет развитию российской ННК «Роснефти», этот анализ оказался особенно полезным для данной работы. Среди работ иностранных авторов, можно выделить публикацию экспертов Мирового Банка «National Oil Companies and Value Creation». В работе Мирового Банка рассматривается дополнительная стоимость, создаваемая ННК через интеграцию и эффект масштаба а также операционная неэффективность таких компаний. Кроме того, в работе довольно подробно анализируется процесс становления и развития различных ННК в мире, что позволило автору использовать результаты сопоставлений, сравнивая деятельность мировых ННК с «Роснефтью». Определенный пласт литературы о ННК составляли работы, посвященные отдельным ННК. К таким работам можно

отнести книгу J. Henderson «Rosneft – on the road to global NOC status?» Оксфордского Института Энергетических Наук, выпущенную 2012г. Из всей использованной литературы данная книга была наиболее близка к теме работы.

Ввиду практического характера и ширины обширности темы исследования, использование большого количества годовых отчетов различных компаний было необходимым. В работе автор использовал годовые и финансовые отчеты 12 ННК и некоторых наиболее крупных и успешных МНК.

Группа литературы о налогообложении России представлена только русскоязычными источниками, которые можно разделить на 2 группы:

- официальные документы;
- научные работы.

К официальным документам относится Налоговый Кодекс РФ и Постановления Правительства РФ о экспортной пошлине на нефть и нефтепродукты, поскольку экспортная пошлина в России устанавливается правительством напрямую, а не через Налоговый Кодекс.

Среди научных работ ключевое место занимают труды Ю.Н. Бобылева. В работе «Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий», опубликованной в 2012г., автор оценивает роль экспортных пошлин на нефтепродукты в российской налоговой системе и предлагает их отмену, доказывая, что существование экспортных пошлин на нефтепродукты, фактически, субсидирует отрасль и способствует неэффективному распределению ресурсов. Особенную пользу для данной работы оказало оценивание Ю.Н. Бобылевым выпадающих бюджетных доходов от экспорта нефтепродуктов в ценах 2009г. Его подход к оцениваю выпадающих бюджетных доходов от экспорта нефтепродуктов был использован в данной работе. В другой книге Ю.Н. Бобылева «Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики», опубликованной в 2010г., рассмотрены как теоретические вопросы налогообложения минерально-сырьевого сектора, так и практические изменения в налогообложении минерального сектора страны, проведены международные сравнения налоговых режимов в нефтедобыче. Эта книга

позволяет сформировать глубокое понимание принципов работы российской и мировых налоговых систем в нефтедобыче. По налогообложению в нефтепереработке большое влияние на автора оказала публикация Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО «“60-66-90-100” и сценарии развития нефтепереработки в России». В работе рассматриваются результаты реформы 60-66-90 на экономику нефтеперерабатывающей промышленности России. Сравняются факторы, влияющие на рентабельность в России и за рубежом.

К группе литературы по нефтепереработке относится вся литература, посвященная экономической (за исключением налогов) и технологической стороне нефтепереработки. В связи с практичностью темы, большая часть используемой в данной группе литературы является закрытой. К общедоступной литературе по данной теме можно отнести работы консалтинговых компаний Ernst & Young «Нефтепереработка в России, курс на модернизацию» 2014г., «Сегмент нефтепереработки и сбыта: модель вертикальной интеграции под вопросом?» 2012г. и KPMG «The future of the European refining industry» 2012г. В работе Ernst & Young 2014г. отмечается, что нефтепереработка России активно развивается и модернизируется, что является результатом проводимой налоговой политики переработке «налогового маневра». В более ранней работе компании Ernst & Young рассматриваются политика ННК в области нефтепереработки, в частности, подчеркивается более низкая зависимость от финансового результата таких компаний. Публикация KPMG 2012г. косвенно перекликается с работой их конкурентов. Так, в работе рассмотрена политика ННК за последние 10 лет в области поглощений нефтеперерабатывающих активов на европейском рынке. Из закрытых источников автор использовал материалы Информационно-аналитического центра «Кортес» и «ИнфоТЭК». Из публикаций «Кортеса» в работе была использована справочная информация по технологическим установкам на российских НПЗ, планам по вводу новых установок и затратам на модернизацию. Из данных «ИнфоТэк» была использована ценовая информация по основным нефтепродуктам на рынке. Часть информации также была взята из



лекций и учебных материалов О.С. Анашкина по предметам «Направление развития вертикально-интегрированной нефтяной компании» и «Налогообложение в энергетическом и сырьевых секторах».

### Новизна работы

Новизна данной работы объясняется двумя вещами.

1. Для данной работы была создана и применена экономическая модель ВИНКа, рассчитывающая финансовую выгоду от принятия различных управленческих решений таких компаний. Созданная в программном пакете анализа MS Excel модель, показывает, как принимаются управленческие решения в ВИНКах и рассчитывает экономический эффект от таких решений для компании и для государства.
2. В работе автор отходит от классической предпосылки микроэкономической теории о рациональности действий экономического агента. Согласно традиционной микроэкономической теории, экономический агент действует рационально, максимизируя свою прибыль (минимизируя издержки и максимизируя выручку)<sup>2</sup>. В работе «Роснефть» рассматривается в качестве российской национальной нефтяной компании, основной задачей которой является максимизация национальной полезности, а не собственной прибыли, то есть, согласно классической теории, «Роснефть» действует нерационально. С другой стороны, можно сказать, что, являясь российской НК, «Роснефть» стремится принести максимальную полезность своему основному акционеру – государству, и с этой стороны рациональность поведения компании как раз заключается в удовлетворении государственных, а не частных интересов.

### Рамки исследования

В данном исследовании рассматривается теоретическая возможность избавления от нефтеперерабатывающих активов компании «Роснефть» с целью

---

<sup>2</sup> Х.Р. Вэриан. Микроэкономика Промежуточный Уровень: Современный подход. Юнити, 1997. Стр. 352-386

увеличения бюджетных доходов страны. За рамками исследования остается ряд вопросов, с которыми компания может столкнуться в случае реализации сценария на практике. Ниже автор выделяет ключевые проблемы, оставшиеся за рамками данного исследования и гипотезы, как данные проблемы могли бы быть разрешены:

Таблица 1 - Проблемы, оставшиеся за рамками данной работы, и предполагаемые гипотезы решения данных проблем

№	Проблема	Гипотеза
1.	Существуют ли достаточные свободные мощности в трубопроводах для продажи сырой нефти на экспорт и что делать, если мощностей недостаточно	В случае если свободных мощностей нет, «Роснефть» могла бы воспользоваться своими привилегиями как НКК и потеснить частные нефтяные компании, реализующие нефть за границу
2.	Что делать с НПЗ компании, если выяснится, что государству выгодно, чтобы «Роснефть» использовала бизнес модель «НКК без переработки»	Компания могла бы либо продать свои НПЗ частным компаниям, выручив за них деньги, либо переоборудовать в терминалы для хранения нефти и нефтепродуктов
3.	В случае, если «Роснефть» избавится от своих НПЗ, что произойдет на российском рынке нефтепродуктов, в частности, не произойдет ли дефицит бензина и что предпринять в этой ситуации.	Если НПЗ «Роснефти» будут проданы частным компаниям, то выпуск нефтепродуктов должен будет продолжиться, и дефицита не произойдет, поскольку НПЗ продолжат свою работу. В случае если риски дефицита бензина будут сохраняться, то «Роснефть», выполняя функции НКК, может в качестве краткосрочного решения закупить бензины за границей. На вырученные от продажи деньги компания может построить новый НПЗ с более предпочтительным территориальным расположением и современной технологической конфигурацией (сценарий требует детальных расчетов).

*Источник: анализ автора*

Данные проблемы являются перспективными для дальнейшего анализа, но в данной работе не рассматриваются.

# 1. Сопоставление тенденций развития мировых ННК и «Роснефти»

## 1.1 Определение понятия ННК

Понятие национальные нефтяные компании (ННК) противопоставляется понятию международные нефтяные компании (МНК). Под МНК часто понимаются крупные нефтяные компании, ведущие свой бизнес в разных странах. Большая часть доходов таких компаний поступает из-за пределов страны своего происхождения. Например, к подобным компаниям относят таких крупных мейджеров, как ExxonMobil (79,4% прибыли за пределами США в 2012г.)<sup>3</sup>, BP (83,9% прибыли на пределами Великобритании в 2007г.)<sup>4</sup>, Royal Dutch Shell (80,4% выручки за пределами США в 2012г.)<sup>5</sup>.

Существуют различные определения понятия ННК, но у таких компаний можно выделить следующие общие признаки:

- они полностью или частично контролируются государством;
- действуют не только исходя из собственных интересов, но и из интересов государства, и интересы государства часто имеют более высокий приоритет;
- получают особые преференции и льготы от государства в сравнении с другими компаниями отрасли;
- являются основным игроком в секторе в своей стране;
- имеют свои запасы углеводородов.

Не все исследователи соглашаются с последним пунктом. Так, Н.Н. Пусенкова оспаривает исследование Мирового Банка о ННК, в котором к таким компаниям была причислена Gas de France, не имевшая собственных запасов<sup>6</sup>. Кроме того, если убрать критерий наличия собственных запасов, то к ННК можно было бы причислить и российскую компанию «Транснефть». В данной работе к

<sup>3</sup> Financial Statement 2012 // ExxonMobil. Стр. 3

<sup>4</sup> Financial and Operating Information 2003-2007 // BP. Стр. 8

<sup>5</sup> Annual Review and Financial Statements 2012 // Royal Dutch Shell Plc. Стр. 9

<sup>6</sup> Пусенкова Н.Н. Новые звезды мировой нефтянки. Москва: Идея-Пресс, 2012. Стр. 13

ННК причисляются компании, отвечающие всем 5 перечисленным выше параметрам.

Мировой Банк относит к числу ННК следующие компании (Таблица 2):

Таблица 2 Список ННК по регионам и странам Мира на 2008г.

АТЭР	Европа и Центральная Азия	Латинская Америка	Ближний Восток и Северная Африка	Южная Азия	Страны Южнее Сахары
BNPC (Бруней)	SOCAR (Азербайджан)	Enarsa (Аргентина)	Sonatrach (Алжир)	Petrobangla (Бангладеш)	Sonangol (Ангола)
PetroChina, Sinopet, CNOOC (Китай)	GDF SUEZ (Франция)	YPFB (Боливия)	BARCO (Бахрейн)	ONGC, Gas Authority of India Limited, IOC (Индия)	SNH (Камерун)
JOGMEC (Япония)	«Казмунайгаз» (Казахстан)	Petrobras (Бразилия)	EGPC (Египет)	OGDCL (Пакистан)	SHT (Чад)
Petronas (Малайзия)	Statoil (Норвегия)	Chile (Чили)	НИОС (Иран)		SNPC (Конго)
PNOC (Филиппины)	«Газпром», «Роснефть», «Транснефть» (Россия)	Esorpetrol (Колумбия)	INOC (Ирак)		PETROCI (Кот-д'Ивуар)
KNOC (Ю. Корея)	«Туркменнефть» (Туркменистан)	Cupet (Куба)	Kuwait Petroleum Co (Кувейт)		GEPetrol (Экваториальная Гвинея)
Chinese Petroleum Corporation (Тайвань)	Turkish Petroleum Corporation (Турция)	Petroecuador (Эквадор)	Libya National Oil Co. (Ливия)		SNGP (Габон)
РТТ (Тайланд)	«Нафтогаз Украины» (Украина)	Pemex (Мексика)	SMH (Мавритания)		GNPC (Гана)
PetroVietnam (Вьетнам)	«Узбекнефтегаз» (Узбекистан)	PetroPeru (Перу)	PDO (Оман)		NNPC (Нигерия)
	«Белоруснефть» (Беларусь)	National Gas Co., Petrotrin (Тринидад и Тобаго)	Qatar Petroleum (Катар)		Petrogas (Сан-Томе и Принсипи)
	Eni (Италия)	PDVSA (Венесуэла)	Saudi Aramco (Саудовская Аравия)		PetroSA (ЮАР)
			SPC (Сирия)		Sudapet (Судан)
			ETAP (Тунис)		ENH (Мозамбик)
			ADNOC (ОАЭ)		NOK (Кения)
			Yemen General Corp. (Йемен)		EPDC (Танзания)
			Onarec		Natoil (Уганда)

АТЭР	Европа и Центральная Азия	Латинская Америка	Ближний Восток и Северная Африка (Марокко)	Южная Азия	Страны Южнее Сахары

Источник: Мировой Банк<sup>7</sup>

## 1.2 Общемировые тенденции развития ННК

Одной из первых в мире ННК стала Anglo-Persian Oil Company (позже BP), когда в 1914г. правительство Великобритании выкупило 51% акций компании<sup>8</sup>. Целью получения контроля над компанией было обеспечение энергетической безопасности страны в преддверии Первой Мировой Войны, когда последние поколения военной техники уже работали на нефти, а не на угле. Непосредственно к началу военных действий весь британской военно-морской флот был переведен на нефтяное топливо, которое увеличило скорость и маневренность кораблей, что должно было обеспечить Великобритании превосходство над противниками. «Господство – вот цена этого предприятия», сказал Черчилль об этой сделке<sup>9</sup>. Позже по разным причинам были созданы свои ННК в других европейских странах. Так, были созданы в 1924г. компания CPR со значительным государственным участием во Франции и в 1926г. компания Agip в Италии<sup>10</sup>.

Следующим регионом после Европы, где начали появляться ННК, стала Латинская Америка. В 1922г. была основана аргентинская ННК – Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). В отличие от BP, в которой государство выкупило лишь чуть более половины акций, YPF была изначально создана как ННК, и государство являлось ее единственным владельцем<sup>11, 12</sup>. В 1938г. за счет национализации активов иностранных компаний была создана мексиканская PEMEX. В 1953г. в результате длившейся с 1946г. кампании «нефть - наша»

<sup>7</sup> A Citizen's Guide to National Oil Companies. Technical Report // The International Bank of Reconstruction and Development; The World Bank. NW Washington, DC, 2008

<sup>8</sup> S. Tordo, B. Tracy, N. Arfaa. World Bank Working Paper No. 218. National Oil Companies and Value Creation. NW Washington DC, 2011. Стр. 16

<sup>9</sup> Д. Ергин. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть, 1999. Стр. 8

<sup>10</sup> S. Tordo, B. Tracy, N. Arfaa. World Bank Working Paper No. 218. National Oil Companies and Value Creation. Стр. 16

<sup>11</sup> Там же.

<sup>12</sup> YPF, parte de nuestra historia // Сайт компании YPF (исп.) - <http://www.ypf.argentina.ar/notas/C9-ypf-parte-de-nuestra-historia.php>

президентом Бразилии создается государственная компания Petrobras<sup>13</sup>. В 1943г. Венесуэла принимает закон, согласно которому иностранные нефтяные компании должны делиться половиной своей прибыли с государством. Этот закон стал началом усиления роли государства в нефтяной промышленности Венесуэлы и предшествовал национализации ее нефтегазовой промышленности в 1976г. и возникновению PDVSA. Появление ННК в регионе стало возможным по причине независимости стран Латинской Америки от бывшей метрополии (освобождение от колониальной зависимости от Испании произошло в первой четверти XIX века) и было вызвано необходимостью изъятия ренты от разработки месторождений, открытых в начале XX века.

Далее процесс создания ННК начал распространяться на другие регионы, но главным из них стал Ближний Восток. В 1951г. в результате национализации нефтяной отрасли Ирана, создается National Iranian Oil Company (NIOC)<sup>14</sup>. В 1960г. образовывается Kuwait National Petroleum Company (KNPC). Полноценной ННК, доминирующей в отрасли, компания стала только в 1974-1975гг., когда правительство Кувейта сначала выкупило 60% акций ключевой нефтедобывающей компании страны Kuwait Oil Company (КОС), а затем увеличило свою долю до 100%<sup>15</sup>. До этого КОС принадлежала крупным иностранным компаниям: British Petroleum и Gulf Oil (позже Техасо). Похожим бесконфликтным образом появилась саудовская ННК. В 1950г. Саудовской Аравии удалось убедить работающую на их территории компанию Arabian American Oil Co (Aramco) делиться с ними 50% своей прибыли (аналогично поступили и другие страны члены ОПЕК, в частности, Кувейт). В ННК данная компания превратилась в результате последовательных шагов по выкупу акций в период с 1973 по 1980гг., когда государством было консолидировано все 100% ее акций<sup>16</sup>. В 1974г. была создана катарская ННК Qatar Petroleum, которая выкупила

---

<sup>13</sup> Our History // Сайт компании Petrobras - <http://www.petrobras.com.br/en/about-us/our-history/>

<sup>14</sup> About NIOC // Сайт компании NIOC - <http://www.nioc.ir/Portal/Home/Default.aspx?CategoryID=f398bd54-e170-44e9-a841-710c6c92b3a0&TabNo=8#a10>

<sup>15</sup> Our Story // Сайт компании KPC. - <http://www.kpc.com.kw/AboutKPC/OurStory/default.aspx>

<sup>16</sup> Our History // Сайт компании Saudi Aramco. - <http://www.saudiaramco.com/en/home/our-company/our-history.html#our-company%257C%252Fen%252Fhome%252Four-company%252Four-history.baseajax.html>

основные активы работавших в стране иностранных компаний<sup>17</sup>. Усиление позиций государств в нефтегазовой промышленности данных стран способствовала координация их политики через созданную в 1961г. ОПЕК. Ключевым мотивом для появления этих ННК стало восстановление собственных прав на получение нефтяной ренты от собственных недр и воспрепятствование хищнического отношения к ним иностранными компаниями.

В 70-ые годы наблюдался период резкого скачка мировых цен на нефть (Рисунок 2). В такие периоды увеличивается размер ренты, которую получают нефтяные компании, и, соответственно, роль нефтяного сектора в формировании ВВП страны, особенно от ее экспорта. Нефтяная отрасль становится стратегической для большинства стран, и их правительства становятся более заинтересованными в усилении роли государства и государственных компаний в данном секторе.

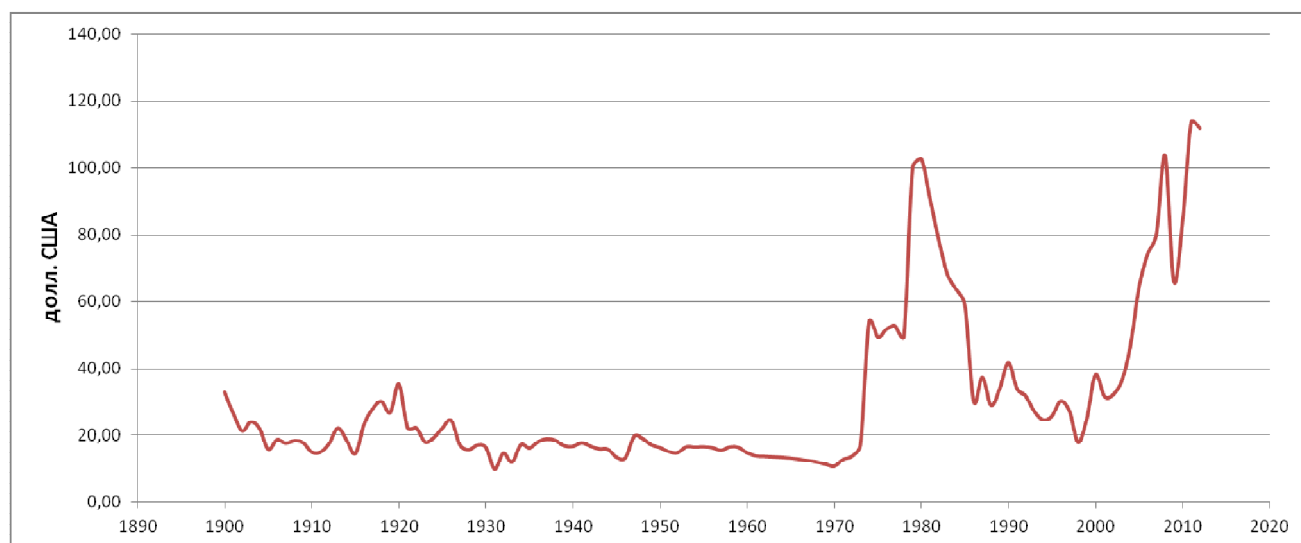


Рисунок 2 - Цена нефти в долл. США 2012г. за 1 барр.

*Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013*

Вместе с вышеперечисленными странами в 70-ые годы крупные ННК появились в Малайзии (Petronas), Нигерии (National Nigerian Petroleum Corporation {NNPC}), Норвегии (Statoil). В 1974г. по закону о развитии нефтяной отрасли Малайзии правительством страны была создана компания Petronas,

<sup>17</sup> QP History // Сайт компании Qatar Petroleum - <http://www.qp.com.qa/en/Homepage/AboutUs/QPHistory.aspx>

получившая в собственность ключевые месторождения<sup>18</sup>. В образовании ННК Малайзия взяла за основу недавний опыт Индонезии (Pertamina). Нигерийская NNPC появилась через 6 лет после вступления страны в ОПЕК в 1971г. и полностью контролировалась государством. NNPC стала главным игроком в секторе ГРП и добычи и переработки в стране, а крупные иностранные компании выступали только в качестве младших партнеров<sup>19</sup>. Норвежская Государственная Нефтяная Компания (Norwegian State Oil Company {Statoil}) была образована в 1972г. как частно-государственная компания<sup>20</sup>. Ключевой мотивацией образования данной ННК было участие в разработке запасов на континентальном шельфе и развитие компетенций в данной области.

Следующим крупным региональным центром возникновения ННК стали страны бывшего Советского Союза, в числе которых «Газпром», «Роснефть», «КазМунГаз», «Узбекистангаз», «Нафтогаз», «Белоруснефть».

Процесс усиления роли ННК продолжается и в настоящее время.

### **1.3 Тенденции развития ННК отдельно по компаниям разных стран**

На протяжении большей части XX века в нефтяной промышленности целиком и полностью доминировали частные нефтяные компании. Так, еще в 1973г. «семь сестер» контролировали 85% мировых запасов нефти<sup>21</sup>.

К XXI веку баланс сил кардинально изменился в пользу ННК. На 2012г. из 50 крупнейших нефтяных компаний на долю ННК приходилось уже более 80% добычи нефти и газа, более 90% запасов. Позиции ННК в нефтепереработке несколько слабее. Здесь на 2012г. среди 50 крупнейших нефтяных компаний мира

---

<sup>18</sup> History of Oil & Gas in Malaysia // Сайт компании Malaysia Petroleum Resource Corporation - <http://www.mprc.gov.my/industry/history-of-oil-gas-in-malaysia>

<sup>19</sup> History of Nigerian Petroleum Industry // Сайт компании NNPC - <http://www.nnpcgroup.com/NNPCBusiness/BusinessInformation/OilGasinNigeria/IndustryHistory.aspx>

<sup>20</sup> Our history // Сайт компании Statoil - <http://www.statoil.com/en/about/history/pages/default3.aspx>

<sup>21</sup> В. Кондратьев. Нефть и газ: благо или проклятие? // Сайт «Фонд исторической перспективы», 02.2011 - [http://www.perspektivy.info/oykumena/ekdom/neft\\_i\\_gaz\\_bлаго\\_ili\\_proklatije\\_2011-02-09.htm](http://www.perspektivy.info/oykumena/ekdom/neft_i_gaz_bлаго_ili_proklatije_2011-02-09.htm)



на долю МНК приходится 25% мощностей по переработке (Рисунок 3).

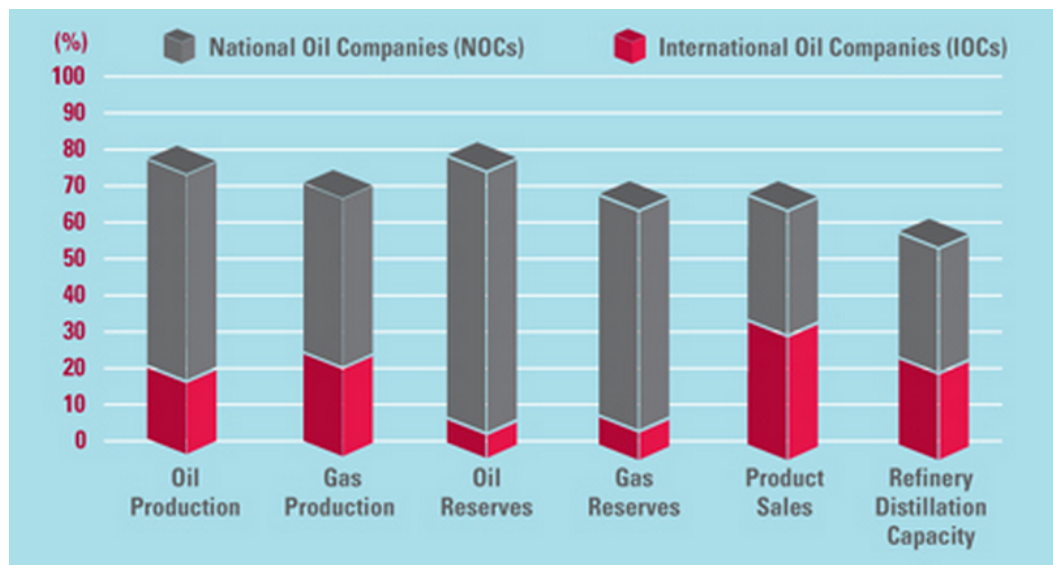


Рисунок 3 - Соотношение долей ННК и МНК в нефтегазовой промышленности по ключевым показателям.

Источник: *Petroleum Intelligence Weekly*<sup>22</sup>

### Petrobras

Созданный в 1953г. президентом Бразилии Petrobras, добился значительных успехов чуть более чем за 60 лет своего существования.

Ключевым мотивом образования компании для государства было снижение количества валюты, которое страна тратила на импортирование нефти и нефтепродуктов. Потребление нефти и нефтепродуктов в стране быстро росло. Если в период Второй Мировой Войны рост потребления нефтепродуктов составлял 1,1% в год, то в период, предшествовавший созданию компании 1945-1953гг., потребление нефтепродуктов росло темпом до 20,4% в год<sup>23</sup>. Это имело сильно негативное влияние на сальдо торгового баланса страны.

Несмотря на то, что изначально предполагалось, что государству будет принадлежать лишь 51% акций компании, Petrobras создавался в качестве полностью государственной компании-монополиста. Монопольные права не

<sup>22</sup> Ranking the world's top oil companies // Аналитическое агентство «Petroleum Intelligence Weekly» - [http://www2.energymintel.com/PIW\\_Top\\_50\\_infographic](http://www2.energymintel.com/PIW_Top_50_infographic)

<sup>23</sup> F. Brandao. The Petrobras Monopoly and the Regulation of Oil Prices in Brazil. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 1998. Стр. 19

распространялись на импортируемую нефть и нефтепродукты (только до 1963г.), оптовые и розничные продажи, а также на транспортировку нефти.

Своими первыми активами, которые получила компания в 1954г., стали два НПЗ (Mataripe в Штате Байя {перерабатывающие мощности до 250 тыс. т в год} и Cubatão в штате Сан-Паулу {до 2,25 млн т в год})<sup>24, 25</sup>. Доказанные извлекаемые запасы компании в 1953г. составляли лишь 2,05 млн т. В первое время добыча компании составляла 135 тыс. т в год или всего 1,7% от внутреннего потребления, однако уже через год после своего образования, компания добывала уже 54% всей потребляемой в Бразилии нефти.

Первый НПЗ, который компания построила, а не получила в собственность от прежних владельцев, стал НПЗ Duque de Caxias в 1961г. В числе продукции, которую производил данный НПЗ были: керосин, мазут, нефтя, дизельное топливо, бензин, сжиженные пропан-бутановые смеси, авиационное топливо.

Позиции компании усилились в годы кризиса 1973г., когда, страны-члены ОПЕК объявили эмбарго США и их союзникам в Западной Европе, а цена на нефть увеличилась в несколько раз. Бразилия импортировала нефть некоторых стран-членов ОПЕК и, хотя и не подверглась эмбарго, однако риски зависимости от внешних поставок нефти стали еще более очевидными. Предпринятые правительством меры, помимо повышения энергетической эффективности страны, были направлены на увеличение добычи бразильской нефти, которая должна была возрасти за счет освоения морских месторождений, на геологоразведку которых были направлены значительные ресурсы.

Страна действительно сумела довольно быстро нарастить добычу за счет деятельности своей НК. Если в 1979г. Бразилия производила лишь 14% от всей нефти, которую потребляла, то в 1985г. – уже половину. Хорошие результаты давала геологоразведка. В 1984г. было открыто большое глубоководное месторождение Albacora. В 1985г. было открыто месторождение Marlim в заливе

---

<sup>24</sup> Our history // Сайт компании Petrobras - <http://www.petrobras.com.br/en/about-us/our-history/>

<sup>25</sup> F. Brandao. The Petrobras Monopoly and the Regulation of Oil Prices in Brazil, 1998. Стр. 21

Кампос в примерно 110 км от берега Рио-де-Жанейро. В 1986г. было открыто и через 2 года запущено месторождение Угуси, расположенное на реке Амазонка.

В 1997г. Бразилия открыла свою нефтяную и газовую промышленность для частных компаний, разрушив, существовавшую с 1953г. монополию компании Petrobras. Теперь Petrobras должна была получать лицензию на ГРП и добычу только в случае выигрыша в конкурентной борьбе с другими компаниями. Негосударственные компании получили возможность заниматься нефтепереработкой, также стал открытым доступ к свободному импорту нефти и нефтепродуктов<sup>26</sup>.

На 2012г. Petrobras остается крупнейшей бразильской корпорацией и одной из крупнейших в Латинской Америке по выручке. Доля государства в компании составляет 50,3%<sup>27</sup>. Petrobras разрабатывает большинство месторождений Бразилии (самостоятельно или в партнерстве с иностранными компаниями). Добыча нефти в 2012г. составила 109,4 млн т. нефти, из которых лишь около 9% добывалось за границей Бразилии<sup>28</sup>. Компания владеет сопоставимыми с добычей перерабатывающими мощностями в размере 100,9 млн т в год. Всего в 2012г. было произведено 97,2 млн т нефтепродуктов, что составило 105,3% от всех нефтеперерабатывающих мощностей страны (с учетом НПЗ компании за границей). Всего доказанные запасы компании были равны 2,15 млрд барр. н.э., из которых 1,81 млрд барр. запасы нефти и 0,33 млрд барр. – запасы газа. Все запасы нефти компании составляют 94,5% запасов страны, а запасы газа – 89,2%.

Кроме Бразилии компания ведет бизнес еще в 21 стране. В Южной Америке Petrobras присутствует как в сегменте ГРП и добычи, так и в переработке. В Северной Америке компания занимается добычей нефти и газа, кроме того, в США владеет нефтеперерабатывающими мощностями. Petrobras так же владеет

---

<sup>26</sup> F. Brandao. The Petrobras Monopoly and the Regulation of Oil Prices in Brazil. Oxford Institute for Energy Studies, 1998. Стр. 22

<sup>27</sup> Annual Report 2012 Form 20-F. United States Securities and Exchange Commission // Petrobras. Washington, D.C., 2013. Стр. 23

<sup>28</sup> Operational Highlights // Сайт компании Petrobras - <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/operational-highlights/production/crude-oil-and-oil-products-production-sales-import-and-export/crude-oil-and-oil-products-production-sales-import-and-export.htm>

мощностями по нефтепереработке в Японии. В Африке компания занимается добычей нефти в таких странах, как Ангола и Нигерия.

Таким образом, в настоящее время Petrobras занимает важное место в экономике Бразилии и ключевое в бразильском нефтегазовом секторе. Компания одинаково сильная как, в сегменте апстрим, так и даунстрим, перерабатывая почти столько же нефти, сколько и добывает. Развитое географическое присутствие свидетельствует о конкурентоспособности компании в борьбе с крупнейшими МНК и ННК.

### Eni

Предшественником Eni была компания Agip, основанная в 1926г. В 1953г. правительство Италии произвело слияние различных нефтегазовых активов страны, в число которых входили такие компании, как Agip и SNAM. На базе этих активов была образована компания Nazionale Idrocarburi (Eni). Итальянская ННК целиком и полностью принадлежала государству вплоть до 1995г<sup>29</sup>.

В период с 1995 по 2001 гг. было приватизировано 63% акционерного капитала компании. Государство осталось крупнейшим ее акционером. Остальным акционерам запрещено владеть более чем 2% акций компании.

На 2012г. компания вела деятельность в 43 странах. Сектор переработки у компании значительно менее развит, нежели сектор добычи. Компания владеет 6 из 16 НПЗ в Италии (НПЗ в Милацоо, Саннадзаро, Джела, Ливорно, Венеции и Таранто), а также долями в НПЗ в Германии и Чехии<sup>30</sup>. Нефтеперерабатывающие мощности компании составляют около 32,8% всех нефтеперерабатывающих мощностей Италии. Всего компания добывает 44,1 млн т нефти в год, что почти в 6 раз превышает количество нефти, которое добывается в Италии. Величина добываемого компанией газа, равная 46 млрд куб. м, почти в 15 раз превышает все кол-во газа, добываемое в Италии.

---

<sup>29</sup> Privatization // Сайт компании Eni - [http://www.eni.com/en\\_IT/investor-relation/eni-stock-markets/privatization/privatization.shtml](http://www.eni.com/en_IT/investor-relation/eni-stock-markets/privatization/privatization.shtml)

<sup>30</sup> Refining // Сайт компании Eni - [http://www.eni.com/en\\_IT/company/operations-strategies/refining-marketing/refining-rf/refining-marketing-refining.shtml](http://www.eni.com/en_IT/company/operations-strategies/refining-marketing/refining-rf/refining-marketing-refining.shtml)

## Statoil

Statoil была создана в 1972г в качестве частно- государственной компании. Как говорилось выше, ключевой мотивацией ее создания было приобрести и развить национальный опыт работы в нефтегазовой индустрии и главным образом в работе на шельфе. С 1973г. компания также присутствует в нефтехимическом бизнесе.

Через два года после своего создания, компания открыла месторождение Statdjord, а еще через 5 лет на нем началась добыча. В 1981г. Statoil получила права на разработку месторождения Gullfaks на норвежском континентальном шельфе.

В 2001г. компания была частично приватизирована. В 2007г. произошло слияние нефтегазовых активов Statoil и другой норвежской компании с государственным участием Norsk Hydro. Мотивацией для слияния послужил факт того, что обе компании конкурировали между собой на зарубежных рынках, участвуя в одних и тех же конкурсах и аукционах.

На 2012г. компания имеет присутствие в 40 странах, но ведет деятельность по ГРП и добыче только в 24 из них. Ежегодно Statoil добывает до 56 млн т нефти и до 50,3 млрд куб. м газа, что составляет 55,8% и 137,4% всей добычи нефти и газа Норвегии соответственно. Компания владеет двумя нефтеперерабатывающими заводами в Норвегии с нефтеперерабатывающей мощностью, составляющей 15 млн т в год. При этом, этих нефтеперерабатывающих мощностей вполне достаточно для покрытия внутреннего спроса на нефтепродуктов, который в 2012г. составил около 10,9 млн т в год.

## Pemex

Компания Petróleos Mexicanos (Pemex) создана 7 июня 1938г. в результате экспроприации всех активов иностранных компаний, начавшейся 18 марта того

же года по инициативе президента страны Ласаро Канденаса<sup>31</sup>. В качестве основной цели национализации Ласаро Канденас ставил перераспределение нефтяного богатства в пользу Мексики и подтверждение суверенитета страны за счет укрепления власти государства над имеющей стратегическое значение отраслью.

Страны, чьи компании потеряли свои активы в результате экспроприации собственности, объявили экономический бойкот Мексике. Бойкот включал покупку мексиканской нефти и продажу оборудования, которое могла понадобиться компании Pemex. В результате долгих переговоров мексиканское правительство согласилось выплатить иностранным компаниям 114 млн долл. Сумма выплачивалась в период с 1940г. до 1962г<sup>32</sup>.

Главной целью созданной ННК было снабжение мексиканского рынка нефтью, газом и нефтепродуктами по максимально низким ценам. Это давало возможность повысить уровень жизни населения и стимулировать индустриализацию страны. Pemex ориентировалась не на извлечение собственной прибыли, а на сохранение энергетической безопасности страны.

Запасы Pemex быстро росли. Если в 1938г. унаследованные компанией запасы составляли 0,18 млрд т н.э., то к 1960г. эта цифра возросла до 0,76 млрд т н.э. Основной рост запасов произошел в 70-х годах, благодаря чему в 1980г. запасы компании стали равны 8,24 млрд т н.э. Крупнейшим открытым в этот период месторождением, стало месторождение Cantatell (1976г.) с доказанными запасами 1,5 млрд т.<sup>33</sup> Подобный рост запасов позволил Мексике превратиться из импортера нефти в одного из крупнейших ее мировых экспортеров, и в основном это была заслуга Pemex.

В настоящее время обложенная высокими налогами Pemex мало инвестирует в геологоразведку и НИОКР. В связи с этим ресурсная база компании

---

<sup>31</sup> Historia de Petróleos Mexicanos // Сайт компании Pemex (исп.) -

[http://www.pemex.com/acerca/quienes\\_somos/historia/Paginas/historia-pemex.aspx#.UvZkavl\\_uAk](http://www.pemex.com/acerca/quienes_somos/historia/Paginas/historia-pemex.aspx#.UvZkavl_uAk)

<sup>32</sup> Petroleos Mexicanos History // Сайт Funding Universe - <http://www.fundinguniverse.com/company-histories/petroleos-mexicanos-history/>

<sup>33</sup> Historia de Petróleos Mexicanos // Сайт компании Pemex (исп.) -

[http://www.pemex.com/acerca/quienes\\_somos/historia/Paginas/historia-pemex.aspx#.UvZkavl\\_uAk](http://www.pemex.com/acerca/quienes_somos/historia/Paginas/historia-pemex.aspx#.UvZkavl_uAk)

стала снижаться. Так, если в 1998г. запасы компании (1P+2P+3P) составляли 7,9 млрд т н.э., то в начале 2010г.они составили 5,89 млрд т н.э., и только к 2012г. незначительно возросли (Рисунок 4). Сильное уменьшение доказанных запасов в 2002г. было вызвано проведением процедуры их переоценки. Кроме того, компания выделяется своей малой эффективностью. Так, несмотря на то, что в период с 1989г. по 1995г. Pemex почти в два раза снизила численность персонала (до 108 тыс. чел.), она все равно превышала численность персонала компании Еххон, представленной на всех континентах, имеющей выручку примерно в 5 раз выше, чем у Pemex<sup>34</sup>.

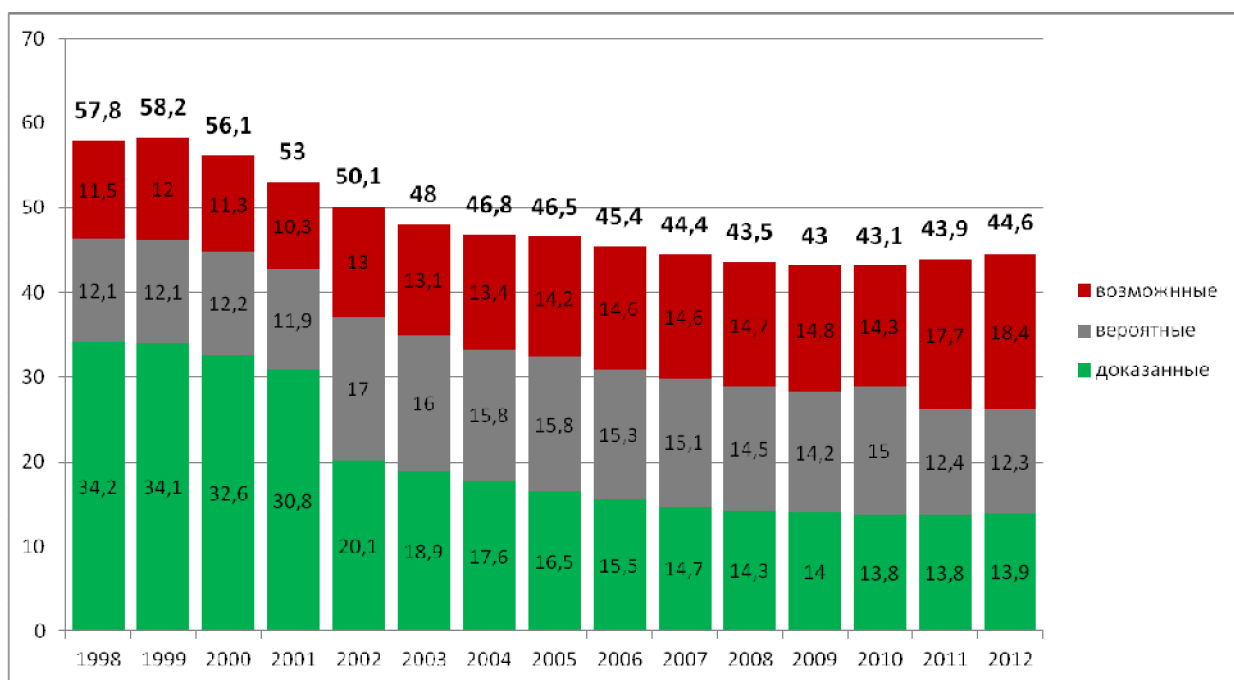


Рисунок 4 - Запасы компании Pemex 1998-2012гг.

Источник: компания Pemex<sup>35, 36, 37</sup>,

Компания в Мексике владеет 6 НПЗ с мощностью 211 тыс т. в день, что составляет 100% всех мексиканских нефтеперерабатывающих мощностей<sup>38</sup>. Выход светлых нефтепродуктов составил в 2012г. 58%, что выше, чем в

<sup>34</sup> Petroleos Mexicanos History // Сайт Funding Universe - <http://www.fundinguniverse.com/company-histories/petroleos-mexicanos-history/>

<sup>35</sup> Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2004 // Сайт компании Pemex, (исп.), 24.04.2004 - <http://www.pemex.com/files/content/ACFKPF5DbyYJ.pdf>

<sup>36</sup> Hydrocarbon Reserves as of January 1, 2013 // Сайт компании Pemex, 26.04.2013 -

[http://www.ri.pemex.com/files/content/Reporte%20de%20Reservas%201Q13\\_webcast\\_130429.pdf](http://www.ri.pemex.com/files/content/Reporte%20de%20Reservas%201Q13_webcast_130429.pdf)

<sup>37</sup> Данные на 1 января последующего года.

<sup>38</sup> 2011 International Comparisons Mexico in the World // Сайт компании Pemex - [http://ri.pemex.com/files/content/9\\_Comparison\\_2012.pdf](http://ri.pemex.com/files/content/9_Comparison_2012.pdf)



предыдущем году, но недостаточно для внутреннего рынка<sup>39</sup>. В 2012г. компания добыла 127,4 млн. т. нефти и 58 млрд куб. м. газа.

В последнее время правительство Мексики делало заметные усилия, направленные на то, чтобы приостановить тенденцию падения добычи, начавшееся с 2004г. В отрасли страны были произведены рыночные реформы. Произведено сокращение численности сотрудников компании и изменение ее организационной структуры. Долгое время правительство готовило отрасль к тому, чтобы впервые с 1938г. допустить в сектор иностранный капитал. Наконец, в декабре 2013г. был принят закон, позволяющий иностранным компаниям инвестировать в бурение на мексиканских месторождениях<sup>40</sup>. Сами месторождения остаются в собственности мексиканской ННК, а иностранные компании вправе рассчитывать на часть прибыли от добычи углеводородов.

### PDVSA

Венесуэла национализировала нефтяную отрасль в 1976, передав активы иностранных компаний созданной венесуэльской ННК *Petróleos de Venezuela S.A.* (PDVSA). Венесуэла выплатила в качестве компенсации 475 млн долл., эта сумма, как утверждает PDVSA должна была компенсировать потерю всех прибылей, если бы компании оперировали месторождениями вплоть до 1983г<sup>41, 42</sup>.

После нескольких сложных лет сразу после национализации, компания начала стремительно расти. В 80-х годах PDVSA уже считалась эффективной и быстро развивающейся ННК, ориентированной, в основном, на коммерческие цели. PDVSA управлялась топ-менеджментом, а государственные чиновники практически не вмешивались в бизнес компании. Доказанные запасы нефти Венесуэлы благодаря PDVSA выросли с 2,67 млрд т в 1980г., до 8,23 млрд т в

<sup>39</sup> Annual report 2012 // Pemex. Стр. 14 - <http://www.ri.pemex.com/files/content/Annual%20Report%202012.pdf>

<sup>40</sup> Mexican president signs controversial oil and gas law // BBC News Latin America & Caribbean, 21.12.2013 - <http://www.bbc.co.uk/news/world-latin-america-25471212>

<sup>41</sup> From privatization to nationalization of the Venezuelan oil industry // Сайт компании PDVSA -

[http://www.pdvs.com/index.php?tpl=interface.en/design/readmenuhist.tpl.html&newsid\\_obj\\_id=1869&newsid\\_temas=13](http://www.pdvs.com/index.php?tpl=interface.en/design/readmenuhist.tpl.html&newsid_obj_id=1869&newsid_temas=13)

<sup>42</sup> D. Hults. *Petróleos de Venezuela, S.A.: The Right-Hand Man of the Government*, 2007. Стр. 8



1990г. и 10,52 млрд т . в 2000г. В целом, за 25 лет с момента своего создания запасы нефти компании возросли на 420%, а запасы газа на 360%<sup>43</sup>.

С 1983г. PDVSA начала проводить политику интернационализации. За рубежом главными купленными активами были нефтеперерабатывающие мощности, способные перерабатывать тяжелую нефть, добываемую в Венесуэле. Согласно своей стратегии PDVSA, в основном, выкупала доли в НПЗ за рубежом, что позволяло, с одной стороны найти рынки сбыта для венесуэльской нефти, а с другой - перенять успешный опыт партнеров по совместному предприятию (СП). Компания завладела долями в НПЗ в США, Германии, Великобритании, Швеции. В США PDVSA купила компанию CITGO, владевшую 13 000 АЗС и контролировавшую почти 10% этого рынка<sup>44</sup>.

В 90-ые годы PDVSA стала развивать связи с международными компаниями уже в области ГРП и добычи. Данная политика получила название “Apetrura”, и заключалась в привлечении иностранных компаний в проекты 3 типов:

- увеличение добычи на месторождениях, на которых PDVSA это сделать не могла самостоятельно;
- развитие месторождений с пограничной рентабельностью;
- разработка неконвенциональных ресурсов.

Иностранные компании работали в условиях договоров, включавших в том числе применение режима льготного налогообложения. Данная политика привела к быстрому росту добычи. Так, с 1990г. по 1998г. добыча нефти в Венесуэле выросла с 117,8 млн т до 179,6 млн т.

В 1999г. началось правление нового президента Венесуэлы Уго Чавеса. Его президентская кампания была построена на критике политики PDVSA и довольно независимом от государства положении этой компании. В 2001г. был принят Закон об углеводородах, который запрещал все дальнейшие иностранные инвестиции, осуществляемые СП, если PDVSA не принадлежала большая часть предприятия. Также были подняты ставки по роялти для всех СП с 1-17% до 20-

<sup>43</sup> The History of PDVSA and Venezuela // Сайт Funding Universe - <http://www.energytribune.com/647/the-history-of-pdvsa-and-venezuela#sthash.3vNmuOym.dpbs>

<sup>44</sup> D. Hults. Petróleos de Venezuela, S.A. The Right-Hand Man of the Government, 2007. Стр. 9

30%<sup>45</sup>. С одной стороны этот закон усилил позиции PDVSA и государства в краткосрочной перспективе, но значительно ухудшил стратегические положения иностранных инвесторов. Это могло негативно отразиться на прибыли компании в дальнейшем. Несмотря на то, что руководство страны ставило своей целью перераспределение нефтяной ренты в пользу государства, а не изгнание иностранных нефтяных компаний, некоторые МНК позднее все же ушли из страны. Вскоре между топ-менеджментом PDVSA и Уго Чавесом разразился конфликт, закончившийся победой последнего. В результате конфликта топ-менеджмент компании был заменен на лояльный президенту, было уволено большое количество сотрудников компании, был назначен новый министр нефтяной промышленности страны. В результате компания стала в значительно большей степени выполнять типичные для ННК функции, и к традиционным целям максимизации прибыли добавились социально направленные задачи.

К настоящему моменту PDVSA является менее конкурентоспособной, чем была раньше. Компания все больше сотрудничает с другими ННК, а не МНК. Это сотрудничество не всегда происходит только по финансовым, а иногда исключительно по политическим причинам. Довольно активно в Венесуэле работают российские ННК «Роснефть» и «Газпром», а также «Лукойл» и «Газпромнефть». Не так давно нефтяные ресурсы месторождений Ориноко были признаны доступными для разработки и переведены в запасы, в результате чего доказанные запасы страны возросли до 40,8 млн т н.э., что сделало Венесуэлу страной №1 по размеру доказанных запасов в мире<sup>46</sup>. Однако, для разработки этих запасов компании потребуются самые передовые технологии, навыки и опыт, которые невозможно привлечь без сотрудничества с иностранными компаниями.

PDVSA полностью подконтрольна государству.

---

<sup>45</sup> D. Hults. *Petróleos de Venezuela, S.A.: The Right-Hand Man of the Government*, 2007. Стр. 13

<sup>46</sup> Oil – proved reserves history // BP Statistical Review of World Energy 2013 -

<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013.html>

## NNPC

Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) образовалась в 1977г. на основе Nigerian National Oil Corporation (NNOC), созданной в 1971г. сразу после вступления страны в ОПЕК. Коммерческая добыча нефти в Нигерии началась в 1958г. на месторождении, открытом СП Shell и BP – Shell BP Petroleum Development Company of Nigeria<sup>47</sup>. Иностранные компании получали доступ к ресурсам Нигерии через покупку концессий. Индустрия быстро росла, и правительство, начало задумываться над поиском путей перераспределения нефтяной ренты в пользу государства. В 1971г. страна вошла в ОПЕК, и согласно рекомендациям этой организации должна была заполучить контроль над своей нефтяной промышленностью, тогда и была создана нигерийская ННК.

Недавно созданная компания занялась скупкой различных нефтяных активов, принадлежащих иностранным компаниям. Первоначально компания становилась младшим партнером в осуществляемых проектах. Так, NNOC выкупила 33,33% акций Nigerian Agip Oil Company, 35% компании Safrap, являющейся нигерийской дочкой французской компании Elf. Компания также выкупала доли в нигерийских проектах у компаний Shell-BP, Gulf, Mobil<sup>48</sup>. Позже доли нигерийской ННК в совместных с иностранными компаниями проектах были постепенно увеличены до 60% и выше.

В 1980 произошла серия реформ с целью децентрализации управления компании и стимулирования развития конкуренции в отрасли. Дважды проводилась реструктуризация компании. Было стремление сделать ее более ориентированной на финансовый результат и независимой от финансовых субсидий правительства. Нельзя сказать, что данная политика увенчалась успехом.

В настоящее время нигерийская ННК является одной из крупнейших компаний в мире по объему добычи нефти. Ее доля от добычи всей нефти страны

---

<sup>47</sup> History of Nigerian Petroleum Industry // Сайт компании NNPC - <http://www.nnpcgroup.com/NNPCBusiness/BusinessInformation/OilGasinNigeria/IndustryHistory.aspx>

<sup>48</sup> Nigerian National Petroleum Corporation. History // Сайт Funding Universe - <http://www.fundinguniverse.com/company-histories/nigerian-national-petroleum-corporation-history/>

составляет 96,6%<sup>49</sup>. При этом большую часть своей нефти компания добывает в сотрудничестве с иностранными компаниями. Сотрудничество осуществляется в форме СПП, СП или сервисных контрактов. Добываемая компанией нигерийская нефть является высококачественной с низким содержанием серы и высоко ценится на рынке<sup>50</sup>. Это с одной стороны положительно сказывается на марже компании, но с другой стороны неоднозначно влияет на развитие собственной нефтепереработки.

### Китайские ННК

China National Petroleum Corporation (CNPC) – китайская национальная компания с долей государственного участия, равной 100%. Компания произошла из китайского Министерства топливной промышленности (позже переименованного в Министерство нефти), созданного в 1949г. В рамках данного министерства в 1952г. было создан департамент, отвечающий за деятельность в области ГРП и добычи углеводородов. В 1988г., Министерство было упразднено, а на его базе создана компания CNPC.

Если в первые годы своего существования компания специализировалась главным образом на добыче углеводородов, после реструктуризации в 1998г. компания начинает развивать и нефтеперерабатывающий бизнес. В 1999г. часть наиболее прибыльных активов в рамках реструктуризации была передана в управление созданной дочерней компании PetroChina<sup>51</sup>.

Начиная с 2000г., компания активно развивается, наращивая свое присутствие как в Китае, так и за пределами страны. Если в 2000г. CNPC принимала участие различных в проектах за пределами Китая только в 9 странах, то в 2007г. количество стран присутствия возросло до 26, а в 2012г. – до 29. Компания вела активную деятельность скупке активов в интересных для себя и

<sup>49</sup> NNPC 2012 Annual Statistical Bulletin – 1<sup>st</sup> edition // NNPC. Расчет по данным. Стр. 22 -

<http://www.nnpcgroup.com/PublicRelations/OilandGasStatistics/AnnualStatisticsBulletin/MonthlyPerformance.aspx>

<sup>50</sup> Oil production // Сайт компании NNPC -

<http://www.nnpcgroup.com/NNPCBusiness/UpstreamVentures/OilProduction.aspx>

<sup>51</sup> Form 20-F Annual and Transition report for the period ending 31.12.2012. United States Securities and Exchange Commission // PetroChina. Стр. 14

для страны регионах. В частности, были приобретены нефтеперерабатывающие активы в Африке.

PetroChina – китайская ННК, созданная в 1999г. В 2000г. компания разместила часть своих акций на бирже, однако большая часть осталась под контролем CNPC. В настоящее время доля частных держателей акций составляет 13,49%<sup>52</sup>.

Образовавшись всего 15 лет назад, в настоящее время PetroChina является самой крупной компанией по добыче нефти и газа в Китае. До 2005г. деятельность компании была ограничена внутреннем рынком. В 2005г. в результате соглашения с CNPC компания получила активы в 12 странах мира, в регионах Южной и Северной Америки, Ближнего Востока, Африки и СНГ. На 2012г. компания владела запасами 1,5 млрд т нефти и 1,89 трлн куб. м газа, а также 29 нефтеперерабатывающими и нефтехимическими производствами на территории Китая (не считая иностранные активы)<sup>53, 54</sup>.

China Petroleum and Chemical Corporation (Sinopec) – еще одна крупная китайская ННК. Также, как и PetroChina, компания провела листинг на биржах Гонконга, Лондона и Нью-Йорка в 2000г. В настоящее время государство через Sinopec Group Company контролирует 76,28% акций компании<sup>55</sup>. Всего в настоящее время компания владеет запасами 389 млн т нефти и 187 млрд куб. м газа. При своих сравнительно небольших для ННК запасов и добычи компания особенно сильна в переработке, владея 34 НПЗ в Китае, общие перерабатывающие мощности которых 261 млн т в год<sup>56</sup>. Поскольку объем перерабатываемой нефти превышает объем добываемой нефти компанией, Sinopec закупает большую часть нефти для переработки (79,71%) у международных поставщиков<sup>57</sup>.

---

<sup>52</sup> Form 20-F Annual and Transition report for the period ending 31.12.2012 // PetroChina. Стр. 15

<sup>53</sup> Form 20-F Annual and Transition report for the period ending 31.12.2012 // PetroChina. Стр. 18

<sup>54</sup> Form 20-F Annual and Transition report for the period ending 31.12.2012 // PetroChina. Стр. 27

<sup>55</sup> Form 20-F United States Securities and Exchange Commission 2011 // China Petroleum & Chemical Corporation. Стр. 13

<sup>56</sup> Form 20-F United States Securities and Exchange Commission 2012 // China Petroleum & Chemical Corporation. Стр. 22

<sup>57</sup> Form 20-F United States Securities and Exchange Commission 2012 // China Petroleum & Chemical Corporation. Стр. 23

## КРС

Kuwait Petroleum Corporation (КРС) – кувейтская ННК, была учреждена в 1980г. со 100% контролем государства. В структуры компании вошли созданные в более ранние периоды кувейтские компании, одной из наиболее крупных из них была KNPC (Kuwait National Petroleum Corporation). KNPC была создана в 1960г. и принадлежала государству лишь частично. Только в 1975г. государству удалось выкупить все доли частных инвесторов и 100% компании стало принадлежать стране. Другой компанией, также вошедших в структуры созданной в 1980г. КРС, стала КОС (Kuwait Oil Corporation). КОС была создана на паритетных началах компаниями British Petroleum и Gulf Oil Corporation, но в 1975г. компания была национализирована.

КРС быстро развивалась за пределами страны. В 80-х годах компания приобрела сбытовые и добывающие активы в Италии и Дании, Бельгии, Нидерландах, Швеции и Люксембурге. На сегодняшний день компания сохраняет значительное присутствие на европейских рынках. В период с 2000 по 2012 гг. компания сильно добычу, так рост добычи нефти за период составил 39% (с 109,2 млн т до 152,1 млн т), а природного газа 57% (с 9,5 млрд куб. м. до 14,9 млрд куб. м.).

В настоящее время Кувейт поощряет привлечение иностранных компания в нефтегазовый сектор страны в качестве младших партнеров. Компании полностью отвечают за разработку месторождения, при этом все добытые запасы принадлежат государству, а компания имеет право лишь на погашение затрат и долю от продажи добытых запасов.

## Вывод

Роль ННК, первые из которых появились в начале XX века, сильно возросла к настоящему времени.

Созданные своими правительствами компании развивались стремительно за счет государственной поддержки, выполняя стоявшие перед ними

государственные задачи. Большая часть государственных задач сводилась к следующим:

- повышение государственных доходов (изъятию нефтяной ренты);
- выполнению социальных обязательств перед населением;
- сокращение импорта;
- расширение внешнеполитических связей страны.

#### **1.4 Тенденции развития компании «Роснефть»**

##### Образование компании «Роснефть».

Предшественником современной компании «Роснефть» была основанная в 1991г. компания «Роснефтегаз». Государственная компания «Роснефтегаз» образовалась как правопреемник Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР. В состав «Роснефтегаза» на тот момент входили такие нефтедобывающие предприятия, как «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», «Когалымнефтегаз», «Лангепаснефтегаз», «Пурнефтегаз», «Юрайнефтегаз», «Татнефть», «Башнефть», «Томскнефть», «Сахалинморнефтегаз» и многие другие<sup>58</sup>. Всего входящие на тот момент в состав компании организации контролировали около 90% добываемой в СНГ нефти<sup>59</sup>.

Основание государственной компании, владеющей прежними активами Министерства нефтяной и газовой промышленности, рассматривалось в качестве первого шага к демонополизации отрасли и подготовительного этапа для построения рынка. Предполагалось создание российских нефтяных компаний по примеру западных вертикально-интегрированных нефтяных компаний, бизнес которых охватывал всю производственную цепочку от разведки, добычи, переработки и до сбыта готовых нефтепродуктов. Новые российские нефтяные компании должны были образовываться за счет приватизации части активов этой государственной компании.

---

<sup>58</sup> Постановление Совмина РСФСР №555: Об образовании Российской государственной нефтегазовой корпорации «Роснефтегаз», 18.10.1991 // Сайт «Законодательство России» - <http://russia.bestpravo.ru/fed2008i/data196/tex196542.htm>

<sup>59</sup> Н. Пусенкова. Российская промышленность: 20 лет, которые потрясли мир // Сайт «История новой России, 2010 - <http://www.ru-90.ru/node/1319/>

Уже в ноябре 1992г. был выпущен указ №1403 «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно - производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения», согласно которому были созданы компании «Роснефть», «Транснефть», «Транснефтепродукт», «Лукойл», «ЮКОС» и «Сургутнефтегаз». Государственная компания «Роснефть» оставалась значительно крупнее всех прочих компаний: ей принадлежали 259 предприятий, «Лукойлу» - 18, «ЮКОСу» и «Сургутнефтегазу» - по 11<sup>60</sup>.

#### «Роснефть» в 90-ые годы.

Всю историю компании «Роснефть» можно разделить на два основных периода: 90-ые годы и 2000-ые. Первый период – это период раздачи ценных активов в другие вновь образующиеся компании. Компания сознательно ослаблялась, и тенденция велась в направлении ее полного исчезновения. Второй период, 2000-е годы, - ознаменовался кардинальным изменением направления развития компании. Она стала быстро восстанавливать свои позиции в отрасли.

Компания «Роснефть» де факто была образована в 1993г., а в 1995г. преобразована в акционерное общество «Нефтяная компания “Роснефть”», 100% акций которой принадлежало государству. На момент своего создания компания контролировала 60% добычи всей нефти страны, и в нее входило 26 нефтедобывающих предприятия и 23 НПЗ, разбросанных по всей территории России<sup>61</sup>.

В период разрушения прежних торгово-экономических связей, меняющейся обстановки, падающих цен на нефть, роста инфляции государство сознательно пошло на раздел компании с целью демополизации рынка и повышения эффективности работы отрасли. «Роснефть», как правило, в первую очередь

---

<sup>60</sup> Указ Президента РФ №1403: Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно - производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения, 17.11.1992 // Сайт «Законодательство России» - <http://docs.pravo.ru/document/view/4214/10455382/>

<sup>61</sup> Пусенкова Н.Н. Новые звезды мировой нефтянки. Москва: Идея-Пресс, 2012. Стр. 262



расставалась с наиболее привлекательными для инвесторов активами. Так, в разное время компания потеряла «Нижевартовскнефтегаз», «Моснефтепродукт», Рязанский НПЗ, Омский НПЗ, Московский НПЗ. Омский НПЗ, являвшийся самым мощным и современным НПЗ страны, отошел «Сибнефти» в 1995г. Борьбу за Московский НПЗ, который был основным поставщиком топлива на самый привлекательный рынок страны, российская ННК проиграла правительству Москвы в 1997г. Всего в период 1993-1995гг. из входящих в «Роснефть» предприятий были созданы такие компании, как «Славнефть», «СИДАНКО», «ТНК», «Сибнефть», «Восточная нефтяная компания» («ВНК»), «ОНАКО» и др. Часть активов «Роснефти» отошла «Лукойлу» и «ЮКОСу».

Оставшаяся под государственной опекой компания «Роснефть» действовала в период смены системы и становления рыночных механизмов в России. Государство, стремясь построить рынок в российской нефтегазовой промышленности, не желало давать какие-либо преференции российской ННК. Компания должна была действовать как рядовой участник рынка, при том, что от нее регулярно отделялись наиболее привлекательные части, а ее структура постоянно сокращалась. Наиболее талантливые сотрудники переходили к частным компаниям-конкурентам, а «Роснефть» управлялась менеджерами старой закалки, которым не удавалось отстаивать интересы государственной компании в период зарождения и первых лет функционирования рыночной экономики в России. Так, «Роснефть» наряду с частными нефтяными компаниями принимала участие в залоговых аукционах, но без особого успеха. В 1995г. ее заявка на участие в залоговом аукционе на 40,12% акций «Сургутнефтегаза» не была принята организаторами. В 1997г. завод «Роснефти» «Краснодарнефтеоргсинтез» был выставлен на продажу за долги и в итоге куплен другой компанией. У частных компаний также были долги, но им удавалось избегать подобных примеров расставания со своими активами.

В период 90-х годов, когда цены на нефть были низки и остановившуюся экономику пытались оживить рыночными методами, существование собственной сильной ННК не вписывалось в стратегию правительства РФ и, более того,

рассматривалось в качестве препятствия к построению функционирующего и инвестиционно привлекательного рынка. В 1997г. был подготовлен план приватизации компании, согласно которому в собственности государства должен был остаться контрольный пакет акций, а остальное передано рабочему коллективу и приватизировано инвесторами. Но приватизация несколько раз откладывалась, пока не произошел кризис 1998г. После кризиса сменилось правительство, поменялось и его отношение к российской ННК. Долгий период неудач «Роснефти» подошел к концу.

Период развития компании в 90-ые годы был провальным. Если в 1991г. компания «Роснефтегаз» унаследовала более 90% всей нефтяной промышленности СНГ, созданная в 1993г. на основе активов «Роснефтегаза», «Роснефть» контролировала 60% добычи, то к концу периода компания сохранила в собственности лишь наименее привлекательные свои активы. Доля компании в добыче страны опустилась до 4%, и фактически «Роснефть» потеряла статус ННК<sup>62</sup> (Рисунок 5).

---

<sup>62</sup> J. Henderson. Rosneft on the road to global NOC. The Oxford Institute for Energy Studies, 2012. Стр. 4.

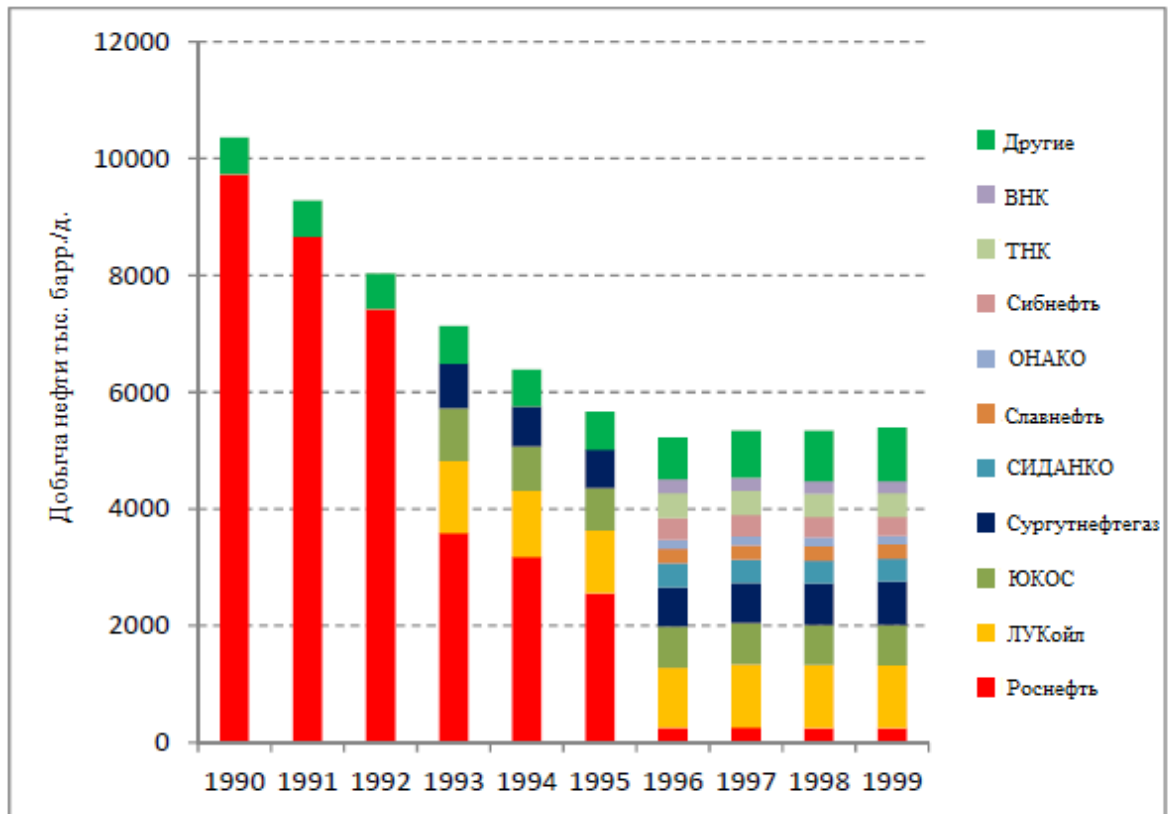


Рисунок 5 - Добыча нефти российскими нефтяными компаниями 1990-1999гг.

Источник: J. Henderson. *Rosneft on the road to global NOC*<sup>63</sup>

#### «Роснефть» в 2000-ые годы.

Второй период развития российской НК «Роснефть» можно разделить на два этапа: до поглощения основных активов «ЮКОСа» в 2004г. и после. На первом этапе «Роснефть» - это второстепенная по значимости в отрасли, но быстро растущая компания, использующая связь с государством для получения нерыночных привилегий над своими конкурентами. На втором этапе «Роснефть» - один из лидеров отрасли.

В августе 1998г. происходит дефолт, и правительство РФ уходит в отставку. На смену Сергею Кириенко на пост премьер-министра страны в сентябре пришел государственный старая закалки Евгений Примаков. В октябре того же года на пост гендиректора «Роснефти» приходит новый человек, сделавший карьеру в одном из предприятий «Роснефти» на Сахалине, Сергей Богданчиков. Главной

<sup>63</sup> J. Henderson. *Rosneft on the road to global NOC*. The Oxford Institute for Energy Studies, 2012. Стр. 5.

целью нового руководства компании и политики премьер-министра по отношению к компании стало противостояние поглощению компании олигархами.

В 2000г. президентом РФ стал Владимир Путин, и начался новый период истории компании «Роснефть». Поворот для российской НКК произошел по целому ряду причин, среди которых были необходимость для новой власти иметь сильную НКК. Рост цен на нефть позволил осуществить эту идею. Новому президенту нужна была сильная «Роснефть», чтобы противопоставить ее власти олигархов, которые прямо или косвенно контролировали частные нефтяные компании. В условиях начавшегося роста цен на нефть государство преследовало также два мотива, один из которых традиционен для стран-владельцев НКК, а второй характерен именно для России начала 2000-х. Первым мотивом было типичное в условиях роста цен на нефть перераспределение нефтяной ренты в сторону государства. Когда цены на нефть растут, бизнес нефтяных компаний становится более прибыльным, и движимое стремлением увеличить поступления в бюджет правительство занимается огосударствованием экономики в ущерб эффективности использования активов. Вторым мотив заключался в том, что новому президенту страны для того, чтобы проводить более независимую от олигархов политику нужно было иметь подконтрольные ему финансовые рычаги. Этой финансовой опорой и должна были стать сильная «Роснефть» и мощный «Газпром»).

В новый период своей истории вектор развития и функции «Роснефти» стали более близки к тому, что происходило с большинством НКК в начале их истории. Схожести развития «Роснефти» и иностранных НКК заключались в получении сопоставимых привилегий и возникновении соответствующих обязанностей. С одной стороны компания могла быстро расти преимущественно за счет скупки активов, имея возможность использовать административный ресурс. С другой стороны не ко всем проектам компания приступала, исходя исключительно из финансовых соображений. Зачастую, компания выполняла ту или иную деятельность, руководствуясь в первую очередь государственными

(политическими) интересами, а не интересами собственного бизнеса. Так, с 2000 года компания начала заниматься восстановлением нефтегазового комплекса Чеченской Республики. С финансовой точки зрения данный проект выглядел довольно спорным, а с точки зрения безопасности еще и рискованным в связи с началом второй чеченской войны. Однако уже в 2001г. созданная «Роснефтью» дочерняя компания «Грознефтегаз» (49% акций принадлежало правительству Чечни) начала добычу нефти в республике<sup>64</sup>. Очевидно, основной целью присутствия компании в Чечне является увеличение рабочих мест в республике и наполнением доходами республиканского бюджета. Судя по всему, исходя из этих же соображений, «Роснефть» собиралась уже в 2013г. потратить 2,5 млрд долл. на строительство Грозненского НПЗ мощностью примерно 1 млн т<sup>65</sup>.

Процесс возвращения «Роснефти» к своим прежним позициям в отрасли начался с консолидации акций в своих дочерних компаниях в 2000г. «Роснефти» было разрешено увеличить свою долю в дочерних компаниях до 75% акций<sup>66</sup>. Консолидации активов компании сопровождался конфликтами с миноритариями, владеющими долями в дочерних предприятиях, однако теперь компания была в силах успешно для себя разрешать эти конфликты.

Однако сама по себе консолидация акций в дочерних предприятиях не являлась существенной прибавкой к бизнесу «Роснефти», поскольку большинство этих предприятий были достаточно малы (исключение - «Пурнефтегаз»). Чтобы стать крупной компанией «Роснефть» должна была расти как органически, так и за счет поглощений. В 2001г. компания усилила свои позиции в Арктике, предприняв попытку освоения находящихся там месторождений, в том числе Приразломное. В 2003г. российская НК приобрела «Северную Нефть», владеющую 61,6 млн т доказанных запасов нефти в Тимано-Печоре. На момент

---

<sup>64</sup> Т. Алиев. Кому принадлежит чеченская нефть? // Интернет издание «Агентство Политических Новостей», 25.03.2008 - <http://www.apn.ru/publications/article19552.htm>

<sup>65</sup> И. Кезик, Т. Дзядко. «Роснефть» инвестирует в Чечню 2,5 млрд долл. // Деловая газета «ВЕДОМОСТИ», 08.05.2013 - [http://www.vedomosti.ru/companies/news/11869301/rosneft\\_investiruet\\_v\\_chechnyu?utm\\_source=vedomosti&utm\\_medium=widget&utm\\_campaign=vedomosti&utm\\_content=link](http://www.vedomosti.ru/companies/news/11869301/rosneft_investiruet_v_chechnyu?utm_source=vedomosti&utm_medium=widget&utm_campaign=vedomosti&utm_content=link)

<sup>66</sup> Н. Пусенкова. 20 лет российской нефтянки, которые потрясли мир // Сайт «История новой России», 2010 - <http://www.ru-90.ru/node/1319/>

покупки «Северная Нефть» вела судебные разбирательства с компанией «Лукойл» по поводу приобретения лицензии на одном из месторождений, однако сразу после того, как ННК завладела компанией, «Лукойл» отказалась от своих претензий к «Северной Нефти». «Роснефть» успешно управляла этим активом, улучшив производственные показатели компании. Так, к концу 2006г. «Северная Нефть», увеличила объем добычи нефти в 2,4 раза по сравнению с 2003г.<sup>67</sup>.

Настоящий скачок в своем развитии компания совершила в 2004г., когда ей удалось увеличить объемы своего бизнеса в несколько раз и избежать участи быть проданной «Газпрому». «Роснефть» через «удачную» покупку ООО «Байкалфинансгрупп» стала владельцем ~76,6% акций «Юганскнефтегаза»<sup>68</sup>. Эта сделка позволила российской ННК стать третьей компанией по нефтедобыче в России, уступая лишь «Лукойлу» и «ТНК-ВР» и контролировать 15% всей добычи страны<sup>69, 70</sup>. 70% доказанных запасов и нефтедобычи «Роснефти» приходилось как раз на активы «Юганскнефтегаза»<sup>71</sup>.

В 2006г. «Роснефть» первой из российских нефтяных компаний провела IPO, выручив 10,6 млрд долл за 14,8% акций<sup>72</sup>. Это размещение было крупнейшим среди российских компаний и пятым среди мировых. Среди покупателей акций «Роснефти» были ВР, Petronas, CNPC. Часть прочих активов «ЮКОСа», такие как «Томскнефть» и «Самаранефтегаз» были присоединены к «Роснефти» в 2007г.

В 2010г. пробывший 12 лет на посту руководителя компании Сергей Богданчиков ушел в отставку, и его место занял первый вице-президент компании Эдуард Худайнатов. К этому времени «Роснефть» снова являлась компанией №1 в российской нефтяной промышленности, на порядок обгоняя своего ближайшего частного конкурента «Лукойл» по таким показателям, как объем нефтедобычи и размер доказанных запасов. В 2013г. «Роснефть» и вовсе превратилась в

<sup>67</sup> Годовой отчет 2006 // «Роснефть». Стр. 23

<sup>68</sup> «Роснефть» купила «Байкалфинансгрупп», получив контроль над «Юганскнефтегазом» // Новостной портал «НьюсРу.ком», 23.12.2004 - <http://www.newsru.com/finance/23dec2004/rosneft.html>

<sup>69</sup> И. Велетминский. «Байкал» влился в «Роснефть» // Издание «Российская Газета», 24.12.2004 - <http://www.rg.ru/2004/12/23/rosneft-1.html>

<sup>70</sup> Информационные услуги для нефтегазового бизнеса // Нефтегазовый журнал «ИнфоГЭК», №1, 2006. Стр. 72-78.

<sup>71</sup> Годовой отчет 2006 // «Роснефть». Стр. 23.

<sup>72</sup> Годовой отчет 2007 // «Роснефть». Стр. 18.

абсолютно доминирующую компанию отрасли, консолидировав 100% акций «ТНК-ВР».

### **1.5 Вывод**

История развития компании «Роснефть» может быть разбита на два периода, и только во втором периоде компания развивалась в рамках общей тенденции развития мировых ННК.

Первый период развития – 90-ые годы оказался для компании провальным. В этот период она, фактически потеряла статус ННК, поскольку перестала быть значимым игроком в нефтегазовом секторе в России, и ее доля в российской добыче снизилась с 60% до 4%.

«Роснефть» начала развиваться в рамках общей тенденции развития ННК только, начиная с 2000г., когда у нового правительства появилась заинтересованность в существовании сильной ННК. Также как и с другими ННК, когда государство решило, что существование ННК для страны целесообразно, компания, пользуясь государственной поддержкой, начала быстро расти, как за счет поглощений активов других компаний, так и благодаря органическому росту.

За усилением влияния компании в отрасли стояли как схожие с другими ННК мотивы: повышение государственных (бюджетных) доходов и изъятие нефтяной ренты в условиях роста цен на нефть, так и характерные для России начала 2000-х: внутривластная борьба между новой властью и отдельной частью бизнес истеблишмента страны за рычаги финансового влияния.

В настоящее время компания, являясь российской ННК и выполняя как финансовые функции, характерные для МНК, так и часть государственных функций, может и дальше способствовать росту государственных доходов в бюджет. Предполагается, что переработка является одной из потенциальных сфер, в которой компания может увеличить бюджетные доходы. В дальнейших главах автор подробнее оценит возможность увеличения бюджетных доходов компании в переработке и проанализирует существующую практику работы ННК в этом сегменте.

## **2. Сравнение компаний по месту сегмента нефтепереработки в цепочке создания стоимости**

### **2.1 Место нефтепереработки в производственной цепочке компаний**

В большинстве современных ВИНКов существуют 3-4 ключевые бизнес единицы: добыча, переработка и нефтехимия, сбыт. В некоторых случаях переработка и нефтехимия разделяются на 2 отдельные бизнес единицы. Нефтепереработка занимает ключевое место в производственной цепочке вертикально-интегрированных компаний. Ключевое положение нефтепереработки на пути к конечному потребителю объясняется невозможностью широкого использования добытой сырой нефти без переработки.

Существует несколько вариантов, как добываемая компаниями нефть доходит до потребителя. В случае если нефть добывается в одной стране, а ее потребитель находится в другой, то добытый продукт транспортируется по трубопроводам и/или по морю с использованием нефтяных танкеров до нефтеперерабатывающего завода. В случае если потребитель находится внутри страны, то нефть транспортируется по внутренним трубопроводам до НПЗ. После переработки на НПЗ нефтепродукты либо сразу отправляются на сбыт, либо дополнительно перерабатываются на нефтехимическом производстве и затем сбываются конечному потребителю (Рисунок 6).



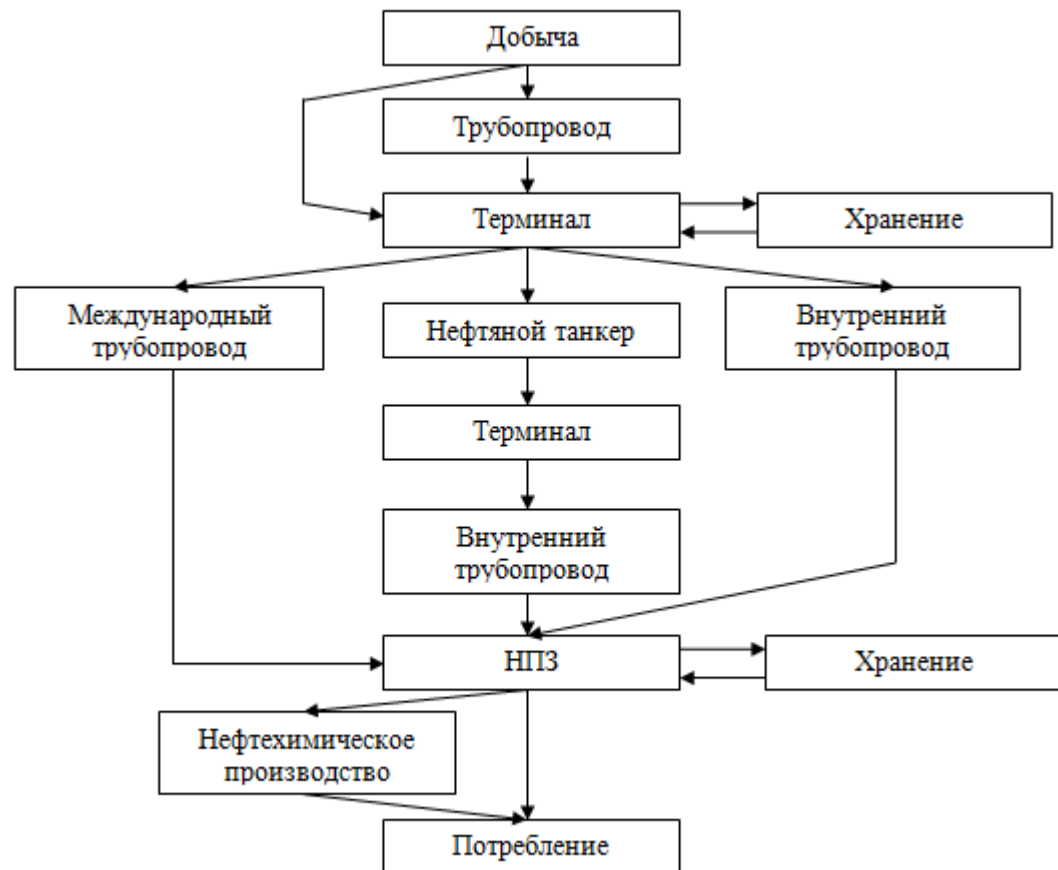


Рисунок 6 - Место нефтепереработки в производственной цепочке компании  
(обобщенный вариант)

Источник: *Putting a price on Energy*<sup>73</sup>, *Saudi Aramco*<sup>74</sup>

## 2.2 Сравнение места нефтепереработки в мировых ННК по производственным показателям

Среди проанализированных 12 ННК, включая «Роснефть», не было найдено ни одной компании, которая бы не занималась нефтепереработкой. Более того, в большинстве компаний (8 из 12) объем перерабатываемой нефти составляет более 50% добываемой ими сырой нефти. В данный список входит и «Роснефть», которая в 2012г. переработала 50,5% добытой нефти. Четыре компании перерабатывают больше нефти, чем добывают, причем 3 из них – это китайские ННК: CNPC, PetroChina и Sinopec. Sinopec является рекорсменом по отношению

<sup>73</sup> *Putting a price on energy*. International pricing mechanisms for oil and gas. Energy Charter Secretariat. Brussels, 2007. Стр. 40.

<sup>74</sup> *Shaping tomorrow*. 2012 Annual Review // Saudi Aramco. Стр. 6-7.

переработки нефти к добыче среди рассмотренных компаний. Компания перерабатывает почти в 3 раза больше того объема нефти, который добывает. К числу компаний, перерабатывающих менее 50% добытой нефти, относятся Statoil, Saudi Aramco, KPC, и NNPC. Причины более низкого уровня переработки у этих компаний различны, и будут рассмотрены ниже. Однако, что касается Saudi Aramco, следует упомянуть, что компания планирует строительство 2 НПЗ суммарной мощностью 40 млн т в год, что должно будет значительно увеличить выпуск нефтепродуктов в стране, кроме того, часть мощностей переработки в стране контролируется иностранными партнерами, например, Saudi Aramco Mobil Refinery (SAMREF), Saudi Aramco Shell Refinery<sup>75, 76</sup> (Таблица 3).

Таблица 3 – Сравнение отношения объемов переработки и добычи нефти в мировых ННК, млн т, на 2012г.

	Компания	Страна	Добыча сырой нефти компаний, млн т	Выпуск нефтепродуктов компаний, млн т	Доля переработки в добыче сырой нефти
1.	Petrobras	Бразилия	99,0	99,9	100,9%
2.	Eni	Италия	44,1	30,0	68,0%
3.	Statoil	Норвегия	56,1	15,4	27,4%
4.	Pemex	Мексика	126,9	66,9	52,7%
5.	PDVSA	Венесуэла	144,0	109,6	76,1%
6.	NNPC	Нигерия	116,3	4,5	3,9%
7.	Saudi Aramco	Саудовская Аравия	476,6	69,5	14,6%
8.	CNPC	Китай	151,8	191,0	125,8%
9.	PetroChina <sup>77</sup>	Китай	125,1	158,0	126,3%
10.	Sinopec	Китай	45,0	133,0	295,3%
11.	KPC	Кувейт	152,1	41,6	27,4%
12.	Роснефть	Россия	122,0	61,6	50,5%

Источник: Годовые отчеты компаний.

Компанию с наименьшей долей переработки от добычи нефти – NNPC, - (всего 3,9%) нельзя назвать успешным примером ННК без переработки. Столь низкое отношение переработки к добыче достигнуто не в результате

<sup>75</sup> ExxonMobil. Kingdom of Saudi Arabia. Saudi Aramco Mobil Refinery (SAMREF) // Сайт компании Exxon Mobil - [http://www.exxonmobil.com.sa/ksa-English/PA/about\\_what\\_samref.aspx](http://www.exxonmobil.com.sa/ksa-English/PA/about_what_samref.aspx)

<sup>76</sup> Saudi Arabia // Сайт компании Shell - <http://www.shell.com/global/aboutshell/contact-us/contact/contact-saudi-arabia.html>

<sup>77</sup> В данном случае приводятся данные по мощностям переработки за неимением данных по реальному объему выпуска нефтепродуктов.

целенаправленной политики по снижению доли переработки в бизнесе компании, а в результате внешних негативных факторов. И сегодня именно развитие нефтепереработки является ключевой задачей компании. При том объеме нефти, которое добывается в Нигерии страна потребляет больше нефтепродуктов, нежели производит собственными силами (Рисунок 7).

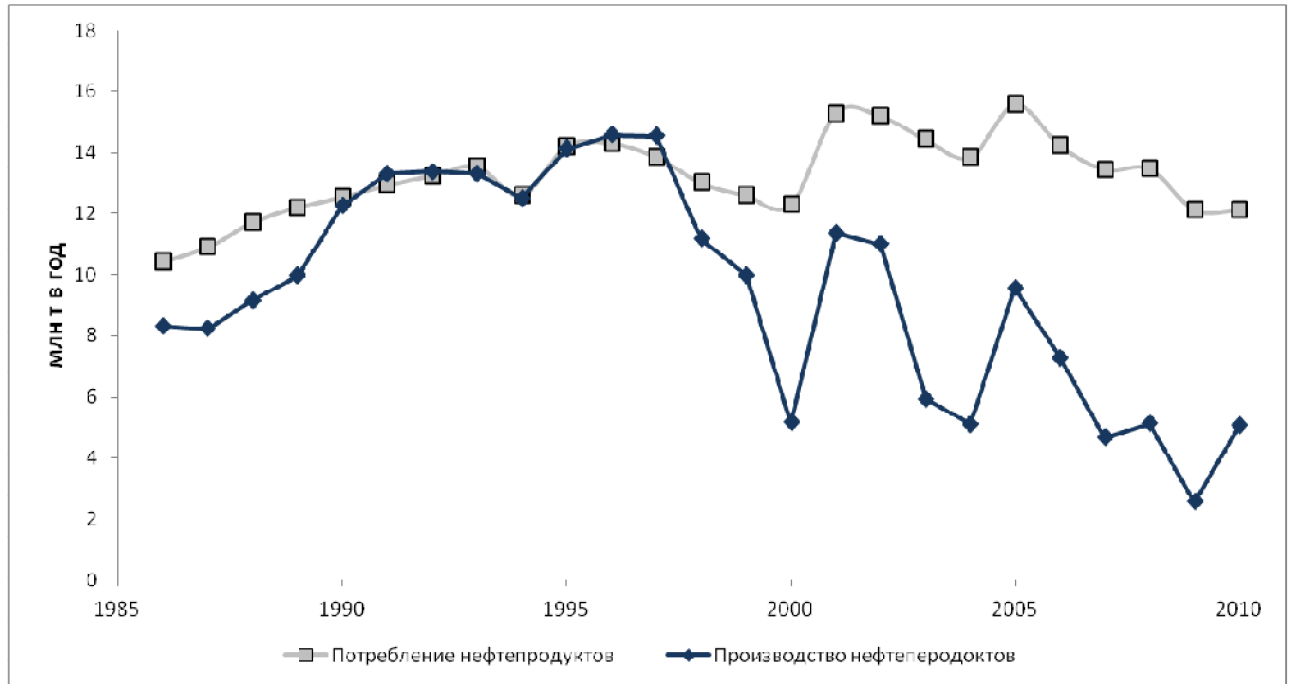


Рисунок 7 - Потребление и производство нефтепродуктов в Нигерии в 1986-2010гг. млн т в год.

Источник: US Energy Information Administration<sup>78, 79</sup>,

Компания владеет тремя НПЗ: KRPC, PHRC, WRPC с суммарной нефтеперерабатывающей мощностью 21,94 млн т в год, что позволяет полностью покрыть потребности внутреннего спроса на нефтепродукты (13,5 млн т в 2012г.)<sup>80</sup>, не может обеспечить их загрузку. Это является причиной дефицита нефтепродуктов в стране. Загруженность НПЗ компании в 2012г. составила всего

<sup>78</sup> Total Petroleum Consumption. International Energy Statistics // U.S. Energy Information Administration - <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=5&aid=2&cid=regions&syid=1980&eyid=2012&unit=TBPDP>

<sup>79</sup> Refined Petroleum Products. International Energy Statistics // U.S. Energy Information Administration - <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=54&aid=1&cid=regions&syid=1980&eyid=2012&unit=TBPDP>

<sup>80</sup> NNPC 2012 Annual Statistical Bulletin – 1<sup>st</sup> edition // NNPC. Стр. 6 - <http://www.nnpcgroup.com/PublicRelations/OilandGasStatistics/AnnualStatisticsBulletin/MonthlyPerformance.aspx>

21%<sup>81</sup>. Даже по отдельности для каждого из трех НПЗ NNPC уровень загрузки всего 2 раза превысил порог в 50%, в период с 2003г. по 2012г. (Таблица 4).

Таблица 4 - Процент загрузки НПЗ компании NNPC за 2003-2012гг (%).

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
KRPC	15,96	26	33,08	8,34	0	19,56	22,17	20,46	22,17	29,12
PHRC	41,88	31,04	42,18	50,26	24,87	17,84	15,23	9,17	11,96	11,95
WRPC	14,27	14,27	54,85	3,85	0	38,52	41,34	43,36	27,99	27,88

*Источник: NNPC 2012 Annual Statistical Bulletin*

Низкая загрузка НПЗ вызвана регулированием цен на нефтепродукты, что снижает экономическую привлекательность данного рынка. Компании выгоднее экспортировать сырую нефть, чем перерабатывать ее на собственных заводах в стране.

Одной из причин низкого отношения объема переработки к объему добычи других НК является малый объем внутреннего рынка нефтепродуктов. Так, компания Statoil, перерабатывая лишь 27,4% добытой нефти на своих двух НПЗ (Монгстад мощностью 11 млн т и Калинборг с мощностью 5,5 млн т), не только полностью удовлетворяет внутренний спрос на нефтепродукты, но и имеет возможность реализовывать продукцию в других европейских странах. Ситуация с компанией КРС аналогична. Кувейтская НК перерабатывает только 27,4% добываемой нефти, однако, внутреннее потребление настолько мало (всего 19,2 млн т в год), что компании хватает выпускаемого объема нефтепродуктов (41,6 млн т) не только для удовлетворения спроса внутреннего рынка, но и для реализации за пределами страны. Половина компаний из рассмотренного списка производит менее половины внутреннего спроса на нефтепродукты. При этом, 3 из этих компаний – это китайские НК, совокупное производство нефтепродуктов которыми составляло 94% от потребления нефтепродуктов в

<sup>81</sup> Там же

стране на 2012г<sup>82</sup>. Компания Eni, рассматриваемая в данной работе как ННК, не занимает монопольного положения на итальянском рынке. Компания владеет лишь 6 из 16 НПЗ в стране, что позволяет ей контролировать лишь 29% нефтеперерабатывающих мощностей в Италии (без учета мощностей по переработке за пределами страны – доли в Германии 8,3% в НПЗ г. Шведт и 20% в интегрированных НПЗ в Фобурге и Нойштадте и в Чехии – 32,4% в двух НПЗ в г. Кралупы и Литвинов)<sup>83</sup>. Что касается «Роснефти», то компания также не является монопольным поставщиком нефтепродуктов на российский рынок, производя лишь 41,6% объема внутреннего спроса на нефтепродукты (Таблица 5).

Таблица 5 - Сравнение объемов спроса на нефтепродукты в стране и выпуска нефтепродуктов мировыми ННК (на 2012г.)

	Компания	Страна	Потребление нефтепродукто в в стране <sup>84</sup>	Выпуск нефтепродукто в компанией	Доля выпуска нефтепродукто в компанией от общего объема потребления в стране
1.	Petrobras	Бразилия	140,3	99,9	71,1%
2.	Eni	Италия	67,6	30,0	44,4%
3.	Statoil	Норвегия	10,9	15,4	141,1%
4.	Pemex	Мексика	107,2	66,9	62,4%
5.	PDVSA	Венесуэла	38,8	109,6	282,1%
6.	NNPC	Нигерия	13,5	4,5	33,3%
7.	Saudi Aramco	Саудовская Аравия	118,6	69,5	58,6%
8.	CNPC	Китай	513,8	191,0	37,2%
9.	PetroChina <sup>85</sup>	Китай	513,8	158,0	30,7%
10.	Sinopec	Китай	513,8	133,0	25,9%
11.	KPC	Кувейт	19,2	41,6	217,0%
12.	Роснефть	Россия	149,6	61,6	41,2%

Источник: Годовые отчеты компаний, U.S. Energy Information Administration

<sup>82</sup> За выпуск нефтепродуктов компании PetroChina приняты перерабатывающие мощности за неимением данных по реальному объему выпуска нефтепродуктов. В реальности выпуск нефтепродуктов ниже объема мощностей по переработке. Кроме того учитываются объемы переработки как внутри страны, так и за ее пределами.

<sup>83</sup> The refineries outside Italy // Сайт компании Eni - [http://www.eni.com/en\\_IT/company/operations-strategies/refining-marketing/refining-rf/refineries-outside-italy.shtml](http://www.eni.com/en_IT/company/operations-strategies/refining-marketing/refining-rf/refineries-outside-italy.shtml)

<sup>84</sup> Данные приведены за последний год, по которому доступна информация.

<sup>85</sup> В данном случае приводятся данные по мощностям переработки за неимением данных по реальному объему выпуска нефтепродуктов.

Следует отметить, что если вычесть доли нефтепродуктов, которые компании производят на НПЗ, расположенных за пределами страны, то доли многих компаний на внутреннем рынке еще больше снизятся. В частности, из общих перерабатывающих мощностей «Роснефти», равных 66 млн т в год, 11,9 млн приходится на 50% доли компании на НПЗ Ruhr Oel GmbH. Без этого НПЗ «Роснефть» производит лишь 36,2% внутреннего спроса на нефтепродукты, при этом значительная часть произведенной продукции отправляется на экспорт. Аналогичны данные по CNPC, которая производит в Китае только 147 млн т нефтепродуктов из общего объема производства, равного 191 млн т.

Большинство мировых ННК являются не единственным производителем нефтепродуктов в своей стране. Прочие компании либо участвуют в нефтепереработке страны в качестве партнеров ННК, владея определенными долями в НПЗ, как, например, в Саудовской Аравии (Exxon, Shell, Total) или Бразилии (Repsol), либо напрямую конкурируют с ННК на внутреннем рынке. Так происходит в Италии и России. И именно у Eni и «Роснефти» самые низкие проценты выпуска нефтепродуктов в сравнении с рассмотренным набором компаний. Несмотря на то, что для потребителей нефтепродуктов внутри страны конкуренция нефтепереработчиков была бы более выгодна, в большинстве стран применяется вариант партнерства с ННК (на долевого основе). Только Венесуэльская PDVSA выпускает нефтепродукты большим объемом, чем производится внутри страны. Это объясняется наличием большого кол-ва мощностей по переработке в собственности компании за пределами страны. Тяжелую венесуэльскую нефть можно перерабатывать на малом количестве специально приспособленных для такой продукции заводов, поэтому компания предпочитает иметь в собственности НПЗ, способные переработать добываемую компанией нефть, на своих рынках сбыта (Таблица 6).

Таблица 6 - Сравнение объемов производства нефтепродуктов в стране и объемов производства мировыми ННК на 2012г.

	Компания	Страна	Общий выпуск нефтепродукто в в стране	Выпуск нефтепродукто в компанией	Доля выпуска нефтепродукто в компанией от общего выпуска нефтепродукто в в стране
1.	Petrobras	Бразилия	105,4	99,9	94,7%
2.	Eni	Италия	94,3	30,0	31,8%
3.	Statoil	Норвегия	15,4	15,4	100,0%
4.	Pemex	Мексика	68,2	66,9	98,1%
5.	PDVSA	Венесуэла	55,5	109,6	197,5%
6.	NNPC	Нигерия	4,9	4,5	91,8%
7.	Saudi Aramco	Саудовская Аравия	96,8	69,5	71,8%
8.	CNPC	Китай	449,2	191,0	42,5%
9.	PetroChina <sup>86</sup>	Китай	449,2	158,0	35,2%
10.	Sinopec	Китай	449,2	133,0	29,6%
11.	KPC	Кувейт	45,8	41,6	90,8%
12.	Роснефть	Россия	240,6	61,6	25,6%

*Источник: Годовые отчеты компаний, U.S. Energy Information Administration.*

### **2.3 Сравнение политики различных компаний в сегменте нефтепереработки с точки зрения создания стоимости**

Будучи дополнительным звеном в производственной цепочке, нефтепереработка, должна не только перерабатывать продукцию из сырой нефти в нефтепродукты, но и приносить дополнительную прибыль компании. Однако, некоторые свойства нефтеперерабатывающей промышленности затрудняют процесс получения дополнительной стоимости для компаний. Нефтепереработка является высоко конкурентной средой с высокими невозвратными затратами, высокими постоянными затратами, высокими экологическими рисками и постоянно снижающейся маржой в связи с ростом производства топлив-субститутов и повышающейся энергоэффективностью в отдельных регионах мира.

Не удивительно, что многие международные нефтяные компании начали избавляться от своих перерабатывающих активов. ExxonMobil продала свою долю во втором по объему НПЗ в Японии Yugen Kaisha, компания вышла из

<sup>86</sup> В данном случае приводятся данные по мощностям переработки за неимением данных по реальному объему выпуска нефтепродуктов.

нефтеперерабатывающего бизнеса в ряде стран Центральной Америки, таких, как Белиз, Эл Сальвадор, Гватемала, Гондурас, Никарагуа и Панама, продала свои активы в ряде стран Южной Америки: Аргентине (НПЗ Кампана в провинции Буэнос-Айреса ), активы по сбыту нефтепродуктов в Уругвае, Парагвае<sup>87, 88, 89</sup>. Схожую политику проводят и другие успешные МНК. Компания Shell вышла из нефтеперерабатывающего бизнеса в Австралии (сославшись на невозможность конкурировать из-за слишком высоких затрат на НПЗ), продала активы по переработке в Европе, в частности в Великобритании (Станлов НПЗ), в Германии (НПЗ в г. Хайде), Финляндии (НПЗ в г. Гетеборг)<sup>90, 91, 92</sup>. ConocoPhillips также либо продавала свои активы по переработке, либо перестраивала их в нефтехранилища. Так, компания закрыла свой самый крупный европейский НПЗ в Европе (13 млн т в год), расположенный в г. Вильгельмсхафен в Германии, продала НПЗ в США (НПЗ в г. Трейнер, Пенсильвания)<sup>93, 94</sup>. Chevron также вышла из ряда своих перерабатывающих активов в Европе. В 2011г. Компания продала НПЗ в г. Пемброк в Великобритании, а в 2007г. – НПЗ в г. Коритон<sup>95</sup>. Компания BP была вынуждена продать часть своих активов по переработке (НПЗ в Калифорнии и Техасе), однако здесь были и причины связанные с

<sup>87</sup> Michael J. De La Merced. Exxon Mobil to Sell Its Japanese Arm for \$3.9 Billion // Газета «The New York Times», 29.01.2012 - [http://dealbook.nytimes.com/2012/01/29/exxon-mobil-to-sell-its-japanese-arm-for-3-9-billion/?\\_php=true&\\_type=blogs&\\_r=0](http://dealbook.nytimes.com/2012/01/29/exxon-mobil-to-sell-its-japanese-arm-for-3-9-billion/?_php=true&_type=blogs&_r=0)

<sup>88</sup> Pablo Gonzalez. Bidas Completes Purchase of Exxon Refinery in Argentina // Провайдер финансовой информации «Bloomberg», 28.09.2012 - <http://www.bloomberg.com/news/2012-09-27/brididas-completes-purchase-of-exxon-campana-refinery-in-argentina.html>

<sup>89</sup> Exxon Mobil sells downstream assets in Argentina, Paraguay, Uruguay // Информационное агентство «SeeNews» - <http://energy.seenews.com/news/exxon-mobil-sells-downstream-assets-in-argentina-paraguay-uruguay-14648>

<sup>90</sup> Ross Kelly. Shell Selling Its Last Australian Refinery // Газета «The Wall Street Journal», 04.04.2013 - <http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424127887323646604578401461176187462>

<sup>91</sup> Shell sells UK Stanlow refinery to Essar Oil (UK) Limited // Сайт компании Shell, 29.03.2011 - <http://www.shell.com/global/aboutshell/media/news-and-media-releases/2011/sale-essar-stanlow-refinery-29032011.html>

<sup>92</sup> FACTBOX-European oil refineries for sale or closure // Информационное агентство «Reuters», 03.06.2011 - <http://uk.reuters.com/article/2011/06/03/european-refinery-closures-sales-idUKLDE74U16520110603>

<sup>93</sup> Nicholas Comfort and Nidaa Bakhsh. Conoco Reaches Deal to Close Wilhelmshaven Refinery in Germany // Провайдер финансовой информации «Bloomberg», 10.05.2011 - <http://www.bloomberg.com/news/2011-05-10/conoco-reaches-deal-to-close-wilhelmshaven-refinery-in-germany.html>

<sup>94</sup> ConocoPhillips completes spinoff of refining business // Информационное агентство «Reuters», 01.05.2012 - <http://www.reuters.com/article/2012/05/01/us-conoco-phillips-idUSBRE8400U120120501>

<sup>95</sup> The future of the European refinery industry // KPMG Global Energy Institute. KPMG, 06.2012 - <http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents/future-european-refining-industry-june2012.pdf>



необходимостью нахождения средств в результате аварии на платформе Horizon в Мексиканском Заливе<sup>96</sup>.

Основной причиной, по которой МНК отказываются от бизнеса в нефтепереработке, является малая рентабельность. Соответственно частные компании отказываются от переработки в пользу более рентабельных и/или перспективных в будущем бизнесов: добыча, разработка нетрадиционных ресурсов, ВИЭ. Мало компаний приводят данные по роли сегмента переработки в цепочке создания стоимости компаний, доле сегмента в общей прибыли компании за период, однако даже по доступным данным можно сделать вывод, что переработка либо создает значительно меньше добавленной стоимости, либо вовсе ее разрушает.

Сравнение доступных данных по 2 крупным МНК (ExxonMobil и Royal Dutch Shell) и 2 ННК (Eni и «Роснефть») подтвердило данное предположение. Во всех 4 компаниях прибыль на 1т переработки значительно уступает прибыли на 1т добычи. Так, у ExxonMobil – крупнейшего нефтепереработчика в мире, владеющего 32 НПЗ, в 2012г. прибыль от 1т переработанной нефти составляла 19,2% от прибыли с 1т добычи. Показали компании Shell за 2012г. еще ниже. Прибыль от переработки 1т нефти в 2012г. составляла лишь 12% от прибыли с 1т добычи. Компания «Роснефть» в 2012г. имела наиболее высокое отношение прибыли с 1т переработки к прибыли с 1т добычи среди всех компаний, оно составляло 22%. Однако это все равно означает, что добавочная стоимость от переработки в 2012г. была почти в 5 раз ниже стоимости от добычи. В другой ННК – Eni,- добавочная стоимость переработки и вовсе отрицательная. Так, в 2012г. чистый убыток от деятельности сегмента переработки в компании составил – 230 млн долл.

Доля сегмента нефтепереработки в общей прибыли компаний всегда была мала, но особенно сильно упала во время кризиса. Так, в 2009г. доля сегмента переработки в чистой прибыли компаний составляла 8,4% для ExxonMobil, 3,07%

---

<sup>96</sup> Julia Kollewe. BP sells Californian oil refinery for \$2.5bn. // Газета «The Guardian», 13.08.2012. - <http://www.theguardian.com/business/2012/aug/13/bp-sells-californian-refinery-carson>

для Shell, и -2,76% для Eni (убыток в 275 млн долл.). В 2007г. доли переработки были выше: 23,56% для Exxon (9 573 млн долл.), 2,81% для Eni (403 млн долл.) (Таблица 7).

Таблица 7 - Чистая прибыль по сегментам деятельности для компаний в млн долл. США за 2007-2012гг<sup>97</sup>.

Чистая прибыль от сегмента деятельности по компаниям	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Среднее	Нефть и газ в 2012г	Прибыль в долл./т (2012г.)
<b>ExxonMobil</b>									
Доля переработки в общей прибыли	23,56 %	17,53 %	8,40%	10,95 %	10,30 %	28,07 %	16,47%		
ГРП и Добыча	26497	35402	17107	24097	34439	29895		109,25	273,64
Переработка	9573	8151	1781	3567	4459	13190		250,7	52,61
Прочее	4563	2957	2309	4913	4383	3898			
<b>Royal Dutch Shell</b>									
Доля переработки в общей прибыли			3,07%	15,54 %	14,52 %	18,60 %	12,93%		
ГРП и Добыча			8354	15935	24466	22244		81,55	272,77
Переработка			258	2950	4170	5382		156,24	34,45
Прочее			-203	102	91	1310			
<b>Роснефть</b>									
Доля переработки в общей прибыли					20,04 %	11,65 %	15,85%		
ГРП и Добыча					12 360	13 829		122	113,36
Переработка					2 919	1 581		61,58	25,67
Прочее					-714	-1 844			
<b>Eni</b>									
Доля переработки в общей прибыли	2,81%	4,52%	-2,76%	-0,72%	-3,41%	-2,12%	-0,28%		
ГРП и Добыча	8 673	11 619	5 409	7 436	9 557	9 540		85,05	112,17
Переработка	403	766	-275	-74	-367	-230		30,01	-7,66
Прочее	5 289	4 573	4 837	2 899	1 592	1 525			

Источник: Годовые и финансовые отчеты компаний, ЦБ РФ, ЕЦБ

Одна из причин низкой рентабельности сегмента нефтепереработки компании Eni является сложные условия деятельности на европейском рынке, где

<sup>97</sup> Данные по «Роснефти» в рублях и по Eni в евро переведены по курсам ЦБ РФ и ЕЦБ за соответствующие года.

и расположены перерабатывающие мощности компании. Основными проблемами еврейского рынка являются очень высокая конкуренция и снижающийся спрос на нефтепродукты (за счет повышения энергоэффективности и перехода на другие виды топлива).

По данным авторитетных российских и международных прогнозов, спрос на европейском рынке и дальше будет снижаться (Рисунок 8 - Прогноз потребления нефти на европейском рынке по данным WEO iea и ИНЭИ РАН на 2012-2035гг.Рисунок 8). Несмотря на то, что в мире уже сейчас существует избыток нефтеперерабатывающих мощностей, по подсчетам компании EY в течение ближайших нескольких лет чистый объем мощностей по нефтепереработке возрастет на 25-30% (за вычетом закрытых предприятий), если все заявленные планы будут выполнены в срок<sup>98</sup>. Это означает, что избыток мощностей по переработке увеличится, а уровень загрузки НПЗ снизится. Следовательно, затраты по переработке только еще больше возрастут. Логичным шагом, который могут сделать компании – это закрыть НПЗ, переоборудовать его в терминал или хранилище или его продать. При этом затраты на закрытие НПЗ могут быть слишком велики, особенно в Европе, что связано с особенно высокими экологическими и социальными требованиями. Все это представляет собой потенциальную угрозу для снижения рентабельности сбыта нефтепродуктов компании «Роснефть», большая часть которых реализуется именно на европейском рынке.

---

<sup>98</sup> Сегмент нефтепереработки и сбыта. Модель вертикальной интеграции под вопросом? // Ernst & Young, 2012 - [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Downstream-brochure-RUS/\\$FILE/Downstream-brochure-RUS.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Downstream-brochure-RUS/$FILE/Downstream-brochure-RUS.pdf)

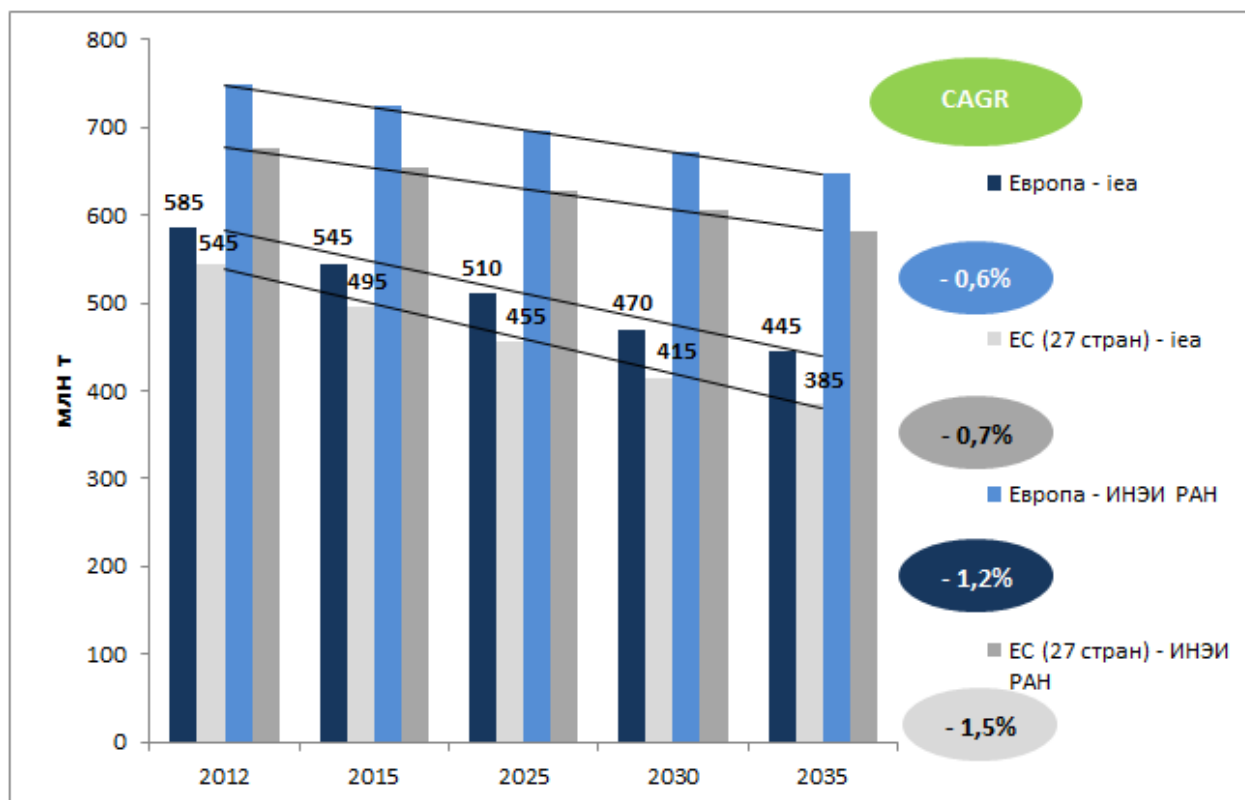


Рисунок 8 - Прогноз потребления нефти на европейском рынке по данным WEO iea и ИНЭИ РАН на 2012-2035гг.

Источник: WEO iea, ИНЭИ РАН<sup>99, 100</sup>

Политика, проводимая крупнейшими мировыми ННК в нефтепереработке, сильно отличается от политики, проводимой крупнейшими МНК. Если МНК сокращают свое присутствие в перерабатывающем секторе, избавляясь от активов с низкой рентабельностью, то многие МНК, наоборот, наращивают перерабатывающие мощности. Так, саудовская ННК, которая уже широко представлена в переработке за пределами страны, планирует приобрести нефтеперерабатывающую компанию в Ю. Корее<sup>101</sup>. Компания заинтересована в расширении своего бизнеса по переработке в азиатском регионе. Китайская CNPC приобрела долю в НПЗ в Эквадоре<sup>102</sup>. Компания также усиливает свое

<sup>99</sup> World Energy Outlook 2013 // International Energy Agency

<sup>100</sup> Прогноз развития мировой энергетики мира и России до 2040г. Институт Энергетических Исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, 2013

<sup>101</sup> Saudi Aramco to buy \$2bn stake in S. Korea's S-Oil // Газета «Gulf times» - [http://www.gulf-times.com/business/191/details/377390/saudi-aramco-to-buy-\\$2bn-stake-in-s-korea%E2%80%99s-s-oil](http://www.gulf-times.com/business/191/details/377390/saudi-aramco-to-buy-$2bn-stake-in-s-korea%E2%80%99s-s-oil)

<sup>102</sup> CNPC expands in Ecuador. Lyu Chang and Li Jiabao // Информационный портал «China Daily», 23.01.2014 - [http://www.chinadaily.com.cn/china/2014-01/23/content\\_17252428.htm](http://www.chinadaily.com.cn/china/2014-01/23/content_17252428.htm)

присутствие в Африке. Sinopec выкупила долю в НПЗ в Саудовской Аравии<sup>103</sup>. Кувейтская КРС в 2014г. планирует войти в проекты по нефтепереработке и нефтехимии в Индии на совместном участии с индийской Indian Oil and Natural Gas Corporation<sup>104</sup>. «Роснефть» в 2011г. выкупила долю в НПЗ Ruhr Oel GmbH, получила ряд НПЗ в России, после покупки «ТНК-ВР», планирует строительство НПЗ в г. Грозный, планирует строительство НПЗ в Китае<sup>105, 106</sup>.

Проекты ННК не такие чувствительные к колебаниям прибыли, поскольку поддерживаются государством и не всегда осуществляются с целью извлечения максимальной стоимости. Такие проекты зачастую направлены на повышение уровня влияния в регионе и расширение внешнеполитического влияния, сокращения импорта, создание рабочих мест. Поэтому интересно проанализировать, целесообразна ли подобная политика для российской ННК – «Роснефти» с учетом ее особенностей и логики принятия решений, которой руководствуются ННК.

## **2.4 Сравнение уровня развития НПЗ «Роснефти» с российскими ВИНКами**

Два наиболее важных фактора, влияющие на рентабельность работы НПЗ, помимо стоимости перерабатываемой нефти, это структура продуктовой корзины и транспортные затраты<sup>107</sup>. Структуры продуктовой корзины напрямую зависят от глубины переработки, технологической сложности НПЗ.

Большинство российских НПЗ старые и технологически отсталые. Большинство из них было построено более полувека назад. Средний год ввода в

<sup>103</sup> Yanbu Aramco Sinopec Refining Company // Сайт компании Saudi Aramco -

<http://www.saudiaramco.com/en/home/our-operations/projects/yasref.html#our-operations%257C%252Fen%252Fhome%252Ffour-operations%252Fprojects%252Fyasref.baseajax.html>

<sup>104</sup> Kuwait to invest in India ONGC Mangalore and Daheij projects // Экспертно-аналитическое агентство «2B1st Consulting», 24.01.2014 - <http://www.2b1stconsulting.com/kuwait-to-invest-in-india-ongc-mangalore-and-daheij-projects/>

<sup>105</sup> «Роснефть» объявила тендер на разработку проектной документации для НПЗ в Грозном // Журнал «Нефтегаз», 27.11.2013 - <http://neftegaz.ru/news/view/116650/>

<sup>106</sup> Rosneft and CNPC Agree Key Principles of Tianjin Refinery Commissioning Schedule and Crude Oil Deliveries for Refining at Tianjin // Сайт компании «Роснефть», 22.10.2013 -

<http://www.rosneft.com/news/pressrelease/221020132.html>

<sup>107</sup> Евгения Дышлок. «Роснефть», «Лукойл», нефтепереработка России – будь в нужном месте. // Инвестиционный банк «Кит финанс», 09.03.2010 - <http://fincake.ru/stock/investideas/2310/download/1791>

эксплуатацию по 30 крупнейших НПЗ России – 1960г. НПЗ, доставшиеся компании «Роснефть», по многим параметрам ниже средних по отрасли. Если в добыче компания сумела наверстать отставание, которое она получила в провальном для нее период 90-х годов, то в переработке ни активы поглощенного «ЮКОСА», ни «ТНК-ВР» не обеспечили компании технологического лидерства. Средний год ввода в эксплуатацию как 7 НПЗ «Роснефти», без учета НПЗ «ТНК-ВР», так и с учетом двух НПЗ «ТНК-ВР» - 1949г., что ниже среднеотраслевого показателя. НПЗ компании не обладают большой мощностью. Мощность НПЗ компании ниже средней по отрасли (выборка из 30 крупнейших НПЗ) – 9 млн т против 9,4 млн. Компания сильно уступает лидерам по этому показателю. Так, у компании с самыми большими по мощности НПЗ – «Газпром Нефти» средняя мощность НПЗ 16,7 млн т, у «Лукойла» - 11,4 млн т. Наиболее значимое отставание от среднеотраслевых показателей у НПЗ «Роснефти» по технологическим показателям. Так, средняя глубина переработки 9 НПЗ компании 65,3%, и она почти такая же для 7 НПЗ (без учета вошедших в состав компании Саратовский НПЗ и Рязанскую Нефтеперерабатывающую компанию) – 65,2%. Среднеотраслевой показатель по крупнейшим 30 НПЗ отрасли – 71,5% (Рисунок 9) (См. Прил. 1 - Таблица 16).

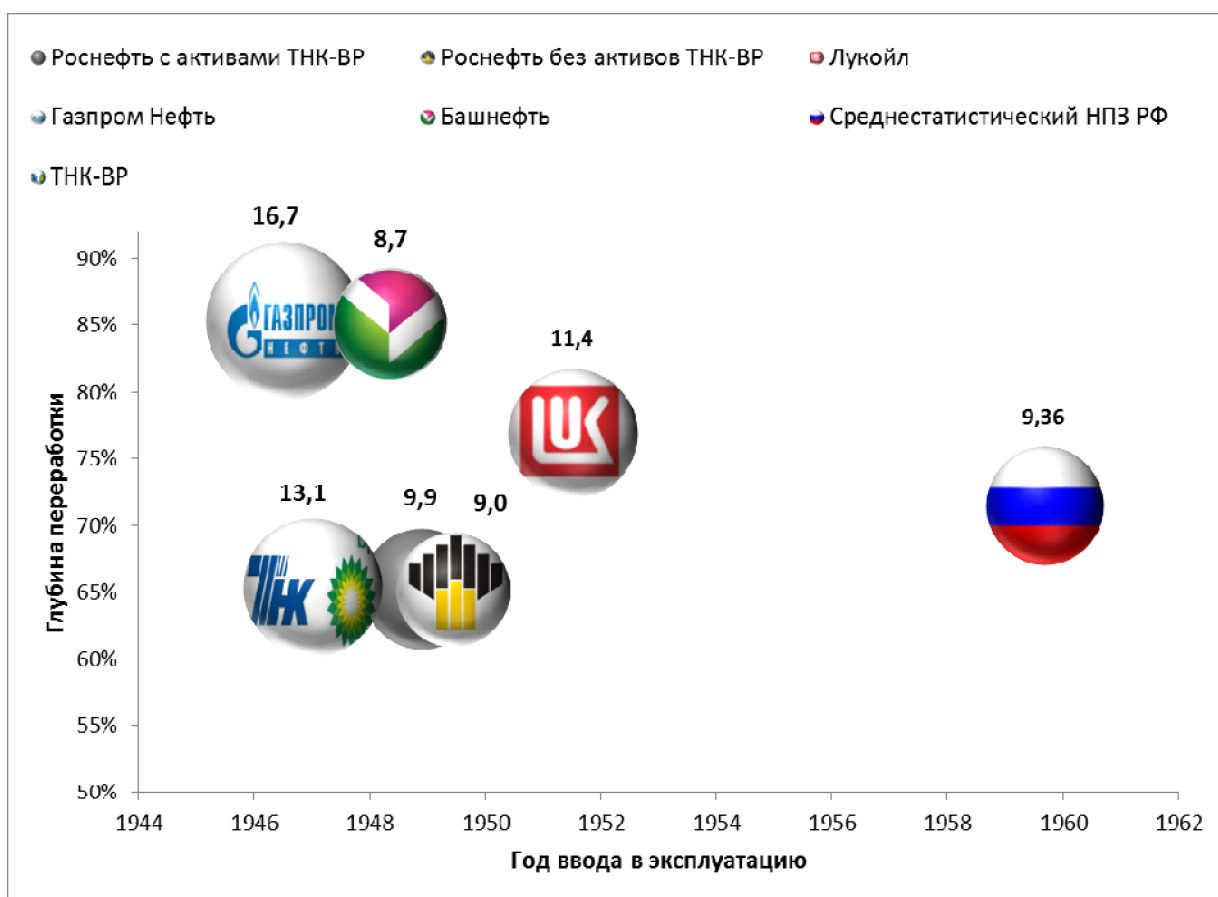


Рисунок 9 - Сравнение наиболее крупных российских нефтеперерабатывающих компаний по глубине переработки, мощности и возрасту их НПЗ (по данным на 2012г.)

Источник: Ernst & Young, сайты компаний<sup>108</sup>.

По более комплексному показателю уровня технологического развития НПЗ индексу Нельсона компания «Роснефть» также уступает другим крупным ВИНКом на российском рынке. Индекс сложности Нельсона оценивает отношение мощностей по вторичной переработке к первичной. Средневзвешенный по мощности индекс Нельсона 30 крупнейших НПЗ составляет 5,44 (и среднее арифметическое 4,77), что значительно уступает мировым показателям. В 2000г. индекс Нельсона в США составлял 9,5, а в Западной Европе – 6,5. Значения по индексу Нельсона для НПЗ «Роснефти» уступают не только среднемирового, но и среднероссийского показателя. Из 5 российских ВИНКов (включая «ТНК-ВР») показатели «Роснефти» самые низкие.

<sup>108</sup> Сегмент нефтепереработки и сбыта. Модель вертикальной интеграции под вопросом? // Ernst & Young, 2012 - [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Downstream-brochure-RUS/\\$FILE/Downstream-brochure-RUS.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Downstream-brochure-RUS/$FILE/Downstream-brochure-RUS.pdf)

Т.к. средневзвешенный индекс Нельсона по заводам «ТНК-ВР» также ниже, чем среднероссийский показатель, то после покупки компании индекс Нельсона по 9 НПЗ компании по-прежнему ниже среднероссийского показателя, и далеко отстает от лидеров: «Башнефти», «Лукойла» и «Газпром Нефти» (Таблица 8) (Индекс Нельсона для 30 крупнейших НПЗ России. См. Прил.3 Таблица 18).

Таблица 8 - Средневзвешенный по мощности индекс Нельсона НПЗ наиболее крупных российских ВИНКов (2013г.)

	Компания	Индекс Нельсона
1.	 БАШНЕФТЬ	8,76
2.	 ЛУКОЙЛ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ	6,88
3.	 ГАЗПРОМ НЕФТЬ	6,32
4.	Среднее по стране	5,44
5.	 ТНК 	5,07
6.	  ТНК 	4,30
7.	 РОСНЕФТЬ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ	3,98

Источник: ИГ «Петромаркет»

Другой проблемой НПЗ компании «Роснефть», помимо технологической отсталости и низкой глубины переработки, является невыгодное транспортное расположение. Заводы «Роснефти» были построены в период с 1929г. по 1960г., и при их строительстве руководствовались другими принципами, нежели теми, что актуальны в настоящее время. Основным критерием было развитие регионов в соответствии с генеральным планом и обеспечение их необходимым количеством энергоресурсов, поэтому НПЗ располагались близко к рынкам сбыта внутри страны. Еще одним критерием была удаленность от границ. Это было важно, чтобы в случае начала боевых действий снизить риск потери НПЗ и прекращения

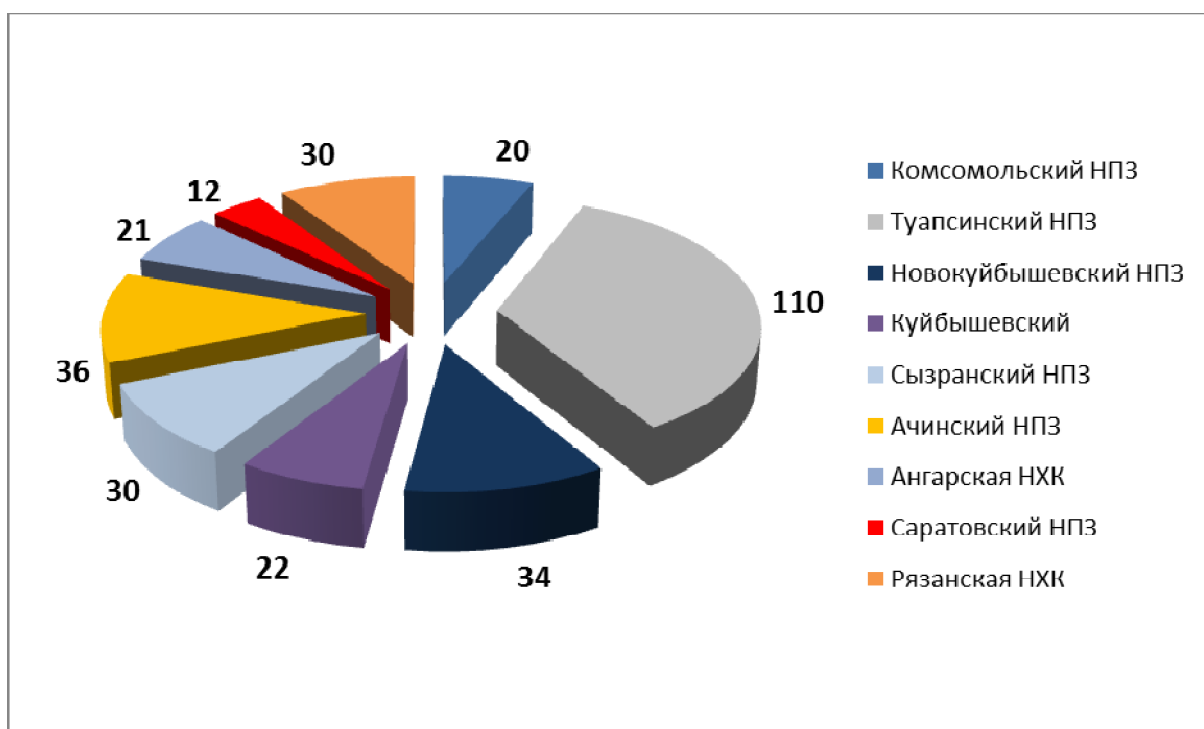


(перебоев) в снабжении топливом. В настоящее время, когда значительная часть продукции переработки компании реализуется на внешнем рынке, такое расположение заводов является недостатком. Выгодней, наоборот располагать НПЗ близко к границе и портам, т.к. транспортировка нефти до портов по трубопроводам «Транснефти» стоит дешевле, чем транспортировка нефтепродуктов. Из всех НПЗ компании только Туапсинский НПЗ имеет оптимальное расположение, при этом на 2013г. он имел самый низкий индекс Нельсона из всех НПЗ компании.

## **2.5 Политика «Роснефти» по модернизации активов в нефтепереработке**

При том, что заводы «Роснефти» старые, технологически отсталые и плохо расположены, компания планирует потратить значительные суммы на модернизацию своих активов в переработке. Всего за период 2012-2020гг. компания потратит на модернизацию своих НПЗ 315 млрд руб. (с учетом Рязанской НПЗ и Саратовского НПЗ). По величине инвестиций с большим отрывом лидирует Туапсинский НПЗ – 110 млрд руб. или 35% всех затрат на модернизацию по 9 НПЗ. Следом идут Ачинский НПЗ (36 млрд руб.), Новокуйбышевский НПЗ (34 млрд руб.), Сызранский НПЗ (30 млрд руб.), Рязанская НХК (30 млрд руб.).

Таблица 9 - Затраты на модернизацию 9 НПЗ «Роснефти» (включая Саратовский НПЗ и Рязанскую НХК) в период 2012-2020гг в млрд руб.



Источник: Кортес<sup>109</sup>

## 2.6 Вывод

При том, что нефтепереработка занимает ключевое место в производственной цепочке от добычи нефти до потребления конечным потребителем, ее место в цепочке создания стоимости компаний значительно менее значимо.

Из рассмотренных в работе 12 ННК была найдена только одна ННК с бизнес моделью близкой к «ННК без переработки» - нигерийская NNPC, и эту бизнес модель нельзя назвать успешной.

Международные сравнение показали, что все компании имели бизнес по переработке, и успешные ННК сильны в переработке, зачастую, зачастую являясь единственной отечественной компанией в отрасли и привлекая иностранные компании на правах младших партнеров.

Сравнение позиций «Роснефти» с международными ННК показали, что «Роснефть» обладает более слабой позицией в переработке в России, чем большинство из рассмотренных компаний в своих странах. Компания, с учетом

<sup>109</sup> Состав основных технологических установок и перспективы модернизации нефтеперерабатывающих предприятий Российской Федерации. Компания «Кортес». Москва, 2012

долей в НПЗ за границей, на 2012г. перерабатывала около 50% добываемой нефти, что составляло порядка 41,2% спроса на нефтепродукты в стране и 25,5% производства нефтепродуктов в стране. По роли компании в секторе переработки страны «Роснефть» наиболее близко соотносится с Eni, которая также не занимает позицию монополиста на внутреннем рынке нефтепродуктов. При этом, компания перерабатывает больший процент добываемой нефти, чем «Роснефть», но делает это с отрицательной рентабельностью.

В связи с низкой рентабельностью переработки многие МНК, которые, в первую очередь руководствуются финансовыми соображениями, отказываются от своих активов в переработке, в особенности, на наиболее конкурентных рынках, где ожидается падение рентабельности и падение спроса, а многие рассмотренные ННК придерживаются противоположной стратегии. ННК активно наращивают перерабатывающие мощности. Ожидаемый рост мощностей переработки в мире будет достигнут в первую очередь именно за счет таких компаний. Государственная поддержка и необходимость выполнения дополнительных функций, возложенных на ННК, позволяет компаниям руководствоваться не только финансовыми критериями при принятии управленческих решений.

Сравнение позиций «Роснефти» в переработке с российскими ВИНКами показали, что российские НПЗ компании значительно уступают заводам конкурентов. НПЗ «Роснефти» более старые, обладают более низкой мощностью, глубиной переработки, чем в среднем по заводам России. НПЗ компании менее технологически развиты, чем НПЗ других ВИНКов – индекс Нельсона по НПЗ ниже среднего показателя по стране. Кроме того, расположение построенных в советское время НПЗ компании, в современных условиях является недостатком в связи с экспортным характером деятельности заводов.

При всех технологических и логистических недостатках своих НПЗ, значительно более слабой позицией на внутреннем рынке нефтепереработки, чем большинство мировых ННК, компания инвестирует 315 млрд руб. в модернизацию своих активов. С учетом выявленных отличий переработки компании от переработки в мировых ННК, а также сложной перспективой

переработки на европейском рынке (основном экспортном рынке сбыта нефтепродуктов) не ясно насколько данная политика удовлетворяет целям компании и, в первую очередь, ее целям как государственной НК.

### **3. Расчет экономической эффективности сценариев реализации**

#### **3.1 Предпосылки**

##### Цели компании

Предполагается, что «Роснефть», являясь ННК, в первую очередь должна руководствоваться государственными интересами, а уже во вторую – собственными. Исходя из этой логики, автор предполагает, что перед компанией стоят две цели, первостепенная – государственная и второстепенная – собственная:

1. Максимизация бюджетных доходов от налоговых поступлений по проекту.
2. Максимизация собственного финансового результата по проекту.

Оценивая проект именно по этим критериям, автор рассчитал, целесообразно ли компании иметь нефтеперерабатывающие активы или следует от них избавиться (продать, закрыть, переориентировать на другой вид деятельности) и не вести нефтеперерабатывающую деятельность в России.

##### Сценарии

В модели предусмотрены варианты сбывать добытую нефть как на внутреннем, так и на внешних рынках в разных пропорциях. Однако для ответа на вопрос, что выгоднее для компании, в расчетах, в основном, использовались 3 сценария со следующими пропорциями поставок:

1. 50% на экспорт, 50% на внутренний рынок (на переработку)
2. 100% на экспорт, 0% на внутренний рынок;
3. 0% на экспорт, 100% на внутренний рынок (дополнительный вариант).

### Добыча

В добыче рассматривается только нефть, добываемая компанией в Западной Сибири. Все западносибирские месторождения «Роснефти» принимаются за единое унифицированное месторождение с годовой добычей 78,88 млн т нефти. Уровень добычи предполагается постоянным на всем рассматриваемом промежутке времени (23 года). При этом, в большинстве случаев результаты расчетов приводятся за 1 год. В качестве цены нефти на экспортном рынке берется средняя цена нефти марки Urals за 2012г., равная 110,52 долл./барр<sup>110</sup>. В качестве цены на внутреннем рынке берется нэтбек в одном из месяцев 2012г. в Сургуте, равный 13 300 руб./т. Для расчета общих эксплуатационных затрат по добыче нефти на месторождении используются средние данные по эксплуатационным затратам компании на баррель за 2012г., равные 89,9 руб./барр<sup>111</sup>. В расчете не учитываются какие-либо капитальные затраты в добыче, кроме затрат на амортизацию существующего оборудования.

### Транспортировка

Предполагается, что добываемая на едином месторождении «Роснефти» в Западной Сибири нефть может транспортироваться по трем основным маршрутам:

- в сыром виде на экспорт;
- в сыром виде на внутренний рынок
- в виде нефтепродуктов на экспорт.

Нефтепродукты, которые продаются на внутренний рынок, реализуются непосредственно на НПЗ.

Во всех трех маршрутах существуют два различных способа транспортировки:

- трубопроводный;
- Железнодорожный и смешанный.

<sup>110</sup> Средняя цена нефти Urals в 2012г. достигла 110,52 долл. // Экономический новостной портал «Вести экономика», 09.01.2013 - <http://www.vestifinance.ru/articles/21746>

<sup>111</sup> Годовой отчет 2012 // «Роснефть». Стр. 77

По всем трем маршрутам нефть поставляется обоими видами транспорта, но в разных пропорциях и по разным тарифам. В расчетах транспортных затрат используются средневзвешенные тарифы по маршрутам (Таблица 10).

Таблица 10 - Средневзвешенные тарифы по маршрутам транспортировки.

Маршрут	Трубопроводный	Ж/Д и смешанный	Средневзвешенный тариф по маршруту руб./т
Экспорт сырой нефти			1 610
объем %	87,7%	12,3%	
цена	1 630	840	
Поставки на внутренний рынок			1 007
объем %	97,4%	2,6%	
цена	590	3 790	
Экспорт нефтепродуктов			1 772
объем %	4,9%	95,1%	
цена	2 390	1 740	

Источник: «Роснефть»<sup>112</sup>

Наиболее дорогим тарифом является тариф на экспорт нефтепродуктов, наиболее дешевым тариф на поставки сырой нефти на внутреннем рынке. Маршруты также различаются соотношения трубопроводных и железнодорожных видов транспортировки. Для сырой нефти преобладает транспортировка трубопроводным видом транспорта, для нефтепродуктов – ж/д и смешанным.

### Нефтепереработка

В работе рассматриваются 7 российских НПЗ «Роснефти», которыми компания владела на 2012г.: Комсомольский НПЗ, Туапсинский НПЗ, Новокуйбышевский НПЗ, Куйбышевский НПЗ, Сызранский НПЗ, Ачинский НПЗ, Ангарская НХК. В большинстве расчетов данные 7 НПЗ объединены в 1 НПЗ с единой средневзвешенной корзиной нефтепродуктов, единым производством, операционными и транспортными затратами. В данном случае это будет называться объединенным НПЗ. В некоторых расчетах приводятся данные по 7 НПЗ в отдельности, в части расчетов результаты по Новокуйбышевскому,

<sup>112</sup> Годовой отчет 2012 // «Роснефть». Стр. 78

Куйбышевскому и Сызранскому НПЗ приводятся в едином виде для всей Самарской группы НПЗ ввиду особенности данных для расчетов.

Для упрощения расчета и вследствие недостатка данных по затратам на каждом из рассматриваемых 7 НПЗ предполагается, что все затраты на НПЗ компании являются переменными. То есть, при увеличении объема производства нефтепродуктов (в результате большего процента загрузки существующих мощностей или из-за ввода новых мощностей вследствие модернизации) затраты на единицу продукции и рентабельность производства не меняется. Предпосылка верна при неизменности всех прочих показателей (соотношение продаж на экспорт и внутренний рынок, налоговые ставки, корзина нефтепродуктов).

Затраты объединенного НПЗ без налогов включают стоимость нефти, транспорт, стоимость процессинга, присадки, затаривание, затраты на экспертизу качества и таможенное оформление, прочие накладные затраты, затраты на собственные нужды (расход сырья НПЗ для производства). Стоимость процессинга взята средней по всем НПЗ компании за 2012г. и равной 685 руб./т<sup>113</sup>. Затраты на присадки, затаривание и накладные расходы приняты эквивалентами данным по Рязанскому НПЗ, ввиду недостатка более релевантных данных. Большая часть затрат объединенного НПЗ приходится на стоимость нефти (79,8%) (Рисунок 10).

---

<sup>113</sup> Годовой отчет 2012 // «Роснефть». Стр. 77



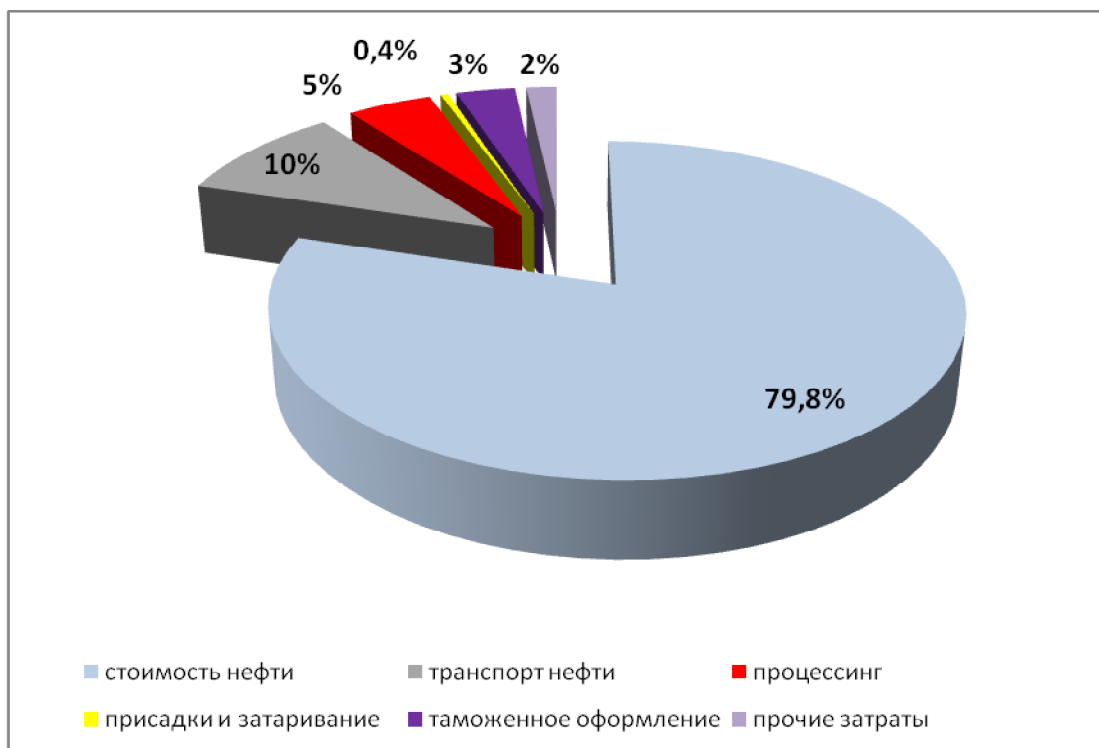


Рисунок 10 - Структура затрат без налогов объединенного НПЗ компании

*Источник: анализ автора*

Поскольку данные затраты являются переменными, их удельный вес не меняется.

Продажи нефтепродуктов происходят как на экспорт, так и на внешний рынок. Предполагается, что реализация на внутренний рынок осуществляется на самом НПЗ, поэтому компания не несет расходов по транспортировке нефтепродуктов отечественному покупателю.

Модель предусматривает потери сырья как во время переработки на НПЗ, так и во время транспортировки.

Трансфертное ценообразование в расчетах не используется.

#### Корзина нефтепродуктов

В расчетах используется стоимость корзины нефтепродуктов, которая определяется по формуле:

$$P_k = \frac{B_{\Pi}}{Q_{\Pi}}$$

Где:

$P_k$  – стоимость корзины нефтепродуктов

$B_n$  – выручка от продажи нефтепродуктов в стране и за рубежом

$Q_n$  – количество произведенных нефтепродуктов

Стоимость корзины нефтепродуктов компании «Роснефть» по данным на 2012г. равна 24 820 руб./т.

За корзину нефтепродуктов объединенного НПЗ входят следующие нефтепродукты:

- Автобензины А-76/А-80
- Автобензины А-92/АИ-93
- Автобензины АИ-95 и выше
- Нафта
- Авиакеросин
- Дизельное топливо кл.2 и ниже
- Дизельное топливо кл.3
- Дизельное топливо кл.4
- Дизельное топливо кл.5
- Мазут
- Вакуумный газойль
- Битум нефтяной
- Прочие нефтепродукты

В качестве базовой принята структура корзин нефтепродуктов всех 7 заводов на 2012г. Уровень потерь по корзине нефтепродуктов объединенного НПЗ составил 0,8% (Рисунок 11).

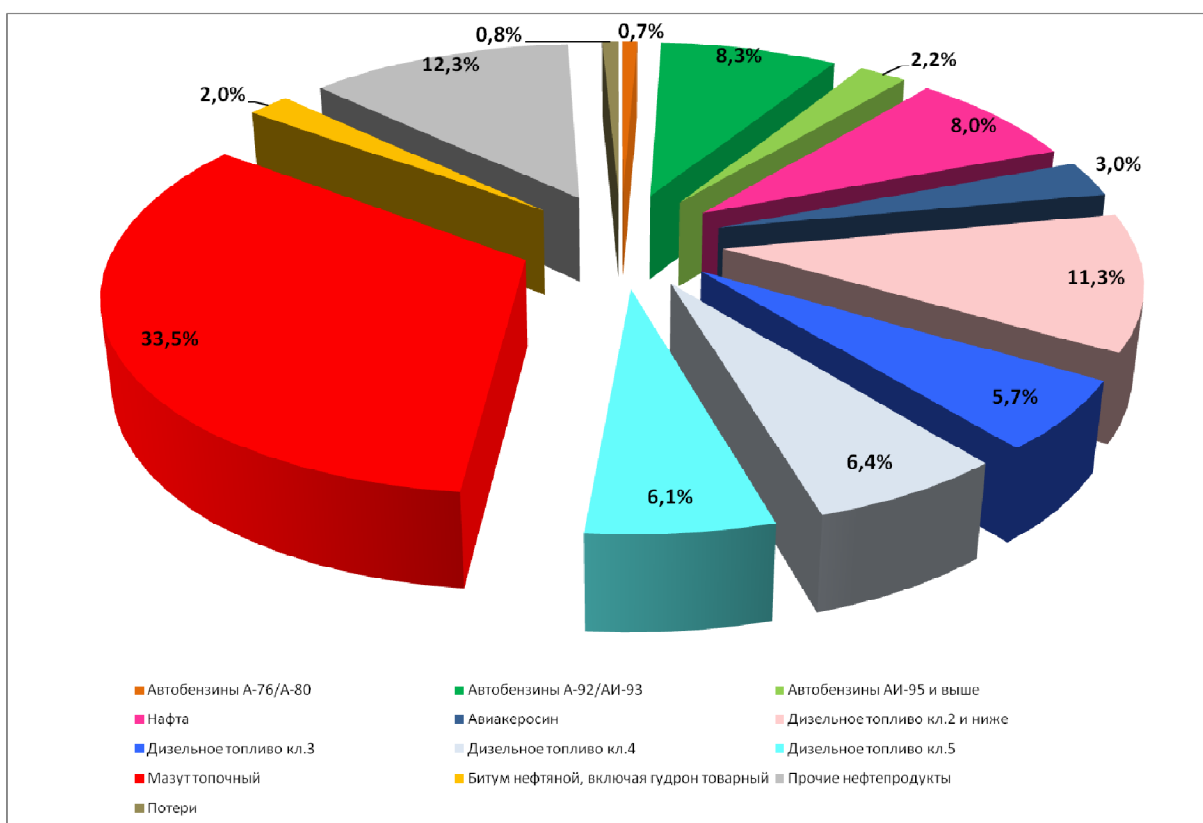


Рисунок 11 - Структура корзины нефтепродуктов объединенного НПЗ компании на 2012г.

Источник: ИГ «Петромаркет»

Почти 63% в структуре корзины приходится на мазут (33,5%) и дизельное топливо (29,4%). При этом среди дизельного топлива на 2012г. преобладают топлива более низких классов: дизельное топливо 2 и более низких классов составляет 38% среди всего производимого дизтоплива.

Для того, чтобы более точно оценить выпадающие доходы бюджета от нефтепереработки, помимо базовой структуры корзины нефтепродуктов объединенного НПЗ компании, автор также рассматривает в расчетах и структуру корзины на 2011, 2013, 2014, 2015 и 2016гг. Это позволяет повысить точность расчета, поскольку в результате проводимой модернизации НПЗ структура нефтепродуктовой корзины меняется в пользу увеличения доли светлых нефтепродуктов. Поскольку ставка экспортной пошлины на светлые нефтепродукты и акцизов на более качественную продукцию ниже, то это

значительно влияет на результаты расчета. Данные на 2013-2016гг. взяты прогнозные (Таблица 11).

Таблица 11 - Структура корзины нефтепродуктов объединенного НПЗ 2011-2016гг.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Автобензины	11,2%	11,2%	11,0%	10,7%	10,7%	12,0%
Нафта	8,6%	8,3%	8,3%	7,6%	7,3%	7,7%
Реактивное топливо	1,9%	2,2%	2,3%	2,7%	3,0%	4,0%
Дизтопливо	31,0%	29,4%	28,1%	28,5%	29,0%	31,1%
Мазут топочный	34,7%	33,5%	34,2%	33,9%	30,8%	26,4%
Вакуумный газойль	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	2,3%	1,9%
Битум нефтяной	1,1%	2,2%	2,2%	2,2%	2,6%	2,8%
Прочие нефтепродукты	10,4%	11,9%	13,2%	12,6%	12,8%	12,1%
Потери	0,8%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%

*Источник: ИГ «Петромаркет»*

Ключевым изменением по корзине нефтепродуктов за данный период станет снижение доли мазута с 34,7% в 2011г. до 26,4% в 2016г. Кроме того, сильно состав выпускаемого дизельного топлива и автобензинов.

Если в 2011г. по объединенным данным с 7 заводов 73% выпускаемого дизтоплива приходилось на класс 2 и ниже, то к 2016г. эта доля сократится на 49 п.п. В свою очередь доля дизтоплива классов 4 и 5 возрастет с 2011г. на 35 п.п., составив в 2016г. 38% всего выпуска дизельного топлива объединенного НПЗ (Рисунок 12).

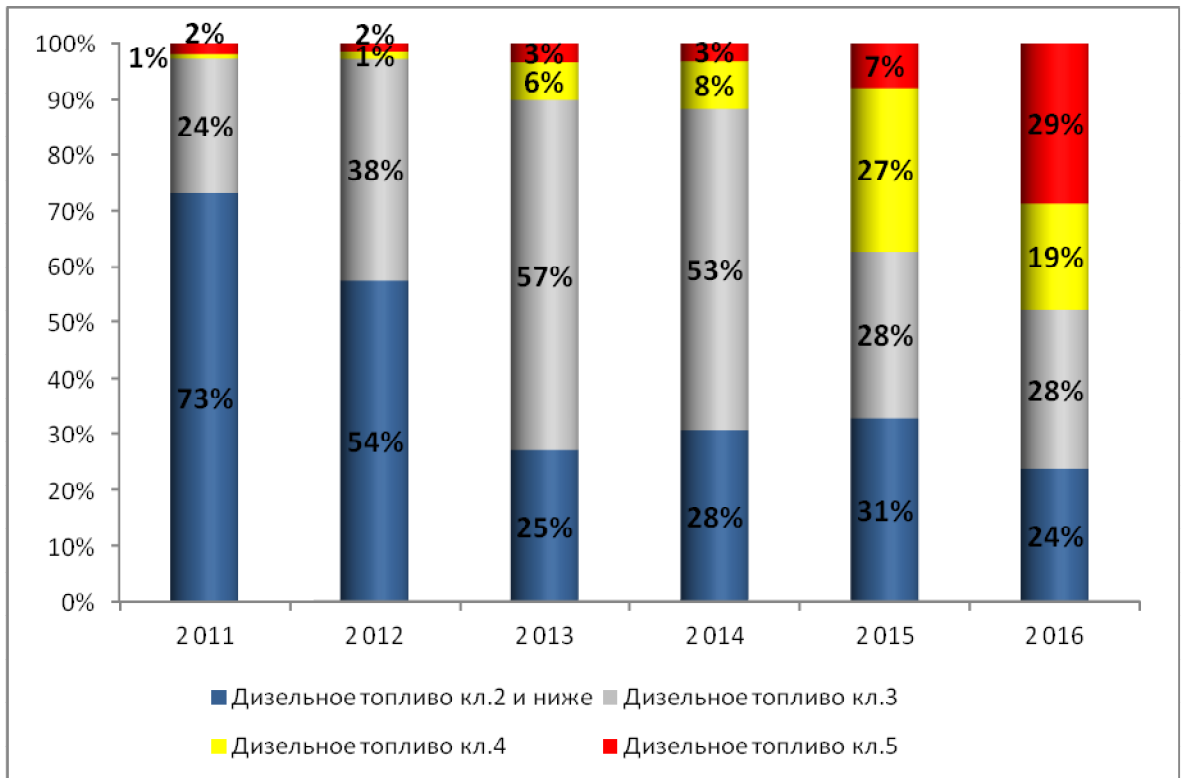


Рисунок 12 - Структура выпуска дизельного топлива по объединенной корзине нефтепродуктов НПЗ компании 2011-2016гг.

Источник: ИГ «Петромаркет»

В структуре выпуска автобензинов в расчете также предполагается увеличение доли более качественных. Так, доля АИ-95 в общем выпуске возрастет на 19 п.п., составив 36% в 2016г., а доля АИ 92/93 сократится с 77% до 69% за рассматриваемый период 2011-2016гг. (Рисунок 13).

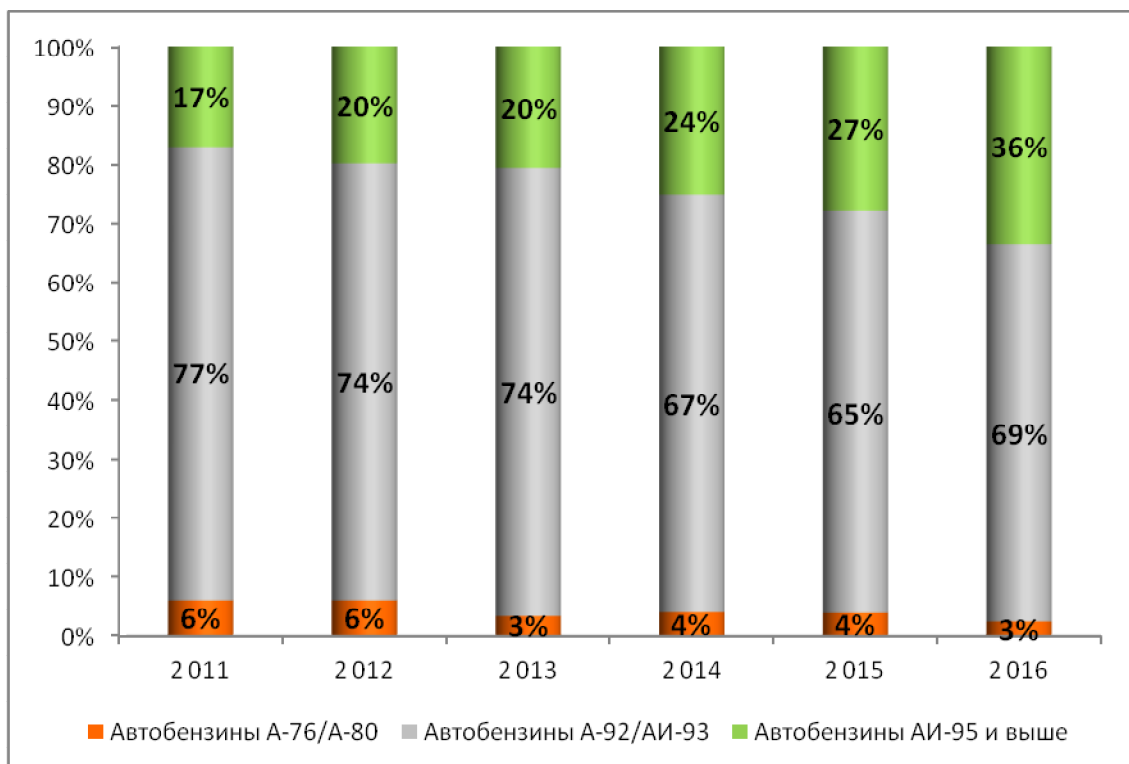


Рисунок 13 – Структура выпуска автомобильных бензинов по объединенной корзине нефтепродуктов НПЗ компании 2011-2016гг.

Несмотря на то, что при изменении состава корзины нефтепродуктов в сторону увеличения доли светлых нефтепродуктов стоимость корзины при всех прочих равных должна возрасти, в модели рассчитанная на 2012г. цена корзины используется неизменной для всего периода (2011-2016гг.). Таким образом, изменение структуры корзины в расчете влияет только на величину поступлений в бюджет (экспортная пошлина и акцизы).

Автор прямо не учитывает изменение стоимости корзины нефтепродуктов по годам, поскольку, во-первых, существует неопределенность в будущих периодах, а во-вторых, это не сильно влияет на поступления в бюджет от нефтепереработки. Стоимость корзины, по сути, прямо влияет только на налог на прибыль, но роль денежных поступлений от этого налога незначительна ввиду низкой рентабельности переработки. Отказываясь учитывать изменение цены на корзину нефтепродуктов по годам, автора также стремится снизить число переменных и более точно оценить эффект для бюджета. Для оценки

экономической эффективности нефтепереработки для компании в будущих периодах автор применяет анализ чувствительности.

В модели предполагается возможность продавать нефтепродукты на внутреннем и внешних рынках. В качестве доли реализации внутри страны и на экспорт взяты данные по Самарской группе НПЗ. Для реализации вакуумного газойля по объединенному НПЗ была взята пропорция 90% на экспорт 10% на внутренний рынок в качестве предпосылки автора (Таблица 12).

Таблица 12 - Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке и на экспорт, использованная для расчетов в модели

Нефтепродукт	Внутренний рынок	Экспорт
Автобензины А-76/А-80	89,8%	10,2%
Автобензины А-92/АИ-93	100%	0%
Автобензины АИ-95 и выше	100%	0%
Нафта	1,5%	98,5%
Реактивное топливо	100%	0%
<i>ДТ низкосернистое</i>	100%	0%
<i>ДТ высокосернистое</i>	58,1%	41,9%
Мазут топочный	17,2%	82,8%
Вакуумный газойль	10%	90%
Битум нефтяной	100%	0%
Прочие нефтепродукты	100%	0%

*Источник: ИГ «Петромаркет»*

Таким образом, в модели учитывалось, что экспортируется главным образом темные и низкокачественные нефтепродукты.

### Налоги

Налоги являются наиболее важной частью в расчете, поскольку главной задачей расчета являлось оценить влияние двух сценариев (экспорта 100% сырой нефти и экспорт 50% с переработкой второй половины добытой нефти) на бюджет, и именно налоги осуществляют наполнение бюджета.

В работе автор стремился максимально подробно учесть все оплачиваемые компанией налоги. Так, в расчете учитываются такие налоги, как НДС, экспортная пошлина на нефть и нефтепродукты, акцизы, налог на прибыль, НДС,

налог на имущество отчисления в ПФР, ФСС и ФОМС (рассчитываются исходя ФОТ, который рассчитывается через среднюю зарплату по компании)<sup>114</sup>.

В расчете также предусматривается произошедшее и планируемое изменение ставок по НДС, экспортной пошлине на нефть и нефтепродукты, акцизов. Учесть в расчетах изменение налоговых ставок важно, именно оно является драйвером происходящей модернизации заводов и изменения структуры корзины нефтепродуктов. Таким образом, сравнение сценариев экспорта сырой нефти и производства нефтепродуктов проводилось для 6 разных налоговых систем (ставки отличаются в каждом году) и 6 разных корзин нефтепродуктов (за период 2011-2016гг.).

Ставки по НДС и экспортной пошлине, использованные в расчете, приведены ниже (Таблица 13).

Таблица 13 - Ставки по НДС и экспортной пошлине на сырую нефть и нефтепродукты за 2011-2016гг.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Сырая нефть:</b>						
НДС	419	446	470	493	530	559
Экспортная пошлина на нефть	0,65	0,6	0,6	0,59	0,57	0,55
<b>Нефтепродукты (пошлина):</b>						
Бензины	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Прямогонный бензин	66%	90%	90%	90%	90%	90%
Светлые	66%	66%	66%	65%	63%	61%
Темные	60%	66%	66%	66%	100%	100%

Источник: Налоговый Кодекс РФ, Постановления Правительства РФ<sup>115, 116, 117, 118</sup>

Данные по акцизам, использованные в расчете приведены ниже (Таблица 14).

Таблица 14 - Акцизы на нефтепродукты за период 2011-2016гг.

<sup>114</sup> Зарплата сотрудников «Роснефти» выросла на 25% за 2012г. // Газета «ВЕДОМОСТИ», 30.08.2013 - <http://www.vedomosti.ru/companies/news/15793421/zarplata-sotrudnikov-rosnefti-vyrosla-na-25-za-2012-g>

<sup>115</sup> Глава 26 НК РФ.

<sup>116</sup> Постановление Правительства РФ от 29.03.2013 N 276 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, и признании утратившими силу некоторых решений Правительства Российской Федерации», 29.03.2013.

<sup>117</sup> Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий. Институт экономической политики имени Е.Т. Гайдара. Москва: Издательство Института Гайдара, 2012. Стр. 16.

<sup>118</sup> Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты. М. 2012. Стр. 23.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Автобензины А-76/А-80	5672	7382	9750	10725	12879	12879
Автобензины А-92/АИ-93	5143	6822	8560	9416	10358	10358
Автобензины АИ-95 и выше	5143	6822	8560	9416	10358	10358
Нафта	6086	7824	10229	11252	13502	13502
Реактивное топливо	0	0	0	0	0	0
ДТ низкосернистое	2485	3814	4934	5427	5950	5950
ДТ высокосернистое	2753	4098	5860	6416	7735	7735
Мазут топочный	0	0	0	0	0	0
Вакуумный газойль	0	0	0	0	0	0
Битум нефтяной	0	0	0	0	0	0

Источник: НК РФ, Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты<sup>119 120</sup>,

За базовый вариант в расчетах принимаются налоговые ставки 2012г. и корзина нефтепродуктов 2012г. Базовым считается именно 2012г., т.к. на это самый последний год, по которому есть реальные данные по структуре корзины нефтепродуктов, с рассчитанной ее стоимостью. Данные по структуре корзины являются прогнозными для всех годов после 2012г., поэтому для 2012г. возможно получить наиболее точный и поздний по времени результат.

Следом за базовым сценарием автор приводит расчеты в динамике с учетом изменения налоговых ставок и корзины нефтепродуктов за 2011-2016гг. Только с учетом предполагаемых изменений в налоговой системе и оценив влияние данных изменений на налоговые поступления и экономическую эффективность, возможно получить полное представление о целесообразности отказа или сохранения нефтепереработки компании. Для расчетов в динамике влияние налоговых изменений на величину налоговых поступлений и экономическую эффективность сценария с переработкой рассматриваются отдельно.

<sup>119</sup> Глава 22. Статья 193 НК РФ.

<sup>120</sup> Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты. М. 2012. Стр. 25

### 3.2 Результаты расчетов

#### Базовый вариант - налоги 2012г., корзина нефтепродуктов 2012г.

Расчеты для базового варианта показывают, что реализация сценария 50% на экспорт – 50% на нефтепереработку в сравнении со сценарием 100% на экспорт приводит к выпадению бюджетных доходов в размере 84 млрд руб.<sup>121</sup>. При этом, для компании «Роснефть» реализация данного сценария выгодней: размер дополнительного денежного потока, который компания получает от переработки 50% добытой нефти в сравнение со сценарием 100% экспорта добытой нефти составляет 12,8 млрд руб. Фактически, от каждой тонны нефти, реализованной по сценарию 50% на экспорт – 50% на нефтепереработку, государство получает 18 246 руб./т в виде бюджетных доходов, а при реализации сценария 100% на экспорт – 19 314 руб. То есть чистые потери для бюджета составляют 1 068 руб. с каждой реализованной тонны нефти в сценарии 50% на экспорт – 50% на НПЗ (Рисунок 14).

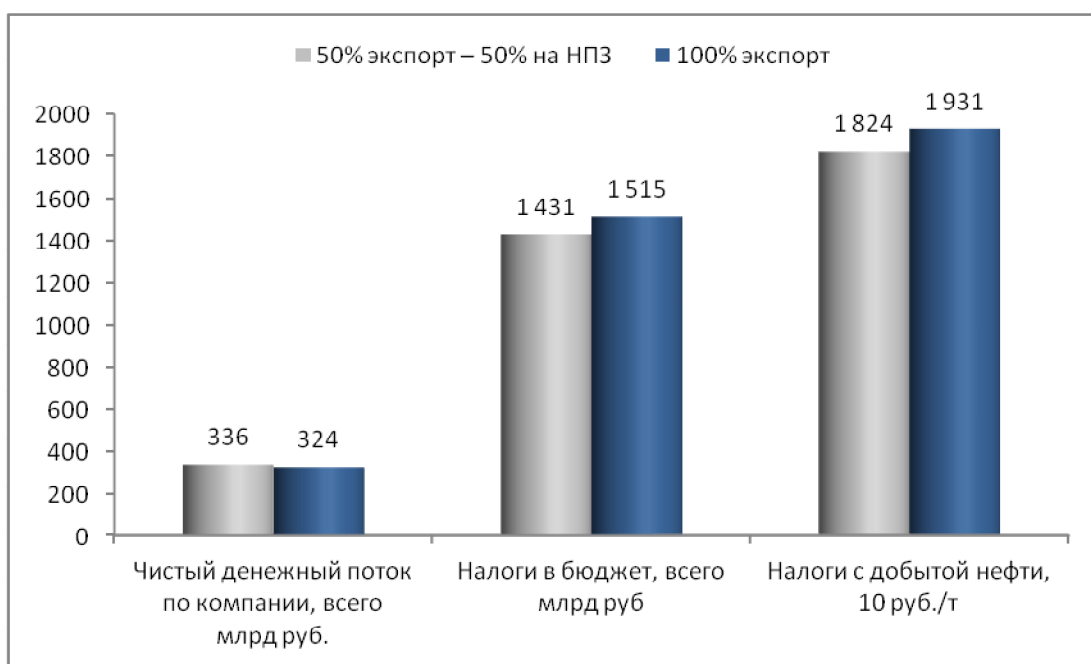


Рисунок 14 - Результаты реализации для государства и для компании по сценариям 50% на экспорт - 50% на НПЗ и 100% на экспорт в налогах и с

<sup>121</sup> В реальности потери для бюджета больше, поскольку в расчете рассматривалась только нефть Западной Сибири, которая составляет 64,5% всей добычи компании

корзиной нефтепродуктов за 2012г. (данные по налогам с добытой тонны сырой нефти в даны в 10-и рублях на 1 т.)<sup>122</sup>

*Источник: анализ автора*

В целом по компании добыча оказывается более привлекательным с финансовой точки зрения бизнесом, чем переработка, однако последующая переработка добытого сырья позволяет «Роснефти» получить дополнительную прибыль. Так, реализовав 78,45 млн т сырой нефти на внутреннем и внешнем рынках, чистый денежный поток компании за год составил 303 млрд руб. К данной сумме компания получила дополнительные 33 млрд руб. за счет реализации нефтепродуктов, переработанных из реализованной на внутреннем рынке 38,7 млн т сырой нефти. При этом, если поток наличности на 1т реализации от добычи составил 3 870 руб./т, а рентабельность добычи 19,8%, то в переработке поток наличности на 1т реализации составил 848 руб./т и рентабельность всего 3,4% (Таблица 15).

Таблица 15 - Основные финансовые результаты для компании отдельно по добыче и переработке в сценарии 50% экспорт - 50% на НПЗ

	<b>50% экспорт – 50% на НПЗ</b>
<b>Добыча:</b>	
Приток средств за год, млрд руб.	1 534
Отток средств за год, млрд руб.	1 230
Чистый денежный поток по проекту, млрд руб.	303
Рентабельность <sup>123</sup>	19,8%
Поток наличности на 1т реализации	3 870
Реализация с учетом потерь, млн т	78,45
<b>Переработка:</b>	
Приток средств за год, млрд руб.	961
Отток средств за год, млрд руб.	928
Чистый денежный поток по проекту, млрд руб.	33
Рентабельность	3,4%
Поток наличности на 1т реализации	848
Реализация с учетом потерь, млн т	38,7

*Источник: анализ автора*

<sup>122</sup> Налоги с добытой нефти, 10 руб./т с учетом потерь. То есть 18 240 руб./т и 19 310 руб./т

<sup>123</sup> Рентабельность для любого года добычи одинакова вследствие принятых предпосылок о неизменности добычи и отсутствия капитальных затрат, за исключением ремонта оборудования, которое одинаково для каждого года.

Следует отметить, что довольно высокая рентабельность по проекту объясняется тем, что в расчетах не учитывается большая часть капитальных затрат компании.

Сегменты добычи и переработки кардинально различаются по соотношению затрат и налогов. Если в добыче основные статьи расходов для компании являются налоги, то в переработке это затраты. Так, в рассматриваемом примере 86% всех расходов компании в добыче были налоговые выплаты, а в переработке на налоги приходилось лишь 39% всех затрат (Рисунок 15).

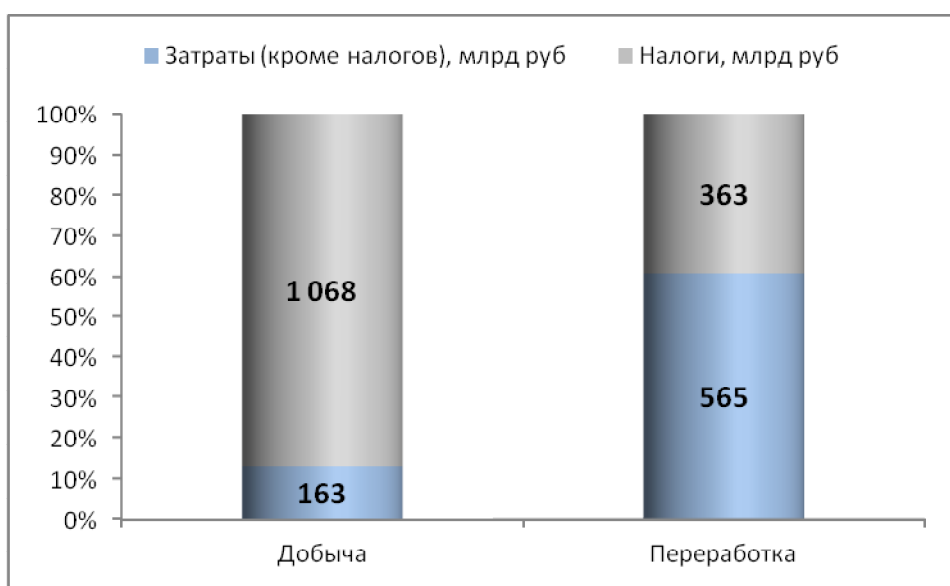


Рисунок 15 - Соотношение налогов и затрат (без налогов) во всех расходах компании по сегментам деятельности

*Источник: анализ автора*

Из-за более высоких затрат в переработке, рентабельность данного сегмента ниже, чем в добыче. В результате государство вынуждено перекладывать налоговую нагрузку с менее рентабельного сектора переработки на более рентабельную добычу. Так, при более высоких затратах на 1т реализации в переработке, государство получает на 4 167 руб./т меньше налоговых поступлений от переработки, чем от добычи. Следует отметить, что в данном случае, учитываются только те налоги, которые выплачиваются непосредственно в сегменте отдельно добычи и переработки, не учитывая налоги, выплаченные на

предыдущих этапах производственной цепочки (особенно актуально для переработки) (Рисунок 16).

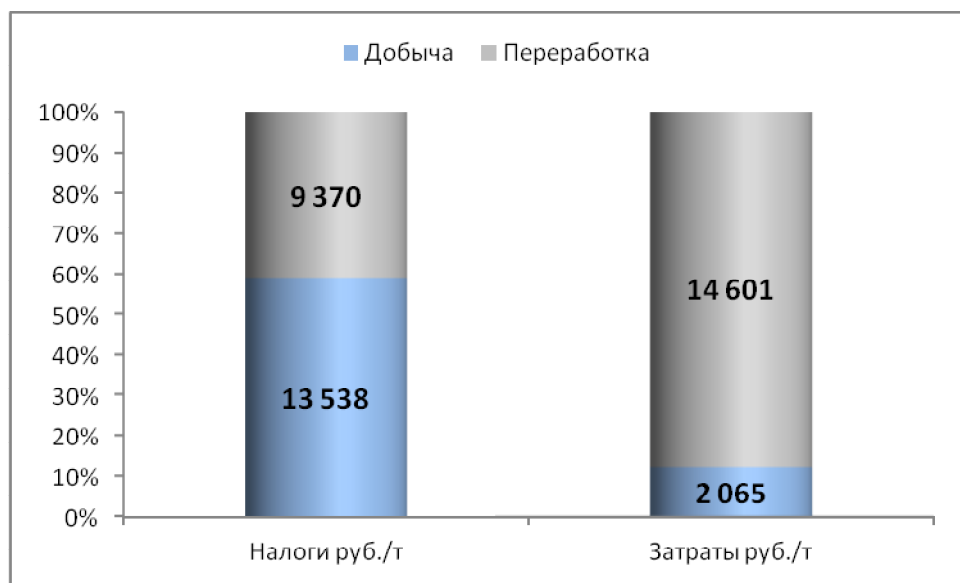


Рисунок 16 - Распределение налогов и затрат на 1т реализации в руб./т для сценария 50% на экспорт 50% на НПЗ

*Источник: анализ автора*

Для комплексного понимания роли нефтепереработки в бюджетных доходах (потерях) проведенного анализа недостаточно. Для упрощения нефтепереработка рассматривалась отдельно от добычи. Таким образом, в расчете учитывались не все налоги, которые в реальности платит недропользователь (на предыдущих этапах производственной цепочки). Кроме того, проведенный анализ учитывал потери от реализации одного сценария (50% на экспорт – 50% на переработку), в сравнение с другим (100 % на экспорт). Однако точность расчетов по бюджетным потерям от переработки искажалась тем, что в первом сценарии 50% сырой нефти все равно продавалось на экспорт (первоначальная предпосылка), и более высокие налоги от экспорта влияли на результат, искажая его точность. Для более глубокого понимания необходимо изолировать расчеты по нефтепродуктам от сырой нефти и рассчитать потери для бюджета от производства и реализации 1т нефтепродуктов. Для точной оценки налогов в 1т нефтепродуктов в расчетах был использован сценарий 100% на внутренний рынок.

Расчеты оценивают потери для бюджета на переработке в сравнение с экспортом сырой нефти в размере 2 778 руб. на тонну произведенных нефтепродуктов (для корзины 2012г., где 47% нефтепродуктов реализуется на экспорт, а 53% - на внутреннем рынке)<sup>124</sup>.

При отправке «Роснефтью» 1т сырой нефти на НПЗ компания выплатит напрямую государству 16 536 руб. налогов с каждой тонны сырой нефти, переработанной в нефтепродукты (потери при транспортировке и на НПЗ учитываются в расчете). Если же компания отправит 1т сырой нефти на экспорт, то избежит потерь при переработке на НПЗ и транспортировке до НПЗ, а государство получит бюджетных доходов в размере 19 314 руб./т от реализованной сырой нефти.

Доходы в бюджет выше, несмотря на то, что с нефтепереработкой цепочка создания стоимости длиннее и компания платит большее количество налогов, чем при реализации сырой нефти на экспорт. Общие прямые бюджетные потери реализации на переработку 39,22 млн т нефтепродуктов в расчетах по модели оцениваются в 108 млрд рублей ежегодно.

Основной причиной потерь для бюджета страны при переработке является разница в экспортных пошлинах. Для большей наглядности были рассчитаны бюджетные от переработки 1т нефти и от экспорта 1т нефти поступления по видам налогов. В данном случае разница в выплачиваемой экспортной пошлине от переработки и экспорта сырой нефти составляет 8 709 руб./т. У столь большой разницы есть две основные причины: во-первых, ставка по экспортной пошлине на нефтепродукты ниже, чем на сырую нефть, а во-вторых в корзине 2012г. только 47% нефти идет на экспорт, соответственно, с большей части корзины экспортная пошлина не выплачивается вовсе. То, что государство теряет на экспортной пошлине, частично компенсируется за счет выплат по НДС и акцизам, которые при экспорте сырой нефти не уплачиваются. Суммарно по НДС в

---

<sup>124</sup> В данном случае не учитывается та часть НДС в затратах, которая не компенсируется при расчете сальдо НДС. То есть частично НДС в затратах компенсируется за счет выплат НДС в выручки. Оставшаяся часть НДС в затратах не компенсируется для компании, и это идет в налоговые доходы государства. При этом, компания напрямую государству данную сумму не выплачивает, а выплачивает в качестве затрат подрядчикам.

добыче, НДС в переработке и акцизам государство получило 5 528 руб. с тонны корзины нефтепродуктов (Рисунок 17).

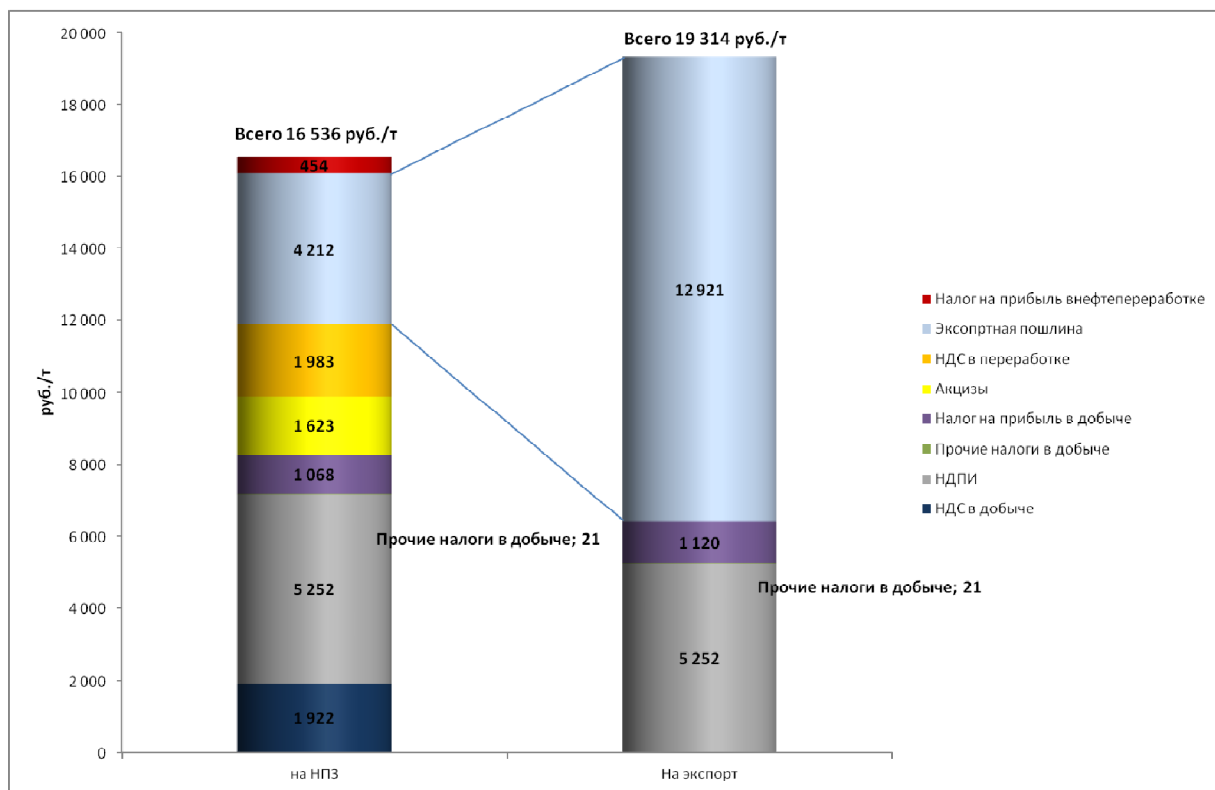


Рисунок 17 - Налоговые выплаты при переработке 1т нефти на НПЗ и экспорте 1т нефти в руб./т

Источник: анализ автора

Фактически, система налогообложения для экспорта нефтепродуктов и их реализации на внутреннем рынке отличается значительно: недропользователь уплачивает разные налоги, различен и уровень налогообложения. Поэтому, целесообразно сравнивать уровни налогообложения в нефтепереработке со сценарием экспорта сырой нефти отдельно для экспорта нефтепродуктов и продажи нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Для начала сравним доходность для бюджета от экспорта сырой нефти и нефтепродуктов. При экспорте сырой нефти и нефтепродуктов наиболее значимые для налогообложения различия заключаются в следующем:

- стоимость 1т сырой нефти и 1т корзины нефтепродуктов;
- уровень чистых потерь на НПЗ;
- выплаты по экспортной пошлине на нефть и нефтепродукты;

- выплаты по налогу на прибыль

НДС с выручки не уплачивается, а НДСПИ одинаков в обоих вариантах. Вследствие первоначально принятой предпосылки о единой стоимости корзины нефтепродуктов, определенной, как общая выручка от продажи нефтепродуктов, деленная на объем проданной продукции в млн т, оценить налог на прибыль по экспорту нефтепродуктов отдельно от продаж на внутреннем рынке не представляется возможным без дополнительных предпосылок. Поэтому для начала автор оценивает только первые 3 составляющие.

Расчеты показывают, что от каждой тонны экспортируемой корзины нефтепродуктов бюджет страны теряет 3 952 руб. по сравнению с экспортом сырой нефти только на экспортной пошлине и потерях при переработки. Природа потерь заключается в следующих причинах:

- во-первых, это более низкая ставка экспортной пошлины на нефтепродукты, чем на сырую нефть. Так, по данным в расчетах пошлина на нефть равнялась 12 921 руб./т, а средневзвешенная пошлина на 1т корзины нефтепродуктов – 9 083 руб./т
- во-вторых, это отрицательная добавленная стоимость корзины нефтепродуктов, которую производит нефтепереработка компании: в частности, стоимость 1 т сырой нефти в 2012г. составляла 25 817 руб./т, а стоимость корзины нефтепродуктов (без учета потерь) – 24 820 руб./т. Причина низкой стоимости корзины нефтепродуктов заключается в высокой доли в корзине дешевых темных нефтепродуктов, главным образом мазута. Это влияет на величину налога на прибыль и на рентабельность проекта для переработчика.
- в-третьих, это чистые потери сырья во время переработки на НПЗ.

В результате государство получает меньше налогов от нефтепереработки, субсидируя ее производить отрицательную добавленную стоимость. Соответственно, если компания «Роснефть» вместо 18,2 млн т экспортируемых нефтепродуктов будет экспортировать сырую нефть (сохранив производство 20,5 млн т нефтепродуктов для внутреннего рынка), то государство получит



дополнительно 71,1 млрд руб. в виде бюджетных поступлений от экспортной пошлины<sup>125</sup> (Рисунок 18).

В реальности это число меньше, т.к. в расчетах не учитывался налог на прибыль от нефтепереработки, а также та часть НДС в затратах, которая не компенсируется для компании. Этот налог компания не выплачивает государству напрямую, он включен в цену услуг и продукции подрядчиков, но для государства НДС в затратах компании является налоговыми поступлениями, которые бы не были получены, если бы компания не купила ту или иную продукцию и услуги.

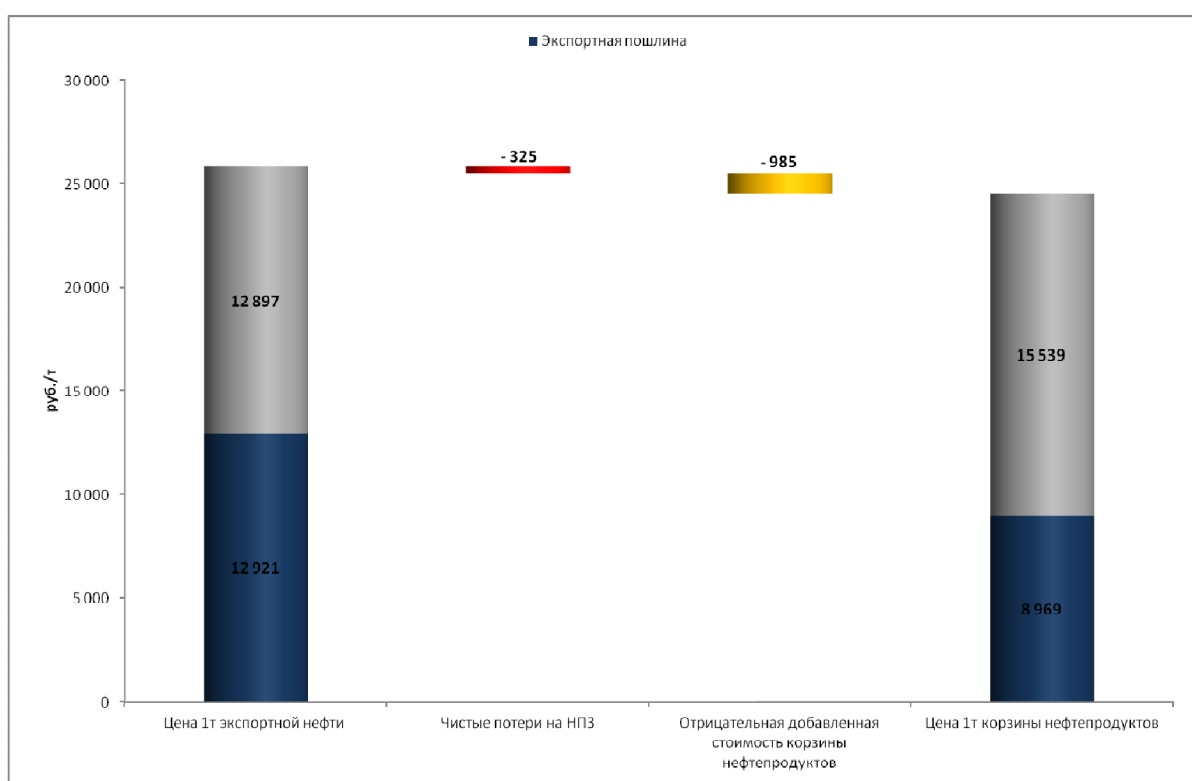


Рисунок 18 - Потери налоговых поступлений по экспортной пошлине от экспорта нефтепродуктов в руб./т

Источник: анализ автора

На внутреннем рынке роль косвенных налогов, не привязанных к финансовому результату, как таможенная пошлина для экспорта, играют акцизы и НДС. Эти налоги не использует продавец, продавая сырую нефть на экспорт. Чтобы получить более точные результаты по бюджетным поступлениям

<sup>125</sup> Верно при принятой предпосылке о том, что все затраты являются переменными.

от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке, их экспорта и экспорта сырой нефти, автор также включил в расчет эти и другие налоги, влияющие на величину бюджетных доходов. В расчет был также включен налог на прибыль, с предпосылкой того, что прибыль на 1т продукции одинакова на внешнем и внутреннем рынке.

Результаты расчетов показывают, что уровень налогообложения нефтепродуктов для внутреннего рынка ниже, чем для внешнего. От экспорта нефтепродуктов государство в 2012г. получало на 2 170 руб./т больше, чем от продажи на внутреннем рынке. В отличие от экспорта нефтепродуктов и экспорта сырой нефти, при реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке, основную роль по получению бюджетных доходов играют акцизы и НДС. В совокупности, эти 2 налога приносили государству 6 799 руб./т корзины нефтепродуктов, реализованной на внутреннем рынке. Разница в уровне налогообложения при продаже нефтепродуктов на внешнем и внутреннем рынке заключалась в разнице между экспортной пошлиной на нефтепродукты и совокупными изъятиями по НДС и акцизам при продажах внутри страны. Так, из всех уплаченных налогов при реализации на внутреннем рынке (15 516 руб./т) и при реализации за границей (17 687 руб./т) различались только выплаты по экспортной пошлине, акцизам и НДС (Рисунок 19)<sup>126</sup>.

---

<sup>126</sup> С учетом потерь в нефтепереработке.

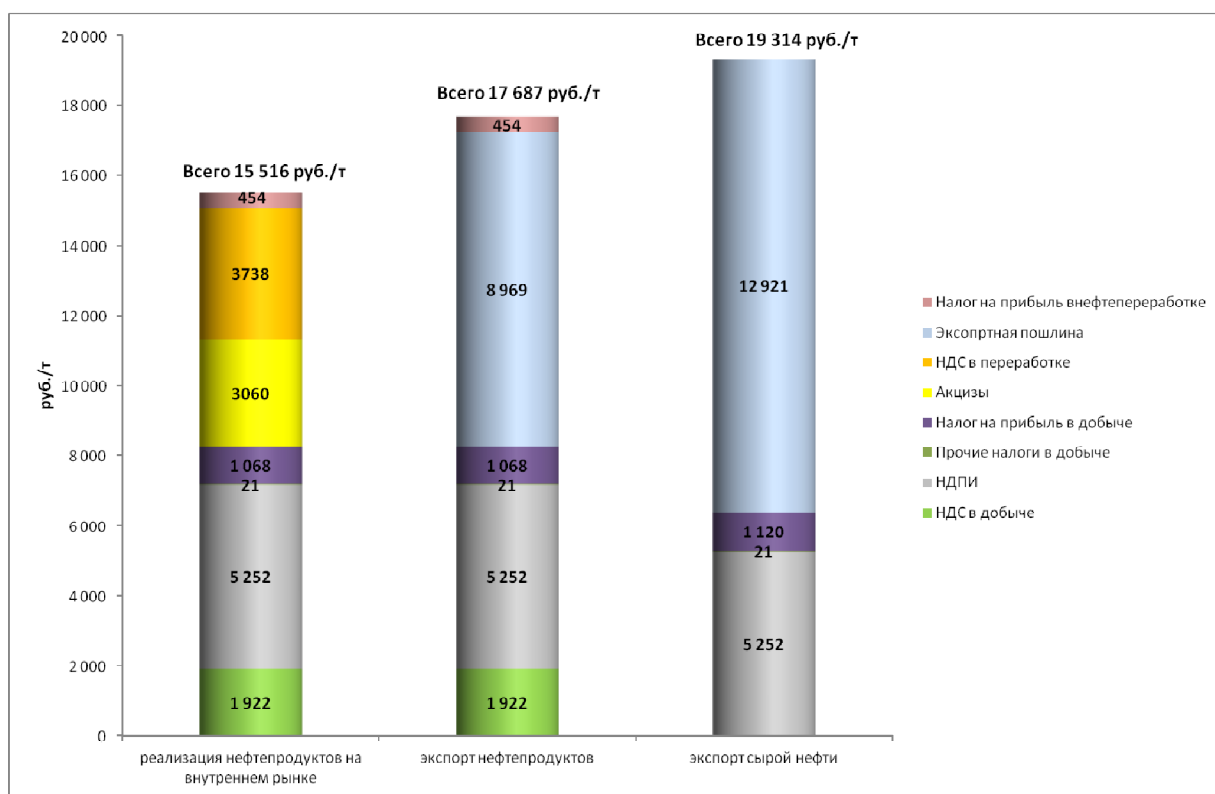


Рисунок 19 - Уровень и структура налогообложения 1т продукции реализованной в виде нефтепродуктов на внутреннем рынке, нефтепродуктов на экспорт и в виде сырой нефти на экспорт с учетом потерь на НПЗ

Источник: анализ автора

#### Вывод - Базовый сценарий:

Расчеты для базового сценария подтверждают гипотезу, что экспорт сырой нефти, добытой на месторождениях в Западной Сибири, принесет государству больше бюджетных доходов, чем ее переработка на НПЗ компании «Роснефть» с последующей реализацией в виде нефтепродуктов. В сценарии 100% экспорта сырой нефти государство получает 1 515 млрд руб. налоговых поступлений, а в сценарии 50% экспорта 50% на НПЗ бюджетные доходы страны составляют 1 431 млрд руб. То есть бюджетные потери от реализации сценария 50% на экспорт 50% на НПЗ равняются 84 млрд рублей<sup>127</sup>.

Государство, недополучая бюджетные доходы от налогов на переработку, позволяет компании иметь более высокий денежный поток при реализации

<sup>127</sup> С учетом НДС в затратах.

невыгодного для страны сценария. Компания получает дополнительный денежный поток в размере 12,8 млрд руб. в год. При этом стоимость корзины нефтепродуктов, которую создает нефтепереработка компании ниже, чем стоимость 1т экспортной нефти. Другими словами, государство субсидирует отрасль нефтепереработки, создающую отрицательную добавленную стоимость, и создает для компании такие условия, при которых создание отрицательной стоимости становится финансово выгодно. Для бюджета это оборачивается потерями в размере 2 778 руб. с каждой тонны сырой нефти отправленной на нефтепереработку или 1 627 руб. с каждой тонны корзины нефтепродуктов, отправляемой на экспорт, 3 798 руб. с каждой тонны корзины нефтепродуктов, реализуемой, на внутреннем рынке.

Из произведенного на данный момент анализа следует, что компании нужно отказаться от нефтепереработки в пользу экспорта нефти, чтобы повысить доходы бюджета страны. Эта мера позволила бы дополнительно в 2012г. увеличить доходную часть бюджета РФ на 0,65%<sup>128</sup>. Увеличение налоговых поступлений на 84 млрд руб. для государства, означало бы для компании снижение денежного потока лишь на 12,8 млрд руб.

Однако проведенного анализа недостаточно, поскольку рассчитан только результат на 2012г. Для более комплексного понимания данного вопроса необходимо рассмотреть, как повлияет изменение налоговых ставок (проводимый «налоговый маневр»)<sup>129</sup>. Следует также учесть изменяющуюся структуру корзины нефтепродуктов, поскольку изменение ее структуры будет также влиять на величину налоговых поступлений.

#### Расчеты в динамике - 2011-2016гг.

Поскольку построенная автором модель рассчитывает результаты для всех сочетаний налоговых систем и корзины нефтепродуктов за период 2011-2016гг.,

---

<sup>128</sup> Структура и динамика доходов Федерального бюджета РФ // Министерство Финансов РФ - <http://info.minfin.ru/fbdohod.php>

<sup>129</sup> Федеральный Закон Российской Федерации от 30 сентября 2013г. N 263 – ФЗ. «О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 31 Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе"» // Газета «Российская Газета», 04.10.2013 - <http://www.rg.ru/2013/10/04/tamojnaya-dok.html>

автор постарается проследить влияние изменений налоговой системы и структуры корзины нефтепродуктов на предпочтительность одного сценария над другим.

В данном разделе ключевое внимание будет уделено результатам за 2016г., поскольку это последний год, по которому есть данные по новым налоговым ставкам, и это достаточный период, чтобы понять тренд и влияние изменений. Кроме того, автору интересны результаты за 2014г., поскольку этот год соответствует времени написания работы. В большинстве случаев автор будет рассматривать динамику изменений за весь период с 2011г. по 2016г., поскольку именно с 2011г. началась масштабная налоговая реформа, стимулировавшая модернизацию российской нефтепереработки.

Расчеты по модели показывают, что размер потерь налоговых поступлений для бюджета от реализации сценария 50% на экспорт 50% на НПЗ в сравнение со сценарием 100% на экспорт будет снижаться. Так, если в 2012г. потери составляли 84 млрд руб., то в 2014г. они составят 66 млрд руб., а к 2016г. и вовсе сократятся до 4 млрд руб. Если в 2012г. Сокращение выпадающих бюджетных доходов будет достигнуто за счет повышения налогов в нефтепереработке. Так, если в 2012г. по сценарию 50% на экспорт – 50% на НПЗ государство получало бюджетных доходов в размере 1 431 млрд руб., то в 2014г. – 1 471 млрд руб., а в 2016г. - 1 532 млрд руб. Соответственно, повысится уровень налогообложения на 1т реализованной нефти в сценарии с переработкой. Если в 2012г. в сценарии 50% на экспорт – 50% на переработку уплачивалось в виде налогов 18 240 руб./т, то в 2014г. уже 18 750 руб./т, а в 2016г. – 19 530. Следует отметить, что при повышении бюджетных доходов в сценарии 50% на экспорт – 50% на НПЗ, финансовая привлекательность данного сценария для компании снизится. Так, если в 2014г. «Роснефти» все еще будет выгодней сценарий 50% на экспорт – 50% на НПЗ, то в 2016г. – уже нет. В 2014г. дополнительный денежный поток от сценария с переработкой по сравнению со сценарием 100% на экспорт будет приносить компании дополнительно 3 млрд руб. чистого денежного потока, а в 2016г. в сценарии с переработкой компания уже будет недополучать 53 млрд руб., в сравнение с экспортом 100% добытой нефти. Фактически, для государства к

2016г. оба сценария станут равнозначны с точки зрения налоговых поступлений, а для компании сценарий экспорта сырой нефти станет финансово более выгодным (Рисунок 20).

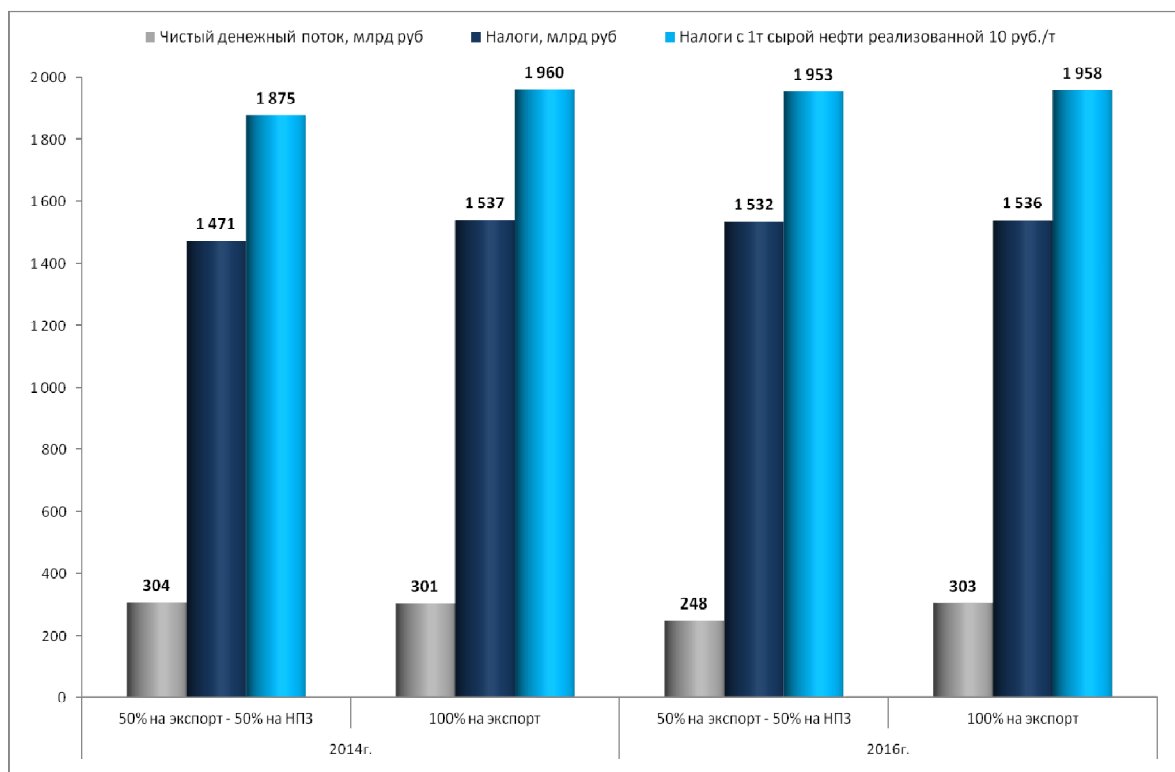


Рисунок 20 - Результаты реализации для государства и для компании по сценариям 50% на экспорт - 50% на НПЗ и 100% на экспорт с налогами и с корзиной нефтепродуктов за 2014г. и 2016г.

#### Расчеты в динамике - налоговые поступления от двух сценариев

Расчеты показывают, что проводимые налоговые изменения положительно влияют на величину получаемых налогов, снижая уровень бюджетных потерь от реализации сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ за счет повышения уровня налогообложения в нефтепереработке.

Проведенный анализ показал, что существует устойчивый тренд снижения бюджетных потерь от реализации сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ. Если в 2011г. потери для бюджета равнялись 142 млрд руб., то в 2014г. – 67 млрд, в 2015г. - 9 млрд, а в 2016г. - всего 4 млрд. Если предположить, что модернизация нефтепереработки не производилась, и, следовательно, структура корзины нефтепродуктов бы не изменялась с 2011г. вплоть до 2016г. включительно, то

рост уровня выплачиваемых налогов недропользователем был бы еще более значительным. Так, расчеты с неизменной корзиной нефтепродуктов за 2011г. по налоговым ставкам 2011-2016гг. показали, что с 2015г. государство перестанет иметь выпадающие бюджетные доходы от реализации сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ, и более того, данный сценарий будет приносить государству больше налоговых поступлений, чем сценарий экспорта 100% сырой нефти (Рисунок 21).



Рисунок 21 - Выпадающие бюджетные доходы от реализации сценария 50% на экспорт - 50% на НПЗ в сравнение со сценарием 100% на экспорт при налоговых ставках за 2011-2016гг. в млрд руб.

*Источник: анализ автора*

Основным драйвером снижения уровня выпадающих доходов для государства, безусловно, станет увеличение налоговой нагрузки в нефтепереработке. Так, по расчетам в модели в 2016г. компания будет выплачивать налогов на 75 млрд больше, чем в 2011г. с учетом изменения структуры корзины нефтепродуктов, а, если предположить, что структура корзины не изменится, то уровень налоговой нагрузки на нефтепереработку возрастет почти на 100 млрд руб. при неизменном количестве произведенных нефтепродуктов. Так, если в 2011г. нефтепереработка компании выплатила 337 млрд руб. в виде налогов (сценарий 50% на экспорт – 50% на НПЗ), то в 2016г.,

эта сумма будет равняться 412 млрд руб. с учетом изменения структуры корзины нефтепродуктов и 434 млрд руб. без учета изменения. Среднегодовой темп роста (CAGR) составит 4% в год для сценария с учетом изменения структуры корзины и 5% без учета изменения. Наибольший прирост в величине налоговых выплат произойдет в 2015г. (+12% как с учетом, так и без учета изменения структуры корзины) (Рисунок 22).

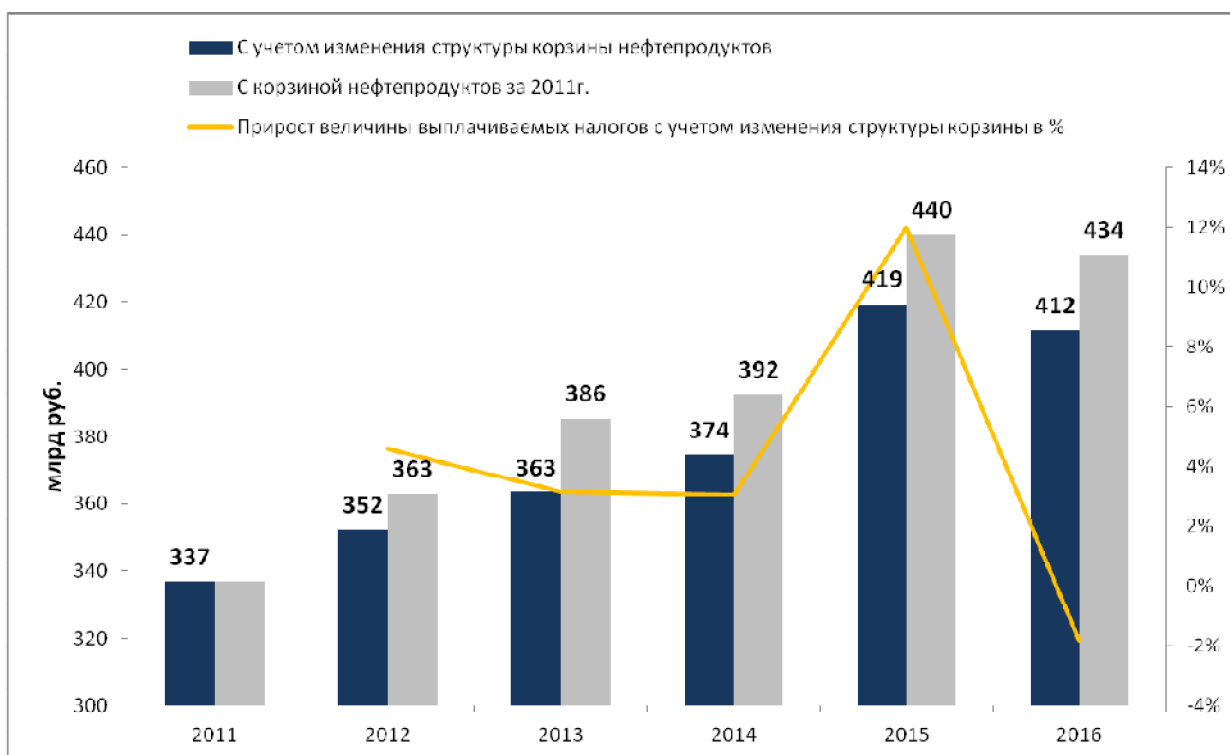


Рисунок 22 - Налоговые выплаты в сегменте нефтепереработки в сценарии 50% на экспорт - 50% на НПЗ с налоговыми ставками за 2011-2016гг.

*Источник: анализ автора*

Вторым по важности драйвером снижения уровня выпадающих бюджетных доходов от реализации сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ в сравнение со сценарием 100% на экспорт станет снижение разницы в налоговых выплатах по добыче. Если в 2011г. разница в налоговых поступлениях по сегменту добычи между двумя сценариями составляла 479 млрд руб. (за счет большего объема, отправляемого на экспорт при сценарии 100% на экспорт), то в 2016г. эта разница снизилась до 416 млрд руб. То есть разрыв в налоговых поступлений в бюджет от двух сценариев сократился на 63 млрд руб.



Причина сближения бюджетных доходов по двум сценариям заключалась в более быстром темпе прироста уровня налогообложения в добыче по сценарию 50% на экспорт – 50% на НПЗ, чем по сценарию 100% на экспорт (Рисунок 23).

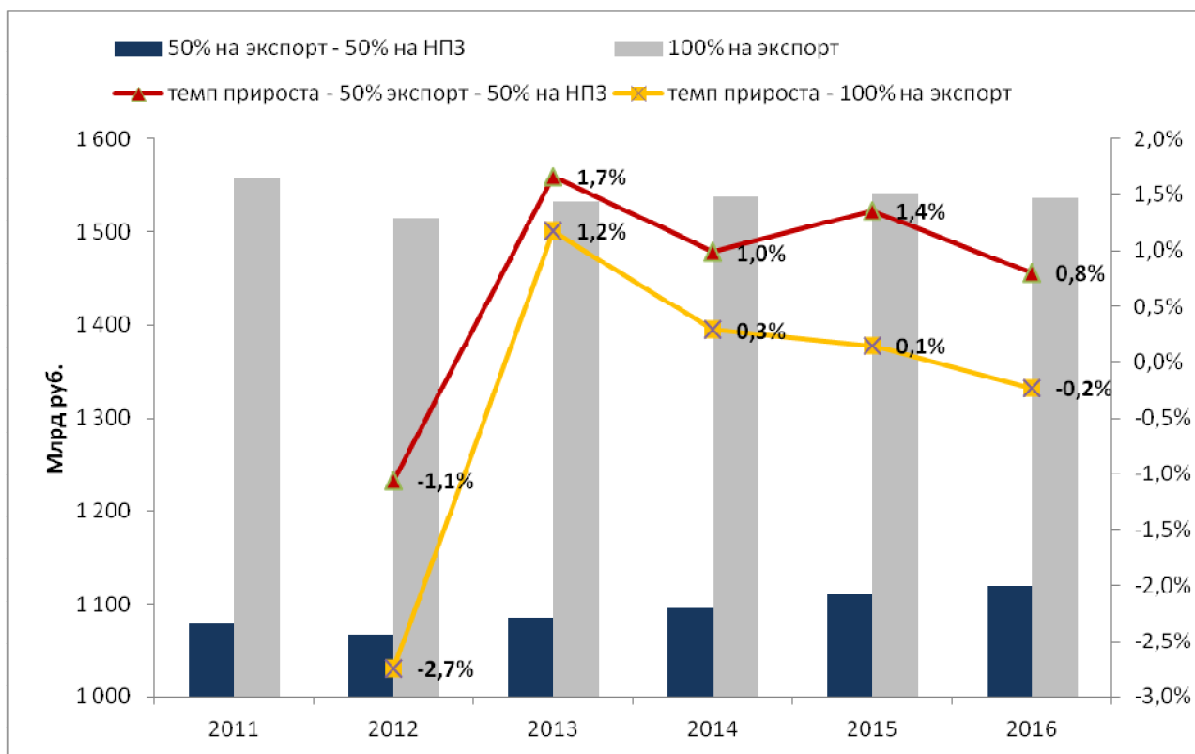


Рисунок 23 - - Налоговые выплаты и темпы их прироста в сегменте добычи в сценарии 50% на экспорт - 50% на НПЗ и 100% на экспорт с налоговыми ставками за 2011-2016гг.

*Источник: анализ автора*

Более быстрый темп роста уровня налогообложения в добыче был обусловлен характером проводимых налоговых изменений. Снижение ставки по экспортной пошлине одновременно с повышением ставки по НДС увеличивает привлекательность продажи нефти на экспорт по сравнению с реализацией нефти на внутреннем рынке. Изменение ставок осуществляется таким образом, что это оказывает разное финансовое влияние на проект для сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ и сценария 100% на экспорт. Так, за весь период с 2011г. по 2016г. ставка по НДС возрастет на 1 640 руб./т., а по экспортной пошлине упадет на 1 998 руб./т. Фактически, для сценария 100% на экспорт это означает, что уровень

налогообложения снизится, а для сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ – наоборот, возрастет. Так, чистый эффект на 1т реализованной нефти по этим двум налогам для сценария 100% на экспорт составит – 358 руб./т в сторону снижения налоговой нагрузки, а для сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ – 641 руб./т в сторону повышения налоговой нагрузки. Для всего объема реализованной нефти это будет означать повышение уровня налогообложения по НДС и по пошлине в период с 2011г. по 2016г. в сценарии 50% на экспорт – 50% на НПЗ. на 50 млрд руб. и снижение уровня налоговой нагрузки для сценария 100% на экспорт на 28 млрд руб. (Рисунок 24).

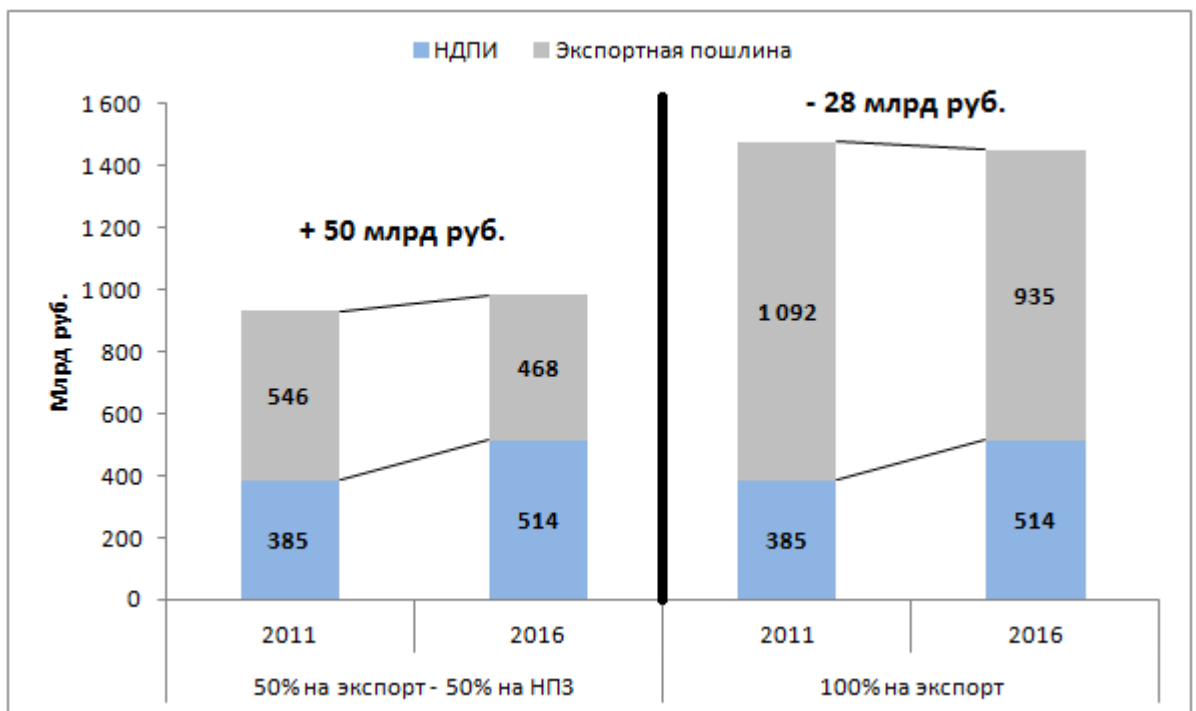


Рисунок 24 - Изменение уровня налогообложения по НДС и экспортной пошлине на нефть в сценарии 50% на экспорт - 50% на НПЗ и 100% на экспорт для налоговых ставок 2011г. и 2016г.

*Источник: анализ автора*

Двумя драйверами изменяющими уровень налогообложения станут изменение налоговых ставок в переработке и в добыче. В добыче будет происходить рост ставок по НДС и снижение ставок по экспортной пошлине, что повышает привлекательность экспорта сырой нефти в сравнение с реализацией нефти на внутреннем рынке.

Несмотря на налоговые изменения в добыче, ключевыми изменениями для данного сценария станут изменения в нефтепереработке. Уровень налогообложения на 1т реализованной продукции по сегментам добычи и переработки с учетом изменения корзины нефтепродуктов будет расти более быстрыми темпами именно в переработке. Среднегодовой темп роста уровня налогообложения в переработке (CAGR) составит 4,07% в сравнение с 0,74% в добыче. Доля налогов с сегмента переработки в общих налогах компании в расчетах возрастет с 38,7% в 2011г. до 42,6% в 2016г. Причем, наибольший рост уровня налогообложения в сегменте переработки произойдет в 2015г., когда размер уплаченных налогов возрастет почти на 1000 руб. с тонны реализации (с 9 656 руб./т до 10 814 руб./т). Данные изменения будут связаны с реализацией «налогового маневра», в частности с приравниванием пошлин на темные нефтепродукты к пошлинам на нефть. Более подробно изменение налогообложения в сегменте нефтепереработки рассмотрено ниже (Рисунок 25).

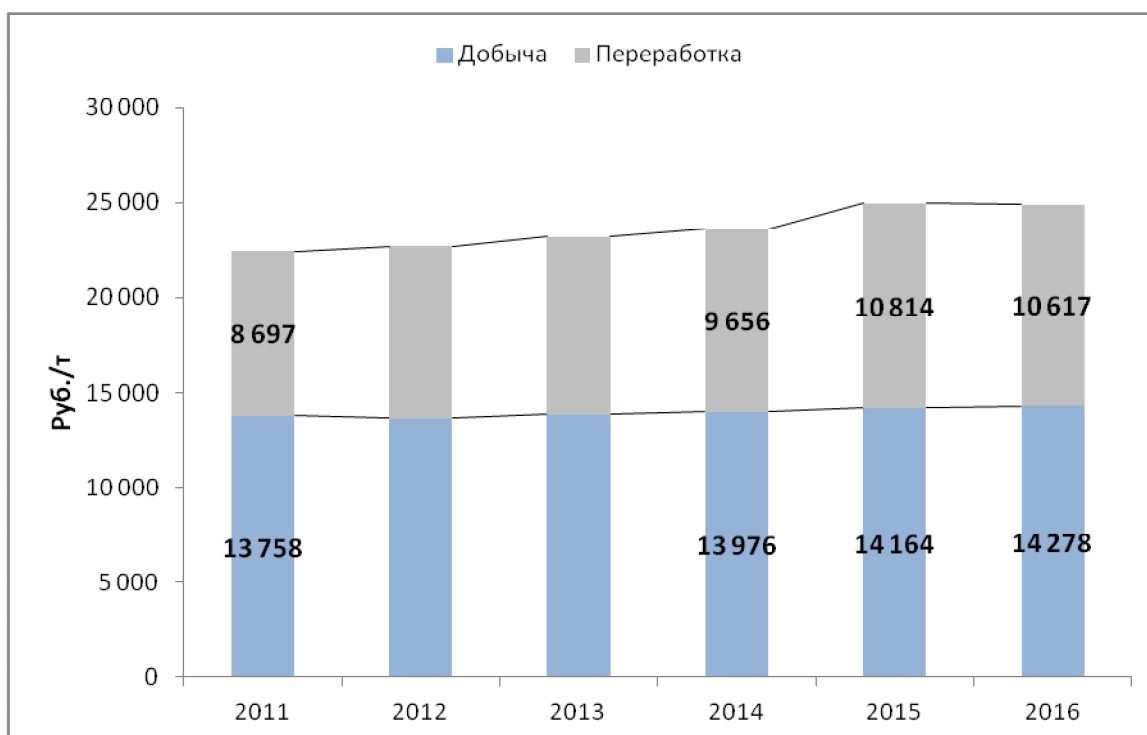


Рисунок 25 - Налоги на 1т реализации нефти и нефтепродуктов в сегменте добычи и переработки с учетом изменения структуры корзины. В налоговых ставках 2011-2016гг.

Источник: анализ автора

Показанный на Рисунок 25 анализ не учитывает полную цепочку создания стоимости в нефтепереработке, ведь перед тем, как в вертикально-интегрированной компании сырая нефть поступает на переработку, ее добывают, а следовательно, уплачиваются и налоги в добыче. Кроме того, сравнение уровня налогообложения по двум сценариям было недостаточным для понимания того, сколько государство будет недополучать бюджетных доходов на 1т реализации, т.к. в сценарии 50% на экспорт – 50% на НПЗ на уровень налогообложения по проекту учитывалась вместе с переработкой и экспортная нефть.

Анализ уровня налогообложения на 1т реализации сырой нефти показывает, что, бюджетные потери на 1т реализации, в сравнение с базовым сценарием сократились значительно. При этом, по прежнему наибольшее выпадение бюджетных доходов осуществляется из-за более низкой ставки по экспортной пошлине на нефтепродукты, чем на сырую нефть. Как и в предыдущем варианте компенсируют разницу между экспортной пошлиной на нефть и нефтепродукты акцизы и НДС, которые не уплачиваются при экспорте сырой нефти (Рисунок 26).

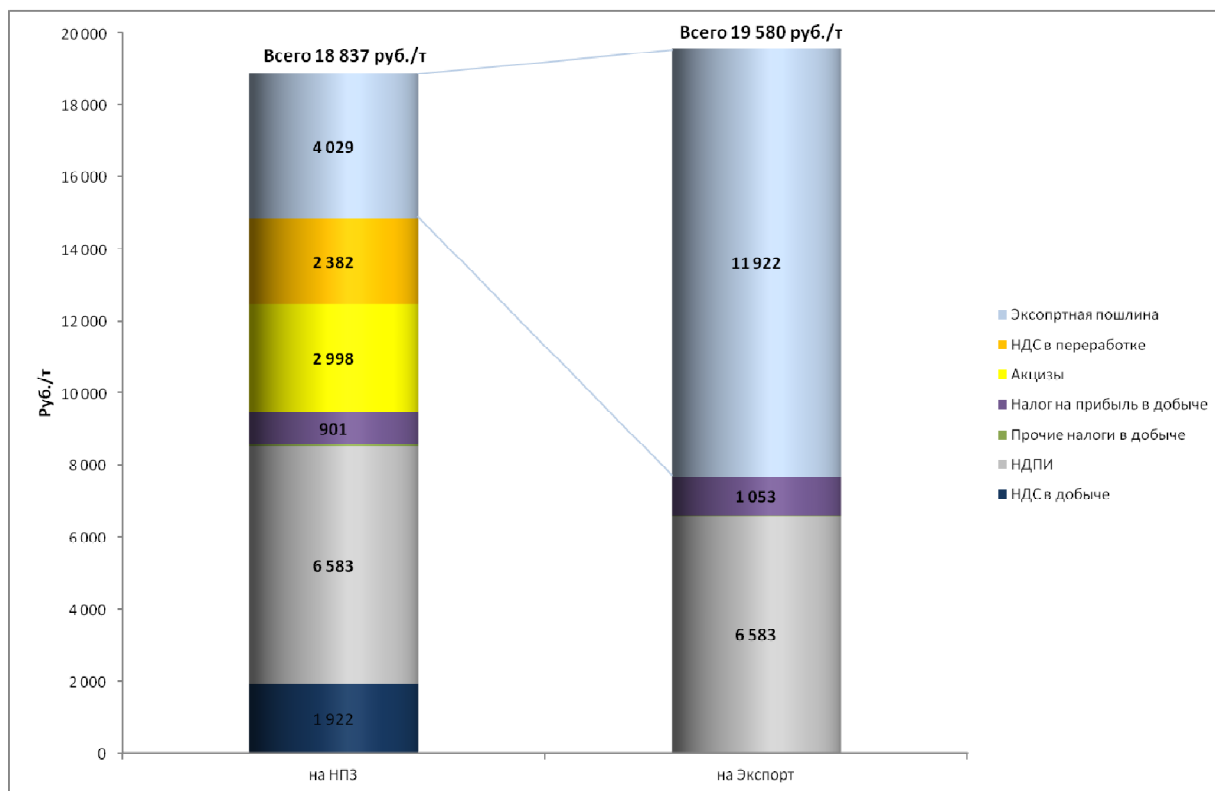


Рисунок 26 - Уровень и структура налоговой нагрузки на 1т реализации сырой нефти на переработку и на экспорт в сыром виде с налоговыми ставками за 2016г.

*Источник: анализ автора*

Следует более внимательно рассмотреть производимые налоговые изменения в экспортных пошлинах, поскольку, это принципиально меняет всю экономику нефтеперерабатывающей отрасли для российских НПЗ, экспортирующих продукцию нефтепереработки.

Как показывают расчеты, если в 2011г. без учета потерь на НПЗ только от экспортной пошлины государство теряло 5 243 руб. на каждой экспортируемой тонне корзины нефтепродуктов, то затем уровень потерь начал сильно сокращаться за счет снижения разрыва между пошлиной на нефть и средневзвешенной пошлиной на корзину нефтепродуктов. Так, уже к 2014г. уровень бюджетных потерь сократился почти на 1 458 руб./т и стал равен 3 717 руб./т. Однако наибольшее сокращение бюджетных потерь должно произойти в 2015г., когда ставка экспортной пошлины на темные нефтепродукты будет приравнена к ставке на экспорт сырой нефти. В 2015г. средневзвешенная экспортная пошлина по корзине вырастет с 9 004 руб./т до 11 607 руб./т, в то время как падение ставки экспортной пошлины на сырую нефть продолжится. В результате этих изменений уровень бюджетных потерь только от экспортной пошлины в 2015г. должен сократиться до 715 руб./т, а в 2016г. до 713 руб./т.

(Рисунок

27).



Рисунок 27 - Уровень бюджетных потерь от экспортной пошлины на сырую нефть и на нефтепродукты на 1 т реализации продукции в налоговых ставках за 2011-2016г.

*Источник: анализ автора*

Это означает, что уровень бюджетных потерь на экспортной пошлине сократится до 12,9 млрд руб. в год. В реальности это число должно быть меньше, если учитывать разницу по другим налогам, которые компания не уплачивает при экспорте сырой нефти: НДС в добыче нефти, НДС в затратах по нефтепереработке. Проверим данную гипотезу на расчетах.

Расчеты подтверждают высказанную выше гипотезу. Более того, расчеты показали, что в налогах 2016г. государство перестанет терять бюджетные налоги от экспорта нефтепродуктов, а наоборот будет получать больше налогов с 1 т экспорта нефтепродуктов, чем с 1 т экспорта сырой нефти без учета потерь на НПЗ. Преимущество с точки зрения бюджетных поступлений сценарию экспорта нефтепродуктов обеспечил НДС в добыче, который, в случае экспорта продукции недропользователь не выплачивает. Другими словами, происходящие налоговые изменения приведут к прекращению государственному субсидированию экспорта нефтепродуктов за счет более высокого уровня налоговой нагрузки в добыче. Несколько более низкий уровень налоговой нагрузки для нефтепродуктов останется в случае реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке (17 979 руб./т). При этом данный уровень будет более чем на 2000 руб./т выше, чем в расчетах для базового сценария (15 516 руб./т), что также является значимым повышением уровня налоговой нагрузки для внутреннего рынка. Данное изменение является ключевым, и означает, что государству теперь экспорт нефтепродуктов будет наиболее выгоден с точки зрения бюджетных доходов (Рисунок 28).

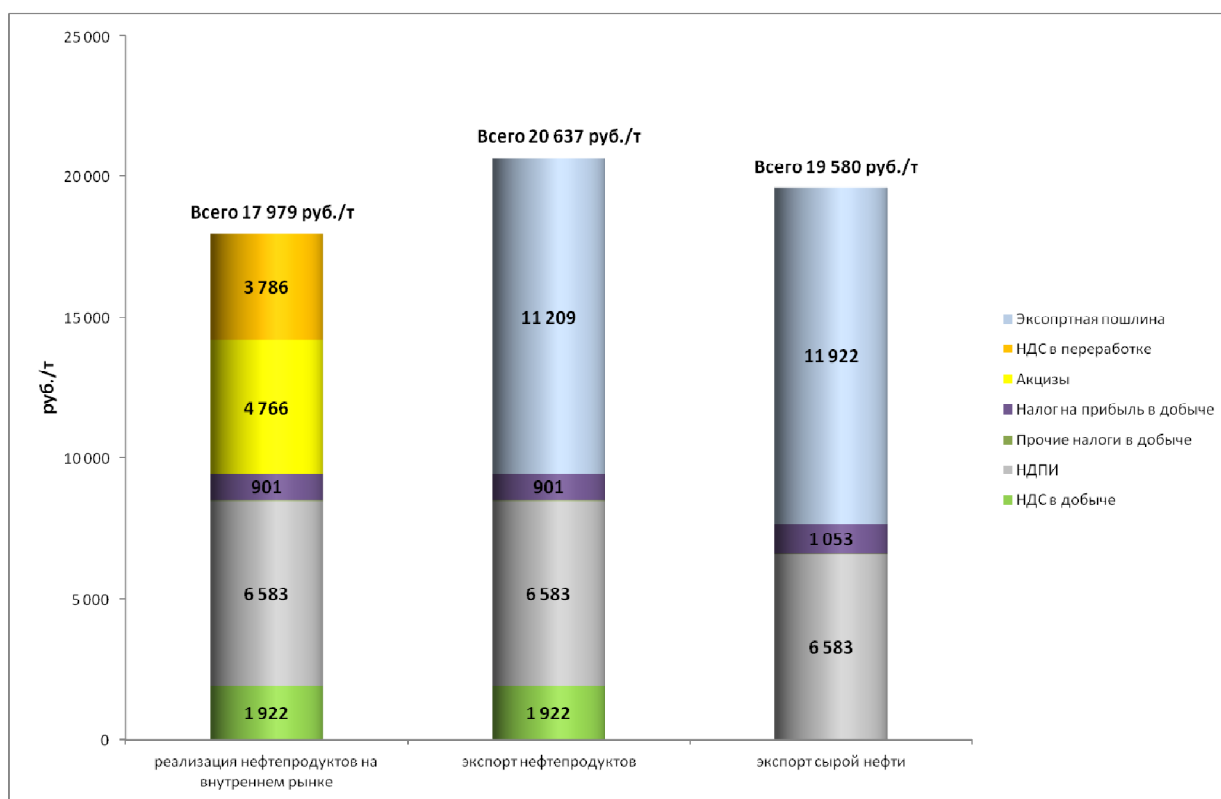


Рисунок 28 - Уровень и структура налогообложения 1т продукции реализованной в виде нефтепродуктов на внутреннем рынке, нефтепродуктов на экспорт и в виде сырой нефти на экспорт с налоговыми ставками за 2016г. без учета потерь на НПЗ

Источник: анализ автора

Если рассматривать различие в налогообложении нефтепереработки на внутреннем рынке и при реализации на экспорт, то оно заключается в разнице налоговых выплат по экспортной пошлине (для реализации на экспорт) и по акцизам и НДС в переработке (для реализации на внутреннем рынке).

Государство влияет на уровень налогообложения нефтепродуктов на внутреннем рынке за счет изменения ставок по акцизам, ставку по НДС оставляя неизменной. Однако, выплаты по НДС при неизменности стоимости корзины нефтепродуктов (первоначальная предпосылка) все равно меняются, т.к. изменяется структура корзины нефтепродуктов, а вместе с ней и количество продукции, продаваемой на внешних и внутренних рынках.

Только анализ изменения ставок по акцизам показывает, что выплаты по акцизам на 1т реализованной на внутреннем рынке продукции без учета потерь на НПЗ возрастут на 117% (16,8% CAGR) с 2011 по 2016г. (рост с 2 192 руб./т до

4 766 руб.т). Если бы структура корзины нефтепродуктов осталась неизменной с 2011г., то в 2016г. нефтепереработчик выплачивал бы 5 133 руб. на 1т реализованной на внутреннем рынке продукции. То есть ставки по акцизам, в сравнение с экспортной пошлиной, растут опережающим темпом (рост экспортной пошлины за период без учета потерь – 29% или 5,2% ежегодно {CAGR}) (Рисунок 29).

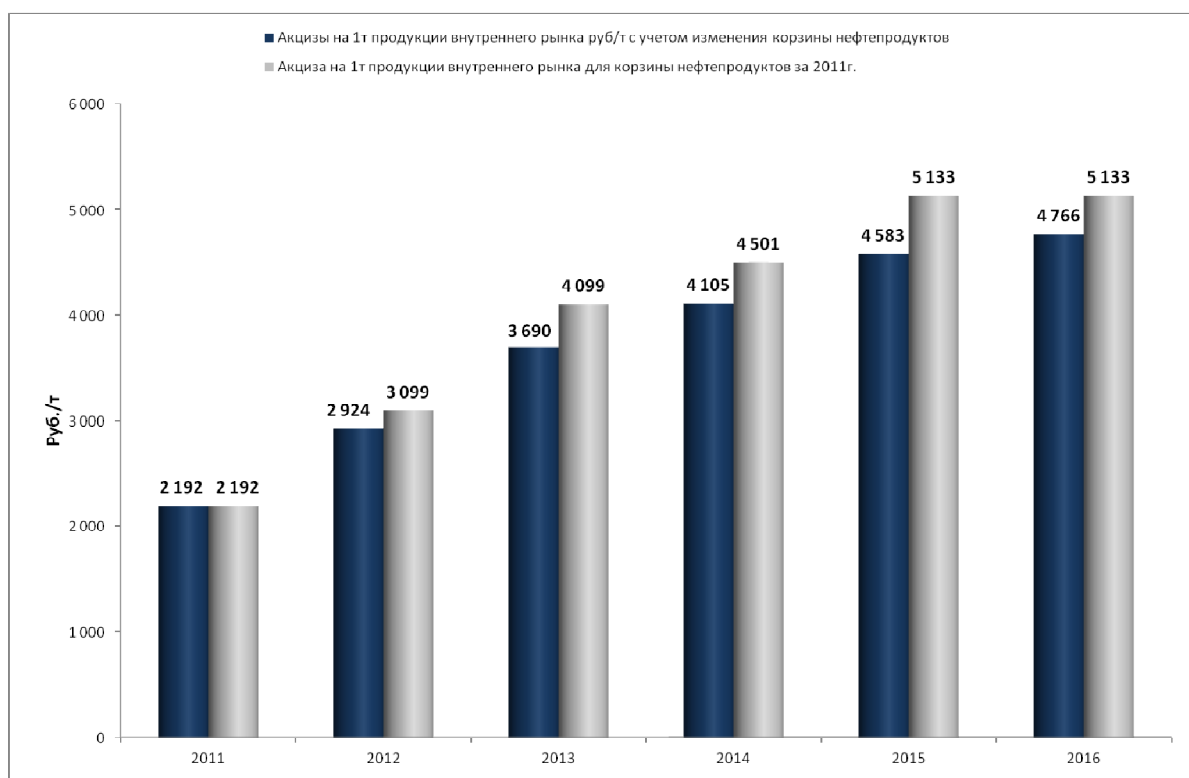


Рисунок 29 - Рост акцизов 1т реализованной на внутреннем рынке корзины нефтепродуктов компании в налоговых ставках 2011-2016гг.

*Источник: анализ автор*

#### Расчеты в динамике - экономическая привлекательность для компании

Повышающийся уровень налоговой нагрузки на недропользователя в сценарии 50% на экспорт – 50% на НПЗ в сравнение со сценарием 100% на экспорт с одной стороны является положительным с точки зрения налоговых поступлений для государства, с другой стороны негативно влияет на экономику проекта для компании. Если в 2011г. при реализации сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ компания получала дополнительный чистый денежный поток в размере 70 млрд руб. в сравнении со сценарием 100% экспорта сырой нефти, то к



2016г. сценарий с переработкой уже приносит на 55 млрд руб. меньше чистого денежного дохода, чем экспорт 100% сырой нефти. Если в расчетах не учитывать изменение структуры нефтепродуктов, то эффект становится еще более значимым: - 90 млрд руб. меньше, чем в сценарии экспорта 100%. То есть, при изменении налогов с 2011г. до того уровня, который будет установлен в 2016г., сценарий 50% на экспорт – 50% на НПЗ будет приносить компании на 135 млрд руб. меньше чистого дохода в 2016г., чем в 2011г., с учетом изменения структуры корзины нефтепродуктов и на 160 млрд руб., если бы структура корзины нефтепродуктов не изменилась (Рисунок 30).



Рисунок 30 - Дополнительный чистый денежный поток компании от реализации сценария 50% на экспорт 50% на НПЗ в сравнение со сценарием 100% на экспорт для налоговых ставок 2011-2016гг.

*Источник: анализ автора*

Снижение уровня субсидирования нефтепереработки за счет налогов ухудшит экономику проектов по нефтепереработке, что негативно скажется на финансовой привлекательности реализации сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ. Фактически, когда в 2016г. государство почти перестанет недополучать бюджетные доходы от реализации сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ, для компании этот сценарий перестанет быть наиболее экономически выгодным.

Данное утверждение верно с учетом принятой в начале расчета предпосылки о том, что стоимость корзины нефтепродуктов не меняется при изменении структуры данной корзины. Далее эта предпосылка будет снята.

Проводимые налоговые изменения в корне изменят всю экономику переработки. Компания вынуждена модернизировать свою нефтепереработку, чтобы остаться рентабельным предприятием. По расчетам на примере рассматриваемых НПЗ с учетом принятых предпосылок рентабельность упадет значительно, несмотря на изменение структуры корзины нефтепродуктов. Так, если в налоговой системе 2011г. и с корзиной нефтепродуктов за 2011г. поток наличности на 1т переработки составлял 1 510 руб./т, то к 2014г., снижаясь среднегодовым темпом 21%, составит 744руб./т. Самым сложным для переработки компании с учетом вводимых налоговых изменений должен стать 2015г., когда экспортная пошлина на темные нефтепродукты будет приравнена к пошлине на нефть. В этот год поток наличности станет отрицательным, упав, по отношению к предыдущему году на 1 138. руб. с 1т переработки. В следующем году поток наличности несколько возрастет в связи с изменением структуры нефтепродуктов и снижением экспортной пошлины на светлые нефтепродукты до 61%, однако по-прежнему останется отрицательным. Несмотря на столь большое снижение потока наличности на 1т переработки (на 1 602 руб./т за период 2011-2016гг.), расчеты показывают, что производимая модернизация НПЗ, результатом которой является понижение доли темных нефтепродуктов в корзине, оказывает сильно положительное влияние на поток переработки. Если бы структура корзины нефтепродуктов с 2011г. до 2016г. не изменилась, то поток наличности

на 1т переработки упал бы на 2 490 руб./т, составив в 2016г. -980 руб./т.

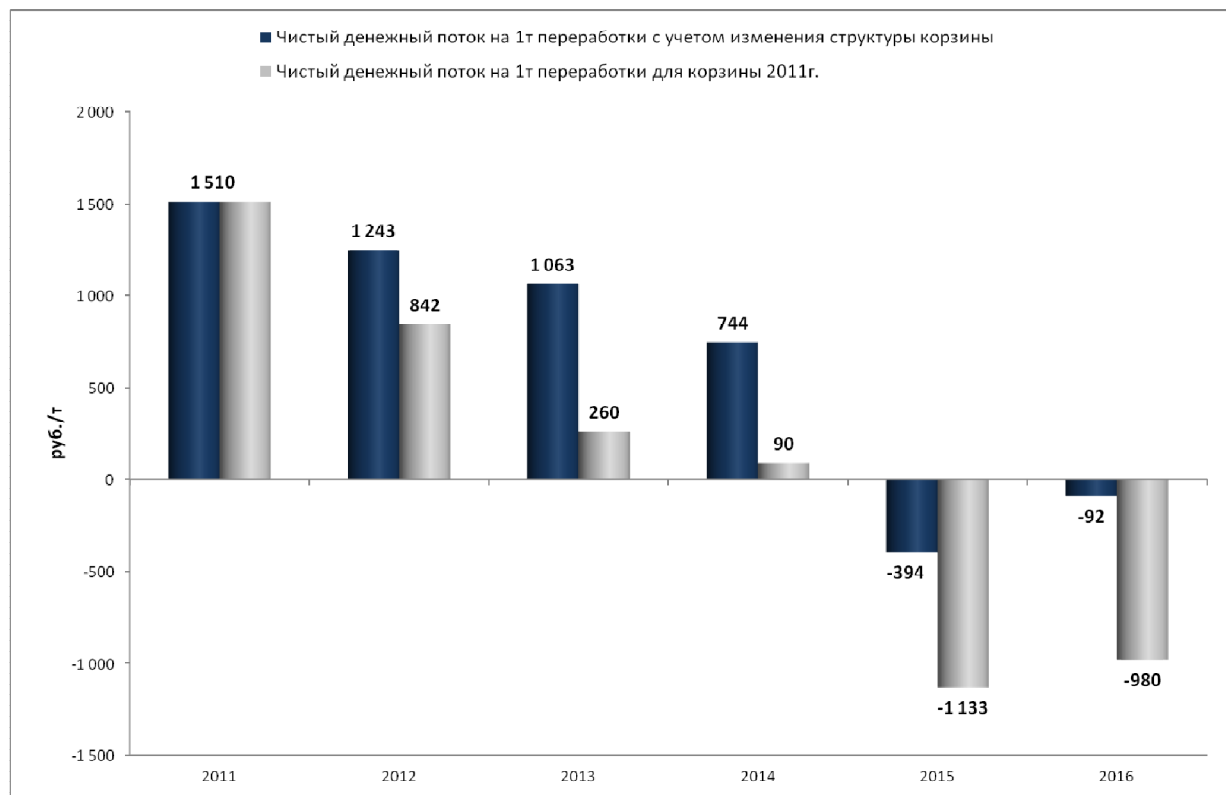


Рисунок 31 - Поток наличности на 1т переработки при налоговых ставках за 2011-2016гг.

*Источник: анализ автора*

Фактически, данные цифры показывают отрицательную рентабельность нефтепереработки к 2016г. При этом следует учитывать, что в анализе учитывались лишь проводимые налоговые изменения, за которыми следовало снижение чистого денежного потока по проекту у переработчика. При этом данный анализ не учитывал изменение цены на нефтепродукты. И это является важной предпосылкой, способной изменить результат анализа, поскольку, повышая уровень налогообложения в нефтепереработки государство стимулирует переработчика модернизировать свои предприятия и стать более эффективными, чтобы остаться рентабельными. Одним из результатов модернизации НПЗ становится увеличение глубины переработки, которое означает лучший выход продукции, более высокая доля светлых нефтепродуктов, снижение доли темных нефтепродуктов, главным образом дешевого мазута, который компании экспортируют для дальнейшей переработки в Европе. Поскольку цена мазута и

других нефтепродуктов на рынке ниже, чем стоимость светлых нефтепродуктов, то стоимость 1т корзины нефтепродуктов (в расчетах стоимость равна 24 820 руб./т) с изменением структуры корзины будет расти. Поэтому в расчетах по рентабельности переработки целесообразно учитывать стоимость корзины.

*Расчеты в динамике - анализ чувствительности по цене корзины нефтепродуктов (экономическая привлекательность для компании)*

Так как цены будущих периодов нам не известны, автор предпочел в расчетах использовать анализ чувствительности для более точного определения рентабельности переработки. В анализе чувствительности изменяется только стоимость корзины нефтепродуктов 2016г. Цена на нефть остается неизменной. Предполагается рассматривать только изменение стоимости корзины в результате изменения ее структуры в пользу выпуска более дорогих или дешевых нефтепродуктов. Возможный рост цены на сами нефтепродукты не рассматривается.

Анализ чувствительности показал, что чистый денежный поток от переработки сильно чувствителен к стоимости корзины. По расчетам автора повышение стоимости корзины нефтепродуктов на 1 руб. увеличивает чистый денежный поток от переработки на 0,8 руб. Другими словами увеличение стоимости корзины нефтепродуктов на 1% приносит дополнительно 201 руб. чистого денежного потока от переработки 1т. Стоимость корзины нефтепродуктов в точке безубыточности для расчета с учетом изменения структуры корзины равна 24 933 руб./т. Для того, чтобы при налогах 2016г. нефтепереработка стала рентабельной, стоимость корзины нефтепродуктов должна возрасти меньше, чем на 1%. Согласно расчетам, если в базовом варианте цены нефтепереработчик имеет отрицательный поток на 1т корзины в размере – 92 руб./т, то при увеличении цены корзины на 5%, денежный поток будет равен 915 руб./т, на 10% 1 922 руб./т, при 30% увеличении стоимости корзины, чистый денежный поток на 1т составит 5 951 руб./т. Результаты расчета для корзины 2011г. аналогичны, с поправкой на более плохую структуру корзины. Стоимость

корзины в точке безубыточности в данном случае равна 26 030 руб./т (Рисунок 32).

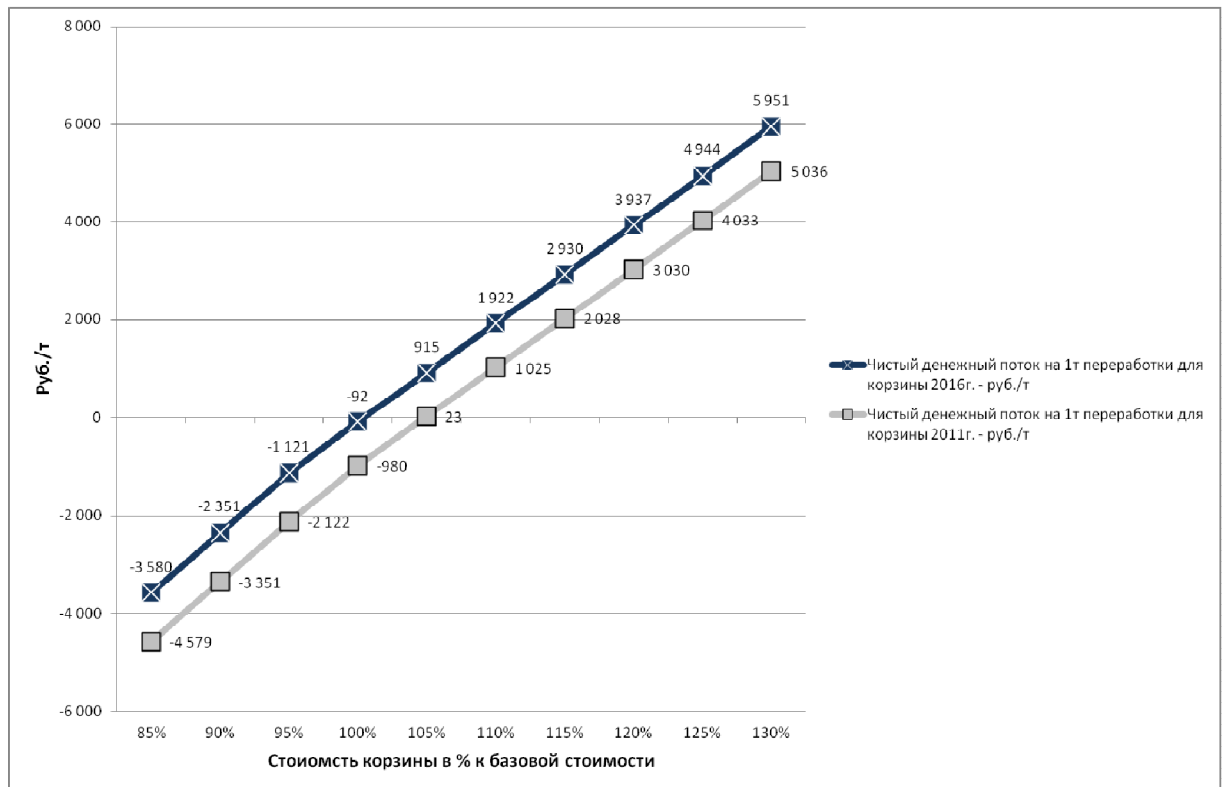


Рисунок 32 - Анализ чувствительности чистого денежного потока на 1 т переработки к стоимости корзины нефтепродуктов

*Источник: анализ автора*

Помимо высокого уровня чувствительности к стоимости корзины, следует отметить вероятность роста этой стоимости в реальности. По мнению автора, рост стоимости корзины высоко вероятен. Рост стоимости будет обеспечен, во-первых за счет снижения доли мазута в корзине на 8,31%, во-вторых повышением доли дизтоплива, в особенности, высококачественного низкосернистого дизтоплива (рост на 15%). По оценкам автора при ценах на нефтепродукты на январь 2012г. за счет изменения структуры корзины нефтепродуктов стоимость корзины увеличится на 5,8%, то есть переработка будет рентабельной, и будет приносить чистый денежный поток в размере 1 076 руб./т.

С учетом данных, полученных в анализе чувствительности, проанализируем финансовую привлекательность первоначальных сценарием для компании

«Роснефть»: сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ и сценария 100% на экспорт в налогах 2016г.

Анализ чувствительности показывает, что в налогах 2016г. сценарий экспорта 100% сырой нефти приносит «Роснефти» больше чистого денежного потока до того момента, как стоимость корзины не превысит 107% от базисной стоимости. При стоимости корзины выше 107% от базисной стоимости (т.е. выше 26 557 руб./т), для компании сценарий переработки становится более выгодным. Так, если при базовой стоимости корзины недропользователь будет недополучать чистый денежный поток в размере 55 млрд руб. при реализации сценария 50% на экспорт – 50% на НПЗ, то при стоимости корзины в размере 110% от базовой, дополнительный доход недропользователя от реализации данного сценария будет равняться 24 млрд руб., а при цене 115% от базисной – 63 млрд руб. (Рисунок 33)

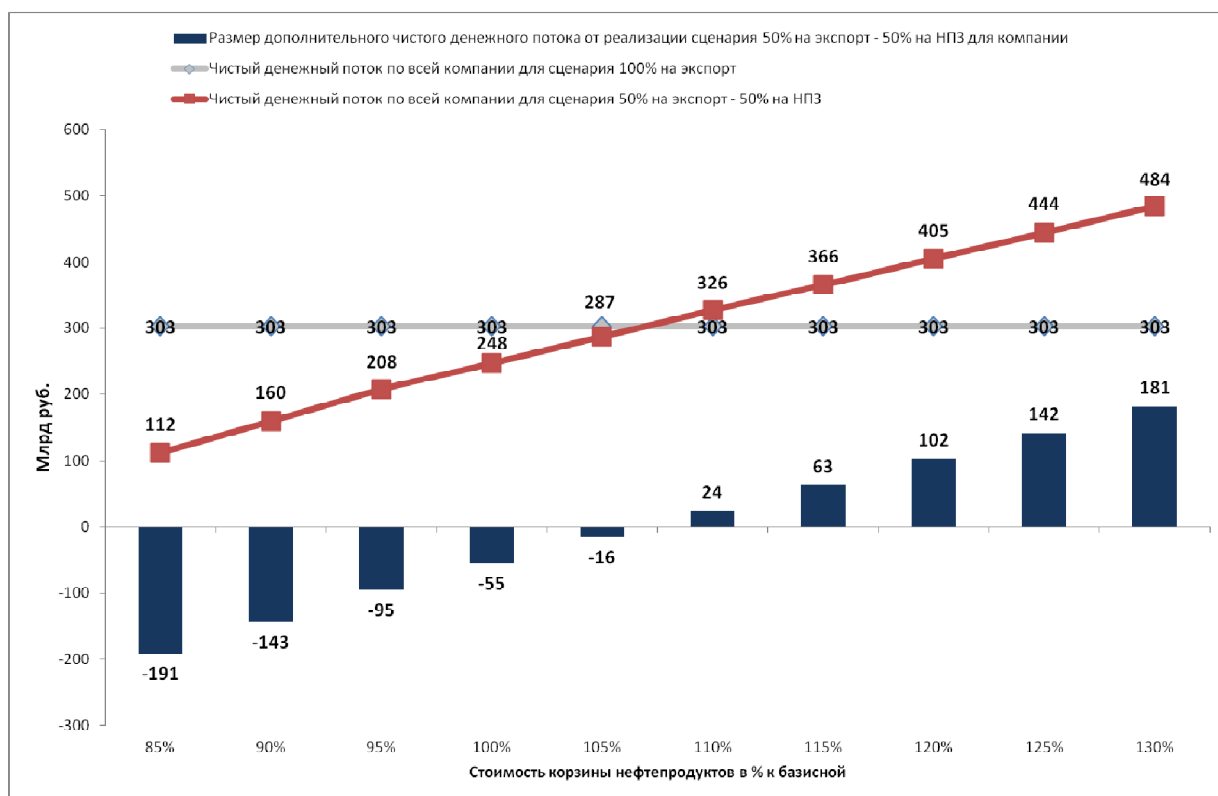


Рисунок 33 - Анализ чувствительности для сравнения финансовой привлекательности реализации сценария 50% на экспорт - 50% на НПЗ и 100% на экспорт в налогах 2016г.

Источник: анализ автора

### 3.3 Вывод

Расчеты с оценкой изменения налоговых условий и структуры корзины нефтепродуктов за период 2011-2016гг. показали, что компании «Роснефть» не стоит отказываться от своих НПЗ, поскольку их существование в структуре компании с точки зрения национальных интересов экономически целесообразно.

Если в 2012г. от переработки 50% добываемой в Западной Сибири нефти государство недополучало бюджетных доходов в размере 84 млрд руб., то к 2016г. размер бюджетных потерь сократится до 4 млрд руб. Причиной этому послужит существенный рост налоговых поступлений от переработки. Этот рост произойдет главным образом за счет приравнивания экспортной пошлины на темные нефтепродукты к пошлине на нефть в 2015г., а также за счет роста акцизов на нефтепродукты. Кроме того, планируемое снижение экспортной пошлины на сырую нефть сильнее влияет на сценарий 100% экспорта сырой нефти, чем на сценарий с 50% экспортом, ввиду большего объема сырой нефти по которому произойдет снижение налоговых поступлений в первом случае.

Налоговая реформа приведет к тому, что государство, фактически, перестанет субсидировать экспортную нефтепереработку, и в 2016г. налоговые поступления от 1т экспорта нефтепродуктов будут выше, чем налоговые поступления от 1т сырой нефти. При этом субсидирование нефтепереработки при реализации на внутреннем рынке сохранится, хотя уровень налогообложения 1т нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке, в сравнении с 2012г., возрастет. В целом, если уровень налогообложения 1т корзины нефтепродуктов был на 2 778 руб. ниже, чем уровень налоговых поступлений от 1т экспорта сырой нефти, то к 2016г. эта разница сократится до 743 руб. Разница сохранится только за счет более низких налогов на внутреннем рынке.

С учетом тренда к повышению уровня налогообложения нефтепереработки, а также возможной (обсуждаемой) отмены экспортной пошлины на нефть можно предположить, что в дальнейшем уровень выпадающих доходов в бюджет от переработки продолжит снижаться. Следовательно, отказавшись от переработки,

компания не увеличит уровень налоговых поступлений в бюджет, однако различные риски, связанные с энергетической безопасностью страны, возрастут.

Логика действий ННК для «Роснефти» должна, наоборот, проявиться в сохранении нефтеперерабатывающих активов, а не в избавлении от них, поскольку для компании экономическая эффективность сценария с нефтепереработкой остается под вопросом. Несмотря на то, что экономическая привлекательность переработки к 2016г. снизится, анализ чувствительности к цене корзины нефтепродуктов показывает, НПЗ компании все равно останутся рентабельными. Однако с финансовой точки зрения компании будет выгодней перерабатывать нефть в нефтепродукты, а не экспортировать ее в сыром виде только в случае, если реальная стоимость корзины нефтепродуктов за счет изменения ее структуры увеличится больше, чем на 7%<sup>130</sup>. По прогнозам автора рост стоимости корзины за счет изменения ее структуры будет ниже. Другой причиной сохранить переработку станут возросшие политические риски, в связи с которыми компания, если руководствоваться логикой принятия решений, свойственной ННК, должна будет предпочесть менее привлекательный с точки зрения чистого денежного потока проект в целях обеспечения государственной безопасности и максимизации национальной полезности от своей деятельности.

---

<sup>130</sup> Имеется в виду, что рост стоимости корзины за счет изменения ее структуры без учета роста цен.



## Заключение

Только с 2000г. компания «Роснефть» начала развиваться в рамках общей для мировых ННК тенденции развития, когда ее влияние в отрасли стало увеличиваться. В 90-ые компания, фактически, потеряла статус ННК поскольку перестала быть значимым игроком в отрасли. Одним из ключевых мотивов повышения роли компании в отрасли в то время было, как и в других странах, перераспределение ресурсной ренты и рост бюджетных доходов от сектора. В условиях сложного положения бюджета страны в настоящее время, вопрос о том, что может сделать для государства «Роснефть», которая сегодня является главным налогоплательщиком страны, вновь становится актуальным.

Международные сравнения по рассматриваемому в работе набору ННК не выявили ННК, успешно применяющих бизнес модель «ННК без переработки». Все успешные компании оказались сильны в переработке, причем, зачастую их влияние в этом сегменте у себя в стране было выше, чем у «Роснефти» в России. Единственным примером компании с бизнес моделью близкой к модели «ННК без переработки», как показали международные сравнения, является NNPC, однако этот пример не может считаться успешным и, следовательно, не может использоваться в качестве образца бизнес модели для компании «Роснефть».

Расчеты по модели подтвердили результаты международных сравнений. Расчеты показали, что компании не следует отказываться от своего бизнеса по нефтепереработке в России, поскольку существование нефтеперерабатывающих активов в структуре компании экономически целесообразно с точки зрения национальных интересов, если рассматривать этот вопрос в динамике.

Если предположить, что все заявленные планы по изменению налоговых ставок за период до 2016г. включительно произойдут, а также все планы компании, связанные с модернизацией своих НПЗ будут исполнены, то в 2016г. размер выпадающих бюджетных доходов от переработки нефти Западной Сибири компанией «Роснефть» составит всего 4 млрд руб. Эта цифра не стоит тех затрат и тех рисков для страны, которые связаны с реализацией сценария отказа от

переработки. Кроме того, расчеты показывают, что существует устойчивая тенденция снижения бюджетных потерь от переработки, связанная с проводимыми налоговыми изменениями. Так, в 2012г. размер бюджетных потерь был значительно выше, чем будет согласно модели в 2016г. В 2012г. согласно расчетам от переработки компанией нефти, добытой в Западной Сибири, государство недополучило 84 млрд руб. в бюджет. С учетом тенденции снижения бюджетных потерь от переработки можно предположить, что после 2016г. бюджетные потери от переработки либо станут совсем незначительными, либо их не станет вовсе.

С точки зрения автора логика действий ННК для «Роснефти» должна проявиться не в отказе от переработки, а наоборот в ее сохранении, в связи с негативными влияниями налоговых изменений на рентабельность переработки компании. Как показывают расчеты с учетом анализа чувствительности к цене корзины нефтепродуктов, переработка останется рентабельной, однако сценарий переработки для компании в 2016г. будет менее привлекателен, чем экспорт сырой нефти с точки зрения чистого денежного потока от реализации. И в данном случае, если «Роснефть» будет руководствоваться логикой ННК, то она должна будет выбрать менее финансово привлекательный сценарий для себя ради максимизации национальной полезности для страны.

## Приложения

### Приложение 1.

Таблица 16 - Основные показатели наиболее крупных НПЗ России

	Завод	Компания	Год ввода в эксплуатацию	Мощность	Глубина переработки
1.	Омский НПЗ	Газпром Нефть	1955	21,1	92%
2.	Киришинефтеоргсинтез	Сургутнефтегаз	1966	20,1	57%
3.	Рязанская НПК	ТНК-ВР/Роснефть	1960	19,1	67%
4.	Нижегороднефтеоргсинтез	Лукойл	1958	17	65%
5.	Ярославнефтеоргсинтез	Славнефть	1961	15	67%
6.	Пермнефтеоргсинтез	Лукойл	1958	13,1	84%
7.	Московский НПЗ	Газпром Нефть	1938	12,3	74%
8.	Туапсинский НПЗ	Роснефть	1929	12	56%
9.	Волгограднефтепереработка	Лукойл	1957	11,4	92%
10.	Ангарская НХК	Роснефть	1955	10,2	75%
11.	Газпром Нефтехим Салават	Газпром	1948	10	82%
12.	Новокуйбышевский НПЗ	Роснефть	1951	9,5	72%
13.	Уфанефтехим	Башнефть	1957	9,5	92%
14.	Новоуфимский НПЗ	Башнефть	1951	9	88%
15.	Сызранский НПЗ	Роснефть	1942	8,5	69%
16.	ТАИФ НК	ТАИФ НК	1980	8,3	75%
17.	Комсомольский НПЗ	Роснефть	1942	8	61%
18.	Уфимский НПЗ	Башнефть	1937	7,5	73%
19.	Ачинский НПЗ	Роснефть	1982	7,5	62%
20.	ТАНЕКО	Татнефть	2011	7	75%
21.	Куйбышевский НПЗ	Роснефть	1945	7	61%
22.	Саратовский НПЗ	ТНК-ВР/Роснефть	1934	7	61%
23.	Орскнефтеоргсинтез	Sermules Enterprises Limited	1935	5,8	69%

	Завод	Компания	Год ввода в эксплуатацию	Мощность	Глубина переработки
24.	Афипский НПЗ	НефтеГазИндустрия	1964	5,3	56%
25.	Хабаровский НПЗ	НК Альянс	1935	5	65%
26.	Ухтанефтепереработка	Лукойл	1933	4,1	62%
27.	Антипинский НПЗ	Холдинг "Нефтегазохимические технологии"	2008	3,6	53%
28.	Краснодарский НПЗ	ЗАО «КНПЗ-КЭН»	1991	3	55%
29.	Новошахтинский НПЗ	Юг Руси	2009	2,5	45%
30.	Марийский НПЗ	Частные лица	1998	1,4	77%
	Среднее		1960	9	71,5%

Источник: Ernst & Young<sup>131</sup>, сайты НПЗ

### Приложение 2.

Таблица 17 - Наиболее крупные в области нефтепереработки на российском рынке ВИНКи

ВСЕГО		Общее количество НПЗ	Средний год ввода НПЗ	Суммарная мощность, млн т
1.	Роснефть с активами ТНК-ВР	9	1949	88,8
2.	Роснефть без активов ТНК-ВР	7	1949	62,7
3.	Лукойл	4	1952	45,6
4.	Газпром Нефть	2	1947	33,4
5.	Башнефть	3	1948	26
6.	ТНК-ВР	2	1947	26,1

Источник: Ernst & Young<sup>132</sup>, сайты НПЗ

### Приложение 3.

Таблица 18 - Индекс Нельсона для крупнейших НПЗ России на 2013г.

	НПЗ	Компания	Индекс Нельсона
1.	Новоуфимский НПЗ	Башнефть	10,06

<sup>131</sup> Сегмент нефтепереработки и сбыта. Модель вертикальной интеграции под вопросом? // Ernst & Young, 2012 - [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Downstream-brochure-RUS/\\$FILE/Downstream-brochure-RUS.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Downstream-brochure-RUS/$FILE/Downstream-brochure-RUS.pdf)

<sup>132</sup> Там же.

	<b>НПЗ</b>	<b>Компания</b>	<b>Индекс Нельсона</b>
2.	Уфанефтехим	Башнефть	10,06
3.	Пермнефтеоргсинтез	Лукойл	9,33
4.	Ярославнефтеоргсинтез	Славнефть	7,22
5.	Волгограднефтепереработка	Лукойл	7,20
6.	Омский НПЗ	Газпром Нефть	6,86
7.	Орскнефтеоргсинтез	Sermules Enterprises Limited	6,85
8.	Нижегороднефтеоргсинтез	Лукойл	5,63
9.	Ангарская НХК	Роснефть	5,61
10.	Рязанская НПК	ТНК-ВР/Роснефть	5,57
11.	Уфимский НПЗ	Башнефть	5,56
12.	Московский НПЗ	Газпром Нефть	5,39
13.	Газпром Нефтехим Салават	Газпром	5,39
14.	Куйбышевский НПЗ	Роснефть	5,25
15.	Сызранский НПЗ	Роснефть	4,96
16.	Новокуйбышевский НПЗ	Роснефть	4,70
17.	Киришинефтеоргсинтез	Сургутнефтегаз	4,69
18.	ТАИФ НК	ТАИФ НК	4,59
19.	Саратовский НПЗ	ТНК-ВР/Роснефть	3,70
20.	Афипский НПЗ	НефтеГазИндустрия	3,57
21.	Ухтанефтепереработка	Лукойл	3,35
22.	Комсомольский НПЗ	Роснефть	3,24
23.	Ачинский НПЗ	Роснефть	3,08
24.	ТАНЕКО	Татнефть	2,48
25.	Хабаровский НПЗ	НК Альянс	1,85

	<b>НПЗ</b>	<b>Компания</b>	<b>Индекс Нельсона</b>
26.	Туапсинский НПЗ	Роснефть	1,65
27.	Новошахтинский НПЗ	Юг Руси	1,65
28.	Краснодарский НПЗ	ЗАО «КНПЗ-КЭН»	1,46
29.	Марийский НПЗ	Частные лица	1,26
30.	Антипинский НПЗ	Холдинг "Нефтегазохимические технологии"	1,00

*Источник: ИГ «Петромаркет»*

## Список литературы

### Источники:

1. Налоговый Кодекс РФ
2. Постановления Правительства РФ

### Публикации:

#### Публикации на русском языке:

3. Бобылев Ю.Н. Реформирование налогообложения минерально-сырьевого сектора, Институт Экономики Переходного Периода, Москва, 2001
4. Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий, Институт Экономической политики имени Е.Т. Гайдара, Москва, 2012
5. Бобылев Ю.Н., Турунцева М. Ю. Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики, Институт Экономической политики имени Е.Т. Гайдара, Москва, 2010
6. Выгон Г. Система «60-66-90-100» должна быть изменена. «Нефтегазовая Вертикаль» номер 02.2013
7. Выгон Г., Рубцов А., Ежов С., Козлова Д. Система «60-66-90-100» и сценарии развития нефтепереработки в России. Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, Москва, 2013
8. Выгон Г., Савчик Е., Рубцов А., Клубков С., Ежов С., Козлова Д. Есть ли будущее у сектора независимых нефтяных компаний? Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, Москва, 2014
9. Вэриан Х.Р. Микроэкономика Промежуточный Уровень: Современный подход. Юнити, 1997.
- 10.Ергин. Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть, 1999

11. Кудрин. А. Влияние доходов от экспорта нефтегазовых ресурсов на денежно-кредитную политику России. // Журнал «Вопросы экономики» №3, 2013
12. Национальные нефтяные компании: преодоление преград на пути к глобализации. Ernst & Young, 2012
13. Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: тенденции и прогнозы // Центр экономических исследований «РИА-Аналитика», №6. Москва, 2012
14. Нефтепереработка в России, курс на модернизацию. Ernst & Young, 2014
15. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040г. Аналитический Центр при Правительстве Российской Федерации, Институт Энергетический Исследований Российской Академии Наук, 2013
16. Пусенкова Н., Новые звезды мировой нефтянки. Истории успехов и провалов национальных нефтяных компаний. ИМЭМО РАН, Москва, 2012
17. Сегмент нефтепереработки и сбыта: модель вертикальной интеграции под вопросом? Ernst & Young, 2012
18. Состав основных технологических установок и перспективы модернизации нефтеперерабатывающих предприятий Российской Федерации, Информационно-аналитический центр «КОРТЕС», 2012
19. Шуляр Н.А. и коллектив авторов. Нефтегазовый журнал «ИнфоТЭК», №1 2012, ООО «Издательский Дом ИнфоТЭК»

Публикации на иностранном языке:

20. A Citizen's guide to National Oil Companies Part A. Technical Report. The International Bank of Reconstruction and Development/The World Bank, Washington DC, 2008



21. A Citizen's guide to National Oil Companies Part B. Data Directory. The International Bank of Reconstruction and Development/The World Bank, Washington DC, 2008
22. BP Statistical Review of World Energy 2013 // BP plc
23. David Hults. Petróleos de Venezuela, S.A.: The Right-Hand Man of the Government. The Center for Environmental Science and Policy. Stanford University, Stanford, 2007
24. Fabio Brandao. The Petrobras Monopoly and the Regulation of Oil Prices in Brazil. Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 1998
25. James Henderson. Rosneft – on the road to global NOC status? Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 2012
26. Putting a price on energy. International pricing mechanisms for oil and gas. Energy Charter Secretariat, Brussels, 2007
27. Silvana Tordo, Brandon S. Tracy, Noora Arfaa. National Oil Companies and Value Creation. The World Bank, Washington DC, 2011
28. Taxation along the oil and gas supply chain. International pricing mechanisms for oil and gas. Energy Charter Secretariat, Brussels, 2008
29. The future of the European refining industry. KPMG Global Energy Institute. KPMG, 2012
30. World Energy Outlook, 2013 // International Energy Agency. Paris, 2013

**Годовые отчеты компаний:**

НК «Роснефть»:

31. Годовой отчет, 2012 // «Роснефть»

32. Годовой отчет, 2011 // «Роснефть»
33. Годовой отчет, 2010 // «Роснефть»
34. Годовой отчет, 2009 // «Роснефть»
35. Годовой отчет, 2008 // «Роснефть»
36. Годовой отчет, 2007 // «Роснефть»
37. Годовой отчет, 2006 // «Роснефть»
38. Годовой отчет, 2005 // «Роснефть»
39. Консолидированная финансовая отчетность 31 декабря 2013г. // «Роснефть»
40. Консолидированная финансовая отчетность 31 декабря 2012г. // «Роснефть»

Иностранные компании:

Eni

41. Annual Report 2012 // Eni
42. Annual Report 2011 // Eni
43. Annual Report 2010 // Eni
44. Annual Report 2009 // Eni
45. Annual Report 2008 // Eni
46. Annual Report 2007 // Eni

ExxonMobil

47. Financial Statements and Supplement Information 2012 // ExxonMobil
48. Financial Statements and Supplement Information 2011 // ExxonMobil

49. Financial Statements and Supplement Information 2010 // ExxonMobil

50. Summary Annual Report 2012 // ExxonMobil

Royal Dutch Shell

51. Annual Review and Summary Financial Statements 2012 // Royal Dutch Shell

52. Annual Review and Summary Financial Statements 2010 // Royal Dutch Shell

53. Annual Review and Summary Financial Statements 2008 // Royal Dutch Shell

Прочие

54. Annual Report 2011-2012 // Kuwait Petroleum Corporation

55. Annual Report 2012 // Pemex

56. Annual Report 2012 Form 20-F // Statoil

57. Annual report 2012 Form 20-F. United States Securities and Exchange Commission, Washington // Petrobras

58. Annual Report and Accounts 2012 // Sinopec

59. Annual Report Form 20-F. United States Securities and Exchange Commission Washington, DC, 2012 // Sinopec

60. Annual Review 2012 // Saudi Aramco

61. Annual Statistical Bulletin 2012 // NNPC

62. Form 20-F. Annual and Transition Report 2012 // PetroChina

63. Informe de Gestión Anual 2012 (исп.) // PDVSA

**Интернет источники:**Сайты официальных источников:

64. ЕЦБ - <http://www.ecb.europa.eu/home/html/index.en.html>
65. Минфин РФ - <http://www.minfin.ru/ru/>
66. Федеральная служба государственной статистики - <http://www.gks.ru/>
67. ЦБ РФ - <http://www.cbr.ru/>
68. U.S. Energy Information Administration - <http://www.eia.gov/>

Сайты СМИ:

69. Аналитическое агентство «Petroleum Intelligence Weekly» - [http://www.energyintel.com/pages/about\\_piw.aspx](http://www.energyintel.com/pages/about_piw.aspx)
70. Газета «ВЕДОМОСТИ» - <http://www.vedomosti.ru/>
71. Газета «Российская газета» - <http://www.rg.ru/>
72. Газета «The Guardian» - <http://www.theguardian.com/uk>
73. Газета «The New York Times» - <http://www.nytimes.com/>
74. Журнал «Вопросы экономики» - <http://www.vopreco.ru/>
75. Журнал «Нефтегаз» - <http://neftegaz.ru/>
76. Журнал «Нефтегазовая вертикаль» - <http://www.ngv.ru/>
77. Журнал «The Wall Street Journal» - <http://online.wsj.com/europe>
78. ИГ «Петромаркет» - <http://www.petromarket.ru/>
79. Информационное агентство «Seenews» - <http://seenews.com/>
80. Кодексы и Законы РФ - <http://www.zakonrf.info/>

81. Новостное агентство «РИА Новости» - <http://ria.ru/>
82. Новостное агентство «Reuters» - <http://www.reuters.com/>
83. Портал финансовой информации «Bloomberg» -  
<http://www.bloomberg.com/>
84. Портал экономических новостей «Вести экономика» -  
<http://www.vestifinance.ru/>
85. Сайт «История Новой России» - <http://www.ru-90.ru/>

#### Сайты Компаний

86. НК «Роснефть» - <http://www.rosneft.ru/>
87. Компания ExxonMobil - <http://corporate.exxonmobil.com/en/>
88. Компания BP - <http://www.bp.com/>
89. Компания Royal Dutch Shell - <http://www.shell.com/>
90. Компания YPF - <https://www.ypf.com/Paginas/Home.aspx#>
91. Компания Petrobras - <http://www.petrobras.com.br/en/>
92. Компания NIOC - <http://en.nioc.ir/Portal/Home/>
93. Компания KPC - <http://www.kpc.com.kw/default.aspx>
94. Компания Saudi Aramco – <http://www.saudiaramco.com/en/home.html>
95. Компания Qatar Petroleum - <https://www.qp.com.qa/en/Pages/Home.aspx>
96. Компания Malaysia Petroleum Resource Corporation -  
<http://www.mprc.gov.my/>
97. Компания NNPC - <http://www.nnpcgroup.com/>
98. Компания Statoil - <http://www.statoil.com/en/Pages/default.aspx>

99. Компания Eni - [http://www.eni.com/en\\_IT/home.html](http://www.eni.com/en_IT/home.html)
100. Компания Pemex - [http://www.pemex.com/Paginas/default.aspx#.U2-puvl\\_uAk](http://www.pemex.com/Paginas/default.aspx#.U2-puvl_uAk) (исп.)
100. Компания PDVSA - <http://www.pdvs.com/>
101. Компания CNPC - [www.cnpc.com.cn/en](http://www.cnpc.com.cn/en)
102. Компания PetroChina - [www.petrochina.com.cn/ptr](http://www.petrochina.com.cn/ptr)
103. Компания Sinopec - <http://english.sinopec.com/>