

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 83 страниц, 11 рисунков, 11 таблиц, 35 источников литературы.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, налоговая нагрузка, налог на добычу полезных ископаемых, вертикально интегрированные нефтяные компании, социальная ответственность.

Объект выпускной квалифицированной работы - исследование налоговой нагрузки ПАО Лукойл.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ налоговой нагрузки нефтегазовых предприятий на примере ПАО Лукойл.

В процессе исследования проводился синтез, структурно-функциональный, сравнительный, экономико-статистический, системный анализ.

Информационно-эмпирическая база исследования представлена нормативными правовыми актами Российской Федерации, официальными данными Федеральной службы государственной статистики, результатами аналитических исследований научно-исследовательских институтов, материалами исследований отечественных и зарубежных ученых и периодических изданий по проблемам налоговой нагрузки нефтегазового комплекса, официальных Интернет-ресурсов.

В результате исследования достигнута цель исследования: проведено исследование налоговой нагрузки ПАО Лукойл.

Степень внедрения: результаты исследования могут быть использованы в практической деятельности исследуемого предприятия. Область применения: деятельность ПАО «Лукойл». Экономическая значимость работы состоит в анализе налоговой нагрузки и методов ее оптимизации, применение которых приведет к улучшению показателей ПАО «Лукойл».

В будущем планируется дальнейшее исследование деятельности предприятия и определение дополнительных направлений развития.

Оглавление

Введение.....	3
1 Налогообложение нефтедобывающих предприятий.....	6
1.1 Современное состояние НГК России.....	6
1.2 Статистика нефтегазовых компаний.....	18
1.3 Основные проблемы нефтегазового комплекса РФ	24
2 Теоретико-практические аспекты налоговой нагрузки нефтегазовых компаний	31
2.1 Налогообложение нефтегазовых компаний	31
2.2 Налоговые платежи нефтегазовых компаний	37
2.3 НДС как основной налог в налоговой нагрузке нефтегазовых предприятий.....	39
2.4 Методики расчета и оптимизации налоговой нагрузки предприятий нефтегазового комплекса	50
3 Анализ налоговой нагрузки в компании ПАО «Лукойл»	55
3.1 Общая характеристика предприятия.....	55
3.2 Расчет налоговой нагрузки по методикам.....	59
4 Социальная ответственность	64
Заключение	73
Список литературы	76
Приложение	79

Введение

Правовой статус нефтедобывающих предприятий юридически определяется нормами права. Определяющую роль в правовой базе играют положения Конституции РФ о единстве экономического пространства, свободе перемещения в России товаров, услугах и финансовых средствах, поддержке конкуренции, свободе предпринимательской деятельности. Здесь следует упомянуть Гражданский кодекс РФ, Налоговый кодекс РФ, а также федеральные законы «Об акционерных обществах», «Об обществах с ограниченной ответственностью», «О государственной регистрации юридических лиц и индивидуальных предпринимателей», «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при проведении государственного контроля (надзора)». Все эти документы относятся к правовым актам общего действия и распространяются на хозяйствующих субъектов всех сфер деятельности. К правовым актам, которые распространяются непосредственно на нефтегазовый комплекс, можно отнести федеральные законы: «О недрах» (от 21 февраля 1992 года № 2395–1), «О соглашениях о разделе продукции» (от 30 декабря 1995 года № 225-ФЗ), «О континентальном шельфе Российской Федерации» (от 30 ноября 1995 года № 187-ФЗ), «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ), «Об экспорте газа» (от 18 июля 2006 года № 117-ФЗ). Немаловажная роль в регулировании отраслей ТЭК принадлежит «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», которая стала преемницей «Стратегии до 2020 года».

Нефтедобывающая отрасль в Российской Федерации является на сегодняшний день одной из основных отраслей. Она играет исключительно важную роль и в обеспечении развития национальной экономики, отличающейся большой энергоемкостью, и во внешнеэкономической деятельности государства.

В России, по единодушному признанию экспертов, аналитиков, представителей самих нефтедобывающих предприятий и налоговых органов, система налогообложения в минерально-сырьевом секторе (особенно в нефтегазовом) имеет ярко выраженный фискальный характер. На протяжении длительного периода времени российское налоговое законодательство в отношении нефтяной отрасли было нацелено лишь на обеспечение должного уровня налоговых поступлений в бюджет. Экономическая эффективность налогообложения при этом уходила на второй план. Следствием этого стал сложившийся крайне неблагоприятный налоговый климат, препятствующий интенсивному развитию отрасли и повышению ее эффективности.

В механизме налогообложения в нефтедобывающей отрасли в последнее время произошел ряд изменений эволюционного характера, направленных на его совершенствование. Однако, он объективно нуждается в дополнительном усовершенствовании. Так, в частности, существующий в настоящее время порядок исчисления налога на добычу полезных ископаемых не позволяет эффективно изымать природную ренту. Оптимизации налогообложения любого экономического субъекта предшествует расчет текущего или ретроспективного налогового бремени. Стремление к уменьшению налоговых обязательств является вполне понятным желанием собственника и руководителя в любом бизнесе. Под оптимизацией налогообложения понимается уменьшение налоговых обязательств посредством целенаправленных правомерных действий, включающих использование льгот, налоговых освобождений и других законных приемов и способов.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ налоговой нагрузки нефтегазовых предприятий на примере ОАО Лукойл.

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

1. Исследовать налогообложение нефтедобывающих предприятий: современное состояние НГК России, налогообложение нефтегазовых компаний,

налоговые платежи, а также НДС как основной налог в налоговой нагрузке нефтегазовых предприятий

2. Рассмотреть теоретико-практические аспекты налоговой нагрузки: методики расчета налоговой нагрузки, методы оптимизации налоговой нагрузки предприятия

3. Провести анализ налоговой нагрузки в компании ПАО «Лукойл»: дать общую характеристику предприятия и провести расчет налоговой нагрузки по методикам

4. Проанализировать социальную ответственность ПАО Лукойл.

Предмет исследования – налогообложение предприятий нефтегазового комплекса. Объект курсовой работы – исследование налоговой нагрузки ПАО Лукойл.

В качестве методологической базы исследования использовались работы российских и зарубежных исследователей в области налогообложения нефтегазовых предприятий, а также официальные документы и нормативно-правовые акты.

Выпускная квалификационная работа состоит из четырех глав, введения, заключения и списка литературы.

1 Налогообложение нефтедобывающих предприятий

1.1 Современное состояние НГК России

Нефтегазовая промышленность для современной России - это важнейшая, стратегическая отрасль, и наша страна справедливо является одним из ключевых участников мирового топливно-энергетического рынка и системы глобальной энергетической безопасности.

Даже несмотря на снижение объемов добычи углеводородов после распада Советского Союза, Россия по-прежнему обладает одним из самых больших в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов.

Традиционно наибольший объем нефти и конденсата добывается на территории Западной Сибири. За период с 2008 по 2015 гг. доля этого региона в общем объеме добычи по России снизилась с 67,9% до 60,5%.

Ханты-Мансийский Автономный Округ – самый богатый нефтяными ресурсами регион Западной Сибири. На его долю приходится более 80% добычи нефти и конденсата в Западной Сибири и более 50% в России. Однако по оценке добычи последних 4-х лет можно говорить о выработке скважин и снижении объемов добычи в этом округе. Тем не менее, Западная Сибирь по-прежнему остается крупнейшим и ключевым районом добычи нефти для России.

Второй по значимости регион – европейская часть России, где наблюдается положительная динамика добычи благодаря активной разработке Поволжского региона. За период с 2009 по 2012 гг. доля Поволжья в общей добычи европейской России выросла со значения 61,8 млн т до 70,4 млн т, то есть на 14%. Тимано-Печорский регион напротив показывает отрицательную динамику, что связано со снижением уровня добычи в Тимано-Печорском бассейне. Однако использование современных технико-технологических средств, а также разработка малых месторождений, ранее считавшихся бесперспективными, в целом по региону обеспечивает стабилизацию и даже повышение нефтеотдачи.

Активный темп роста также характеризует добычу на территории Восточной Сибири. Высокие результаты объясняются планомерным ростом добычи в Якутии, в Иркутской области и Красноярском крае, а именно выводом на проектную мощность Ванкорского (Красноярский край), Верхнечонского (Иркутская область) и Талаканского (Республика Саха) месторождений, а также ввода в разработку Северо-Талаканского месторождения. За счет развития Восточной Сибири сегодня компенсируется общее падение добычи на старых традиционных месторождениях Западной Сибири и Волго-Уральского региона¹.

Топливо-энергетическое богатство и высокие показатели в результате работы с ним позиционируют Россию как одного из ключевых игроков мирового нефтяного рынка.

По итогам 2015 г. российская нефтяная отрасль показала отличные результаты. Так, по данным ЦДУ ТЭК, добыча нефти в России выросла до 534 млн т (+1,4% к уровню 2014 г.), а экспорт российской сырой нефти увеличился на 9,5% – до 242 млн т. Казалось бы, российская нефтяная отрасль демонстрирует завидную устойчивость в условиях обрушения мировых цен на нефть и действия западных финансовых и технологических санкций. Однако эта устойчивость носит временный характер и обусловлена совокупным действием ряда факторов, связанных с отраслевой спецификой, особенностями государственного регулирования и эффектом от ценового шока на мировом рынке нефти.

Так, растущая добыча в 2015 г. была, во многом, обеспечена за счет масштабных инвестиций, сделанных в отрасль в 2011 – 2014 гг., а основной объем российской нефти по-прежнему добывается на действующем фонде месторождений, средняя себестоимость добычи на которых не превышает \$20/барр.²

¹ Козлов, А.Л., Нуршанов, В.А., Пронин, В.И. Природное топливо планеты. – М.: Недра, 1981. – 160 с.

² Расчеты Фонда «Институт энергетики и финансов» по данным Bloomberg

Кроме того, устойчивое положение отрасли поддерживается действующей налоговой системой, которая стимулирует добычу на новых месторождениях (Восточная Сибирь, Дальний Восток) и месторождениях повышенной сложности (добыча вязкой и высоковязкой нефти, добыча нефти на шельфах и пр.) через льготы по НДС и таможенной пошлине. Более того, действующая система налоговых изъятий (т.н. «ножницы Кудрина»), которая наполняет бюджет, устроена таким образом, что от высоких цен на нефть выигрывает российский бюджет, но он же больше всех и теряет при их падении, тогда как денежный поток («нет-бэк») нефтяной компании меняется незначительно.

Дополнительным фактором, демпфирующим негативный эффект от снижения мировых цен на нефть, является девальвация рубля. Поскольку основной объем издержек российских нефтяных компаний номинирован в рублях, а поступления от экспорта нефти – в долларах, то на начальном этапе снижения нефтяных цен российские нефтяные компании смогли воспользоваться этим и сгладить негативные последствия снижения мировых цен.

Однако все указанные факторы оказывают на отрасль краткосрочное влияние и могут лишь сгладить эффект резкого падения цен на нефть, но не обеспечить долгосрочное устойчивое развитие нефтяной отрасли России.

Рост добычи нефти и газового конденсата (далее – «нефть» или «нефтяное сырье») в целом по Российской Федерации в 2015 г., по сравнению с 2014 г., составил 7,4 млн тонн (+1,4%) (рис.1).



Рисунок 1 – Динамика добычи нефти в 2006-2015 гг.

На рисунке 2 представлена месячная динамика среднесуточной добычи нефти в 2014 и 2015 годах:

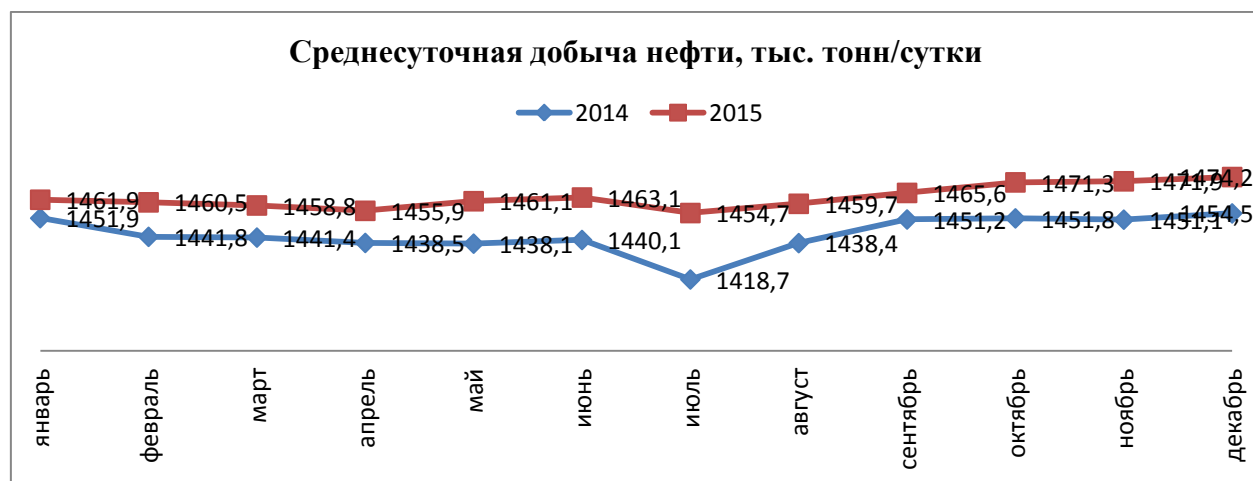


Рисунок 2 – Среднесуточная добыча нефти по месяцам 2014 и 2015 годов

Как видим из рисунка, среднесуточная добыча нефти в 2015 году повысилась и динамика стала более плавной без явных провалов (как, например, в июле 2014 года).

Основные факторы роста нефтедобычи:

- развитие действующих перспективных и вовлечение в разработку новых месторождений Севера европейской части России, Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- рост эксплуатационного фонда скважин за счет увеличения объемов эксплуатационного бурения и ввода новых скважин;
- активное применение технологий и методов интенсификации добычи нефти, как в новых – перспективных регионах, так и традиционных нефтедобывающих районах страны (Урало-Поволжье);
- действие налоговых льгот для низкорентабельных месторождений, месторождений с трудноизвлекаемыми запасами сырья а также новых перспективных месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В региональном разрезе географическими центрами роста нефтедобычи в Российской Федерации в 2015 г. стали – нефтедобывающие районы Восточной Сибири и Дальнего Востока (+4,8 млн т, или +8,2% к 2014 г.) и европейская часть страны (+3,9 млн т, или +2,5%).

Рост производства на европейском Севере России и на востоке страны поддерживается за счет создания и ввода в эксплуатацию новых добывающих мощностей на перспективных месторождениях, которые могут сохранять потенциал роста в течение нескольких последующих лет.

Фиксируемое в течение последних лет сокращение производства нефти в Западной Сибири носит прогрессирующий характер (-0,9% в 2014 г. и -0,4% в 2015 г.). Тем не менее, регион по-прежнему сохраняет статус крупнейшего нефтедобывающего центра страны. Доля Западной Сибири в национальной нефтедобыче по итогам года составила 58,4%, объем годовой добычи – 311,7 млн т (рис. 3).

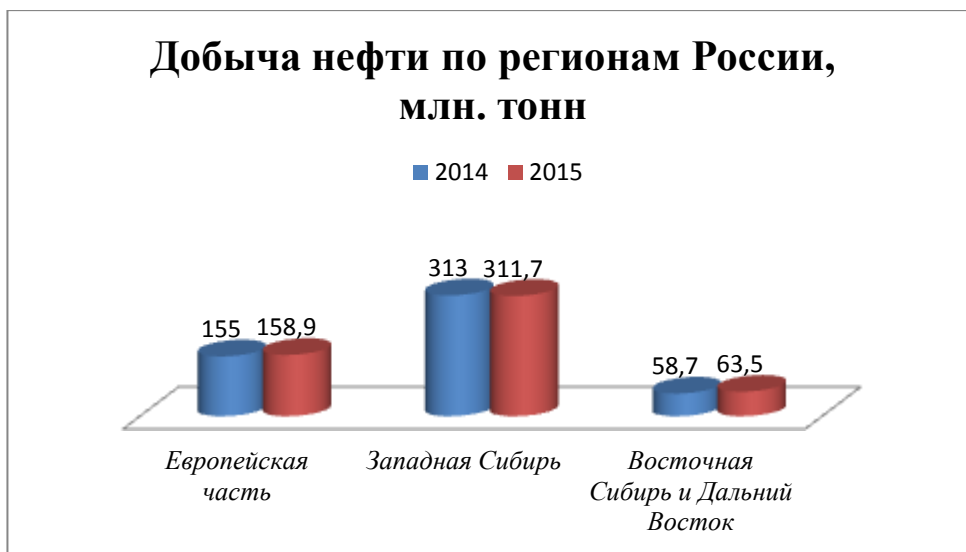


Рисунок 3 – Региональная структура добычи нефти в России в 2014-2015 годах

В 2015 г. общий объем переработки нефти, по сравнению с предыдущим годом, уменьшился на 6,5 млн т (-2,2%) и составил 282,4 млн тонн (рис. 4).



Рисунок 4 – Динамика переработки нефти в России в 2006-2015 годах

Основные факторы сокращения переработки:

- увеличение средней по отрасли глубины переработки нефти (до 74,2% +1,9 процентных пункта к 2014 г.) за счет мероприятий по модернизации технологической оснащённости российских НПЗ, реализуемых в рамках четырехсторонних соглашений;

- оптимизация нефтеперерабатывающими компаниями объемов первичной переработки сырья при одновременном поддержании уровней и повышении качества производимых моторных топлив (в первую очередь автомобильных бензинов), обеспечивающих бездефицитное снабжение потребителей внутреннего рынка Российской Федерации.

Увеличение технологических мощностей стало результатом предпринимаемых в последние годы усилий по модернизации нефтеперерабатывающих предприятий и строительству новых НПЗ, включая малые предприятия (т.н. мини-НПЗ). В соответствии с четырехсторонними соглашениями между нефтяными компаниями, ФАС России, Ростехнадзором и Росстандартом на 2015 г. был запланирован ввод в эксплуатацию 19 новых установок и завершение реконструкции восьми имеющихся установок вторичной переработки и облагораживания. По итогам года, на 11 установках

из 27 установок работы завершены, а по остальным 16 срок ввода в эксплуатацию перенесен на 2016 и последующие годы.

Ввод новых и реконструкция действующих технологических мощностей, реализуемых, преимущественно на НПЗ ВИНК России, позволили по итогам 2015 увеличить среднюю по НПЗ ВИНК глубину переработки нефти на +1,8 пп к 2014 г. до 75,9%;

- нарастить выход светлых нефтепродуктов на НПЗ ВИНК на +2,3 пп к 2014 г. – до 59,9%;

- повысить качество выпускаемой продукции и обеспечить подготовку к переходу на производство топлив экологического класса 5 в объемах, полностью обеспечивающих потребности внутреннего рынка.

Всего на НПЗ России за 2015 г. произведено 39,2 млн т автомобильного бензина всех марок, 76,1 млн т дизельного топлива, 9,6 млн т авиационного керосина, 71,0 млн т топочного мазута.

По итогам года, на внутренний рынок страны с НПЗ России поставлено 34,6 млн т автомобильного бензина, 31,2 млн т дизельного топлива, 10,1 млн т авиационного керосина и 13,9 млн т топочного мазута.

Вывод из розничного оборота топливного рынка Российской Федерации моторных топлив, не соответствующих требованиям техническим регламентам Таможенного союза (ТР ТС), способствовал увеличению доли более высококачественных видов топлива в структуре отгрузок нефтепродуктов на внутренний рынок.

По сравнению с предыдущим годом наблюдается уменьшение внутреннего спроса на все основные виды нефтепродуктов. Сокращение объема внутреннего рынка моторных топлив обусловлено кризисными явлениями в экономике в целом и сокращением объемов коммерческих грузовых перевозок автомобильным и железнодорожным транспортом.

По итогам 2015 г., объем вывоза нефти из России (российские ресурсы) достиг 241,8 млн т. Рост экспорта нефти в 2015 г., по сравнению с предыдущим годом составил 20,5 млн тонн (+9,3%) (рис. 5).



Рисунок 5 – Динамика экспортируемой российской нефти в 2006-2015 гг.

Основные факторы роста в 2015 году объема экспортируемой нефти:

- рост нефтедобычи при одновременном высвобождении дополнительных объемов сырья за счет снижения первичной переработки на российских НПЗ;
- снижение с 01.01.2015 г. ставок вывозных таможенных пошлин применяемых в отношении нефти.

По итогам 2015 г., объем вывоза нефти из России составил 241,8 млн т. Рост объема вывоза нефтяного сырья с таможенной территории Российской Федерации был отмечен по всем группам производителей:

- по группе ВИНК – на +17,5 млн т (+9,0% к 2014 г.), до 211,2 млн т;
- по группе независимых производителей (без учета операторов СРП) – на +3,0 млн т (+10,9% к 2014 г.), до 15,6 млн т;
- по операторам СРП – на +0,4 млн т (+2,7% к 2014 г.), до 30,0 млн т.

Увеличение экспорта нефтяного сырья зафиксировано по всем направлениям поставки, за исключением ближнего зарубежья.

Далее рассмотрим основные показатели газовой отрасли в 2015 году. Добыча газа составила 635,5 млрд. куб. м. Полезное использование ПНГ – 88,2%. Экспорт – 192,4 млрд. куб. м.

Снижение в 2015 г. суммарной добычи газа в Российской Федерации составило 6,4 млрд куб. м (-1,0% к 2014 г.)

Основные факторы снижения добычи газа:

- сокращение внутреннего спроса на газовое топливо, обусловленное как климатическим (относительно теплые погодные условия отопительных сезонов 2014– 2015 гг.), так и экономическими факторами;
- сокращение закупок газа со стороны стран ближнего зарубежья.

В 2015 г. на +8,4% увеличилось товарное производство попутного нефтяного газа (ПНГ) за счет повышения коэффициента полезного использования (+2,7 пп к 2014 г.).

Также зафиксировано повышение доли ПНГ в общем объеме газодобычи до 12,4%. Экспорт российского газа вырос на +6,3%.

Рост экспорта обусловлен увеличением спроса в странах дальнего зарубежья.

В 2015 г. добыча природного газа составила 635,5 млрд. куб. м (с учетом Крымского ФО), что ниже уровня 2014 г. на 6,5 млрд. куб. м (-1,0%). (рис. 6)³:

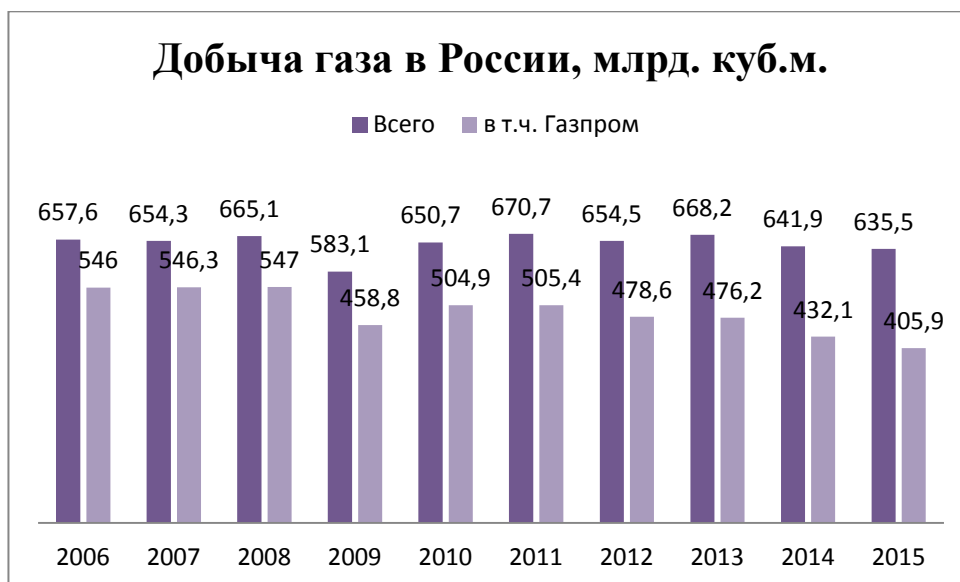


Рисунок 6 – Добыча газа в России, млрд. куб.м.

³ Министерство энергетики РФ. – Добыча природного и попутного нефтяного газа. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1215>

В структуре добычи произошло уменьшение объемов природного газа на 12,5 млрд. куб. м (-2,2%) и увеличение добычи ПНГ. Доля ПНГ в добыче газа выросла с 11,3% в 2014 г. до 12,4% в 2015 году (рис. 7)⁴:



Рисунок 7 – Добыча природного газа и ПНГ, млрд. куб. м.

В 2015 г. коэффициент полезного использования ПНГ увеличился по сравнению с 2014 г. с 85,5% до 88,2%. Основной задачей отрасли остается увеличение полезного использования ПНГ до 95%⁵.

Объем переработки газа в 2015 г. составил 71,6 млрд. куб. метров (-0,4 млрд. куб. м/-0,6% к 2014 г). В 2015 г. на ГПЗ Российской Федерации было произведено 10 868,2 тыс. т. ШФЛУ, 5157,9 тыс. тонн серы, 710,8 тыс. т этана, 4740,3 тыс. т сжиженных углеводородных газов (СУГ), 996,5 тыс. т стабильного бензина, 58742,0 млн. куб. метров сухого газа.

Крупнейшими переработчиками газа являются:

- по переработке природного газа – Газпром (96,3% от переработки природного газа в РФ);

⁴ Министерство энергетики РФ. – Добыча природного и попутного нефтяного газа. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1215>

⁵ Министерство энергетики РФ. – Добыча природного и попутного нефтяного газа. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1215>

- по переработке ПНГ – Сибур-Холдинг (56,2% от переработки ПНГ в РФ).

Газовый фактор для месторождений, по сложившейся в России практике прогнозирования добычи попутного газа, является постоянным. Связано это с тем, что при использовании заводнения пластовое давление поддерживается на относительно постоянном уровне, и газовый фактор не изменяется. Частично это так же можно связать с возрастом скважин.

В таблице 1 представлены международные проекты в области транспортировки газа при участии российских компаний:

Таблица 1 – Крупнейшие международные газотранспортные проекты российских компаний

Страна	Газопровод	Российская компания-участник (доля российской компании)	Статус и характеристики
Польша	Ямал-Европа	Газпром (48%)	Функционирует. Протяженность - более 2 тыс. км., пропускная способность - 33 млрд. куб.м. в год, протяженность польского участка - 684 км
Международный проект	Турецкий поток	Газпром (доля не определена)	Планируется. Проектная мощность - 63 млрд. куб.м. в год
Международный проект	Северный поток	Газпром (51%)	Функционирует. Состоит из двух ниток протяженностью 1 224 км и пропускной способностью 27,5 млрд. куб. м. газа в год каждая
Турция	Голубой поток	Газпром (50%)	Функционирует. Протяженность газопровода - 1 213 км, пропускная способность - 16 млрд. куб.м. в год
Германия	OPAL	Газпром (40%)	Функционирует. Протяженность газопровода -470 км, пропускная способность - 35млрд. куб.м. в год
Германия	MEL	Газпром (25,5%)	Функционирует. Протяженность газопровода -440 км, пропускная способность - 20 млрд. куб.м. в год
Великобритания	Interconnector	Газпром (10%)	Функционирует. Протяженность газопровода -235 км. Экспортная пропускная способность - 20,1 млрд. куб.м. в год, импортная – 25,5 млрд. куб.м. в год

Продолжение таблицы 1

Нидерланды	BBL	Газпром (опцион на выкуп 9%)	Функционирует. Протяженность газопровода –235 км., пропускная способность - 16 млрд. куб.м. в год
Вьетнам	Nam Com Son	Роснефть (32,7%)	Функционирует. Протяженность газопровода – 396 км., пропускная способность - 7,1 млрд. куб.м. в год
Белорусия	Газпром трансгаз Белорусь	Газпром (100%)	Протяженность ГТС- 8 тыс. км.
Киргизия	Газпром Кыргызстан	Газпром (100%)	Протяженность ГТС- 0,7 тыс. км.
Армения	Гоазпром Армения	Газпром (100%)	Протяженность ГТС- 1,7 тыс. км.
Молдавия	АО Молдовагаз	Газпром (50%)	Протяженность ГТС- 1,6 тыс. км.

В 2015 г. объем поставок газа на внутренний рынок РФ и на экспорт составил 655,8 млрд куб. метров (включая 19,1 млрд куб. м средне- азиатского газа). Уменьшение объема поставки произошло за счет снижения поставки газа потребителям России. В структуре поставок газа доля внутреннего потребления уменьшилась на -1,2 пп – до 67,7%.

Доля экспорта в 2015 г. составила 32,3%. Поставка для внутрироссийского потребления сократилась составила 444,3 млрд куб. метров. В структуре поставки сектор электроэнергетики сократился на -10,6 млрд куб. м (-6,5%), коммунально-бытовой и промышленный сектор сократились на -3,1 млрд куб. м (-1,2%).

Суммарная поставка газа (включая среднеазиатские ресурсы) за пределы РФ составила 211,5 млрд куб. м (в т. ч. 192,4 млрд куб. м – российский газ).

Поставка газа в дальнее зарубежье (с учётом СПГ) увеличилась на +12,3 млрд куб. м (+7,4% к 2014 г.), при этом в страны Западной Европы экспорт увеличился на +12,0 млрд куб. м (+8,2%). Экспорт в ближнее зарубежье составил 34,1 млрд куб. метров.

Определяющим фактором сокращения поставки в ближнее зарубежье явилось уменьшение отгрузок в Украину на -6,6 млрд куб. м, или -45,8%. В

структуре экспорта газа в ближнее зарубежье удельный вес поставки в Украину снизился до 23,0% (в 2014 г. – 34,8%). Объем российского газа в структуре экспорта увеличился на +11,3 млрд куб. м (+6,3%).

В 2015 г. валовое производство СУГ составило 15856,4 тыс. т. Товарное производство СУГ составило 13265,6 тыс. т. Увеличение производства СУГ (по сравнению с 2014 г. на 621,8 тыс. т /+4,1%) произошло по следующим группам предприятий:

- НПЗ нефтяных компаний – на +545,3 тыс. т (+17,5%) – до уровня 3659,5 тыс. т;
- предприятия нефтехимии – на +1178,2 тыс. т (+18,0%) – до уровня 7729,2 тыс. т.

На газоперерабатывающих предприятиях зафиксировано снижение производства СУГ на 1107,7 тыс. т (19,8%) – до уровня 4467,7 тыс. т.

За 2015 г. отгрузка СУГ выросла на +678,0 тыс. т (+5,4%), при этом на +533,4 тыс. т (+10,4%) возросли экспортные поставки. Поставки на внутренний рынок увеличились на +144,7 тыс. т (+1,9%).

В 2015 г. валовое производство СПГ составило 10824,2 тыс. тонн (+82,5 тыс. тонн/0,8% к 2014 г.)

Отгрузка сжиженного природного газа в 2015 г. составила 10807,9 тыс. тонн (+90,1 тыс./+0,8% к 2014г.)

Поставки российского СПГ осуществлялись исключительно на экспорт, при этом основные объемы отгружались в Японию (70,6%) и в Республику Корея (25,1%). Доля СПГ в экспорте газа из РФ в 2015 г. составила 6,9%.

1.2 Статистика нефтегазовых компаний

В России все действия по поиску, разведке, добыче, переработке, транспортировке, сбыту и маркетингу нефти и нефтепродуктов осуществляют вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК), а также около 150

малых и средних добывающих компаний. На долю ВИНК приходится порядка 90% всей нефтедобычи, и вся их деятельность контролируется государством⁶.

Вертикальная интеграция в нефтяном бизнесе обеспечивает объединение различных звеньев технологической цепочки добычи и переработки углеводородов «от скважины до бензоколонки», что позволяет достичь ряда конкурентных преимуществ⁷, главным образом заключающихся в обеспечении гарантированных условий поставки и сбыта продукции, снижении рисков и затрат, связанных с добычей и производством углеводородов.

Лидерами нефтяной отрасли в России по добыче нефти являются «Роснефть» и «Лукойл». После того как в марте 2013 г. «НК «Роснефть» провела так называемую «сделку века», связанную с поглощением ТНК-ВР, она стала крупнейшим мировым производителем нефти и взяла под контроль более 40% нефтедобычи в России⁸.

Все ВИНК в разной степени задействованы в работах в Западной Сибири – в крупнейшем регионе нефтедобычи. ПАО «НК «Роснефть» - единственная компания, которая проводит работы по освоению во всех регионах добычи углеводородов; базируется «Роснефть» главным образом в Западной Сибири: на Приобском, Приразломном, Мамонтовском, Малобалыкском месторождениях. Возросшая доля участия компании на Дальнем Востоке объясняется проектом «Сахалин-1», который ведется совместно с несколькими иностранными компаниями, в том числе ExxonMobil и Sodeco. Рост добычи в европейской России компаниями «Лукойл» и «Башнефть» обусловлен внедрением новых технологий бурения и, что немаловажно, – разведочного.

По состоянию на 01.01.2016 г., добычу природного и попутного нефтяного газа (ПНГ) осуществляют 257 добывающих предприятий, в том числе:

⁶ Шагиев Р.Р. Интегрированные нефтегазовые компании / Под ред. и авт. предисл. А.Г. Аганбегяна. – М.: Наука, 1996. – 303 с.

⁷ Репин, А.Г. Газ и нефть: краткий глоссарий. – М.: Научный мир. – 2011. – 200 с.

⁸ Эдер, Л.В., Филимонова, И.В., Немов, В.Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и Нефть. – 2013. – №05. – С.8-12.

- 81 входит в структуру нефтяных ВИНК,
- 16 предприятий группы "Газпром",
- 4 предприятия ОАО "НОВАТЭК",
- 153 являются независимыми добывающими компаниями,
- 3 предприятия – операторы СРП.

В структуре производителей 63,9% добычи обеспечил "Газпром" (-3,4 пп к 2014 г.), добыча ВИНК составила 13,8% (+1,1 пп к 2014 г.), независимых компаний – 9,9% (+2,6 пп), ОАО "НОВАТЭК" – 8,2% (-0,2 пп) и операторов СРП – 4,2% (-0,1 пп к 2014 г.) (рис. 8)⁹:



Рисунок 8 – Отраслевая структура добычи газа по группам компаний в 2015 году

ОАО «Газпром» и компания «НОВАТЭК» – крупнейшие российские компании, занятые в сфере добычи и переработке природного газа. Кроме них добычу природного газа также осуществляют предприятия, которые входят в структуру нефтяных вертикально-интегрированных компаний. Что касается нефтяной отрасли, то здесь лидером является компания «Роснефть», а кроме

⁹ Министерство энергетики РФ. – Добыча природного и попутного нефтяного газа. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1215>

нее ведущие позиции на рынке занимают «Лукойл», «Сургутнефтегаз» и «Газпром Нефть».

ОАО «Газпром» - флагман российской экономики, компания, чей годовой оборот превышает бюджет некоторых европейских стран. Под контролем «Газпрома» находится более 150 тыс. км газопроводов и 22 подземных газовых хранилища. ОАО «Газпром» ведет разработку всех крупнейших месторождений РФ (кроме Юрхаровского). Это единственная российская компания обладающая правом экспортировать природный газ.

Оборот «Газпрома» в 2015 году составил 5,661 трлн. рублей, при этом прибыль компании составила 1,31 трлн. рублей. Количество сотрудников ОАО «Газпром» - около 430 тыс. человек.

Компания «НОВАТЭК» - второй по объемам добычи производитель природного газа в России. Штаб-квартира компании находится в городе Тарко-Сале (Ямало-Ненецкий АО). «НОВАТЭК» ведет разработку на Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском, Ханчейском и других месторождениях которые находятся в Ямало-Ненецком АО.

По суммарной выручке «НОВАТЭК» значительно уступает «Газпрому». По итогам 2015 года оборот компании составил 357,6 млрд. рублей. Операционная прибыль составила 125,1 млрд. рублей. «НОВАТЭК» контролирует 7.9% газового рынка России, штат компании составляет около 4 тыс. человек. На рисунке 9 представлен рейтинг газодобывающих компаний РФ по объему добычи газа.



Рисунок 9 – Рейтинг газодобывающих компаний РФ в 2015 году

По состоянию на 01.01.2016 г., добычу нефти и газового конденсата (нефтяного сырья) на территории Российской Федерации осуществляли 299 организаций, имеющих лицензии на право пользования недрами. В том числе:

- 117 организаций, входящих в структуру 11 вертикально интегрированных компаний (ВИНК), на долю которых по итогам года приходится суммарно 87,0% всей национальной нефтедобычи;
- 179 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК;
- 3 компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (операторы СРП).

За прошедший год отраслевая структура добычи нефтяного сырья не претерпела существенных изменений:

- доля ВИНК снизилась на -1,1 процентных пункта (пп) и составила 87,0%;
- доля независимых производителей, соответственно, выросла на +1,1 пп до 10,2%;
- доля операторов СРП сохранилась на уровне 2014 г. – 2,8% (рис. 10).



Рисунок 10 – Отраслевая структура добычи нефти по группам компаний в 2015 году

Крупнейшая российская нефтяная компания – ОАО «Роснефть». Компания ведет добычу нефти на крупнейших нефтяных месторождениях России – Приобском, Самотлорском и Ванкорском. Нефтеперерабатывающая отрасль компании включает в себя 9 крупных нефтеперерабатывающих заводов и 3 мини-НПЗ.

По итогам 2015 года оборот «Роснефти» составил 5.1 трлн. рублей, общая прибыль равняется 593 млрд. рублей. Количество сотрудников компании превышает 170 тыс. человек.

«Лукойл» - вторая по объемам добычи российская нефтяная компания. Более 10 лет, «Лукойл» занимал лидирующую позицию на рынке, но в 2007 году уступил первенство «Роснефти», после ее поглощения «ЮКОСА». «Лукойл» ведет добычу нефти в Ханты-Мансийском АО, количество эксплуатируемых буровых установок компании более 27 000. Нефтеперерабатывающая отрасль представлена 4 крупными НПЗ с мощностью переработки – 45.6 млн. тонн.

Общий оборот компании по итогам 2015 года составил 144 млрд. долларов США, операционная прибыль равняется 7,2 млрд. долларов. Количество сотрудников компании превышает 150 000 человек.

«Сургутнефтегаз» - крупнейшая нефтяная компания РФ, чей главный офис находится не в Москве. В структуру компании входит крупнейший российский НПЗ – Киришский. Крупнейшие месторождения разрабатываемые «Сургутнефтегазом» - Лянторское и Федоровское.

По итогам 2015 года, оборот «Сургутнефтегаз» составил 862,6 млрд. рублей, валовая прибыль равняется 241 млрд. руб. В структуре компании работает около 110 тыс. сотрудников.

«Газпром Нефть» - нефтяная компания, 95,68% акций которой принадлежит ОАО «Газпром». «Газпром Нефть» вместе с «Роснефтью»

разрабатывает Приобское нефтяное месторождение. За прошедший год, нефтеперерабатывающая отрасль компании выпустила 43 млн. тонн нефтепродуктов.

Оборот компании за 2015 год равен 1,7 трлн. рублей. Чистая прибыль составила около 122 млрд. рублей. Штат сотрудников компании превышает 57 тыс. человек.

Среднесуточная нефтедобыча по компаниям представлена на рисунке 11:



Рисунок 11 – Среднесуточная добыча нефти по компаниям нефтедобычи в 2015 году

1.3 Основные проблемы нефтегазового комплекса РФ

Сегодня российская нефтяная отрасль, несмотря на кажущуюся устойчивость в условиях ценового «шторма» на мировом нефтяном рынке, сталкивается с насущной необходимостью поиска ответа на возрастающие внешние и внутренние вызовы своему развитию.

Среди внешних вызовов отрасли, кроме очевидной проблемы труднопредсказуемой динамики мировых цен на нефть, следует отметить рост конкуренции на традиционных для России внешних рынках, риски долгосрочного сохранения дискриминационных, нерыночных ограничений

(санкций) западных стран на доступ российских нефтегазовых компаний к инновационным технологиям и рынку заемных средств, а также нарушение международной координации и кооперации в нефтяной отрасли (запрет на инвестиции и участие в ряде отраслевых совместных проектов).

Другими словами, на фоне негативной динамики мировых цен на нефть и в условиях действующих западных финансовых и технологических санкций, направленных именно на российский нефтяной сектор, в отрасли нарушен привычный инвестиционный механизм (получение кредитов западных банков под новые инвестиционные проекты) и ограничены технологические возможности ее развития.

Таким образом, отрасль в своем инвестиционном развитии вынуждена ориентироваться только на собственные средства, объем которых уменьшается со снижением мировой цены на нефть. А низкие мировые цены на нефть, в свою очередь, сокращают возможности государственной поддержки новых проектов, а также создают риски, при условии сохранения низких мировых цен на нефть в среднесрочной перспективе, дополнительного увеличения налоговой нагрузки на отрасль.

Как следствие в российской нефтяной отрасли неизбежны падение инвестиций и пересмотр средне- и долгосрочных планов развития, как на отраслевом уровне, так и на уровне отдельных нефтяных компаний.

Ситуация усугубляется и тем, что российская нефтедобыча вступила в период структурной трансформации, когда выбывающие объемы добычи на действующем фонде месторождений требуется постепенно замещать добычей на новых, как правило, значительно более дорогих проектах.

Проведенный экспертами Фонда «Институт энергетики и финансов» и компании Vygon Consulting анализ показывает, что для поддержания достигнутого в последние годы уровня добычи (525 – 530 млн т) даже в средне-, а уж тем более в долгосрочной перспективе необходима активная разработка трудноизвлекаемых запасов нефти и нефтяных ресурсов Арктического шельфа. А между тем поддержание стабильного уровня добычи нефти в РФ на уровне в

525 млн т – это заявленная цель развития отрасли в Энергетической стратегии России на период до 2035 г., проект которой находится сегодня на рассмотрении Правительства России.

Кроме того, необходимы значительные инвестиции в геологоразведочные работы (ГРР) для обеспечения адекватного прироста запасов «черного золота». По оценкам, более половины от планируемых объемов добычи нефти до 2035 г. приходится на запасы, которые еще нужно перевести в категории ABC1 в ходе ГРР¹⁰.

Минимальный сценарий добычи нефти предполагает разработку действующего фонда месторождений в условиях ограниченности инвестиционных ресурсов, сохранения низких мировых цен на нефть (менее \$50/барр. на всем горизонте планирования) и действия отраслевых санкций.

Умеренно-благоприятный сценарий добычи предполагает возможность поддержания относительно стабильной добычи нефти при условии благоприятной ценовой конъюнктуры на мировом рынке нефти, отмены санкций и оптимизации налоговой нагрузки на отрасль.

Также нельзя не отметить, что меняется не только география российской нефтедобычи, но и характер разрабатываемых месторождений. Так, если сегодня 70% нефти добывается на уникальных и крупных месторождениях уровня Самотлорского, Уренгойского, Ромашкинского, Ванкорского и пр., то уже в среднесрочной перспективе основной прирост добычи будут обеспечивать мелкие месторождения нефти с объемами начальных извлекаемых запасов менее 15 млн т нефти. А это, в свою очередь, потребует принципиально иного подхода к их освоению, кардинально отличающегося от традиционной практики работы с месторождениями-гигантами.

Таким образом, ключевым внутренним вызовом развития российской нефтяной отрасли является ожидаемое качественное изменение структуры нефтедобычи в пользу значительно более дорогих проектов, развивать которые

¹⁰ Источники: расчеты Фонда «Институт энергетики и финансов» и Vygon Consulting

в условиях текущей конъюнктуры мировых цен на нефть и дефицита источников инвестиций будет очень сложно.

Еще одним внутренним вызовом развитию отрасли является проблема нефтепереработки, точнее – улучшение ее качественных характеристик. Всего за период с 2000 по 2014 гг. объем первичной нефтепереработки вырос на 65%. При этом доля экспорта в поставках нефтепродуктов увеличилась с 38% в 2000 г. до 61% в 2014 г.

Рост объемов переработки в указанный период, в основном, обеспечивался за счет роста первичной переработки нефти практически без направления продуктов первичной переработки на углубляющие и облагораживающие процессы.

Ситуация начала меняться в 2015 г., когда объемы первичной нефтепереработки впервые за последние годы продемонстрировали снижение (-2,3% к уровню 2014 г., или 282 млн т), однако пока сложно оценить, является ли это снижение результатом начала структурной трансформации отрасли или простого наращивания экспорта сырой нефти в ущерб ее переработке внутри страны.

Российская нефтепереработка характеризуется низким уровнем использования вторичных процессов. Так, суммарная загрузка вторичных процессов в 2015 г. составила 57% от первичной переработки, в то время как в странах Западной Европы этот показатель превышает 100%, а в США – 165%. Это приводит к тому, что глубина нефтепереработки практически не растет, несмотря на увеличение объемных показателей переработки нефти.

Ситуацию были призваны переломить так называемые четырехсторонние соглашения, заключенные в 2011 г. между нефтяными компаниями, ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом, которые оформили своего рода «дорожную карту» модернизации российской нефтепереработки с целью улучшения ее качественных характеристик. Однако процесс модернизации затянулся, и в новых неблагоприятных ценовых условиях дальнейшее соблюдение ее сроков маловероятно. Кроме того, разработанные нефтяными компаниями планы

модернизации сделали ставку на развитие гидрокрекинга и стимулирование экспортно-ориентированного производства дизтоплива, тогда как развитие каталитического крекинга и соответствующее развитие производства автомобильных бензинов получило не такое широкое распространение. В результате к концу модернизации российской нефтепереработки мы рискуем получить значительные избыточные мощности по производству дизельного топлива, которое гораздо менее востребовано в России, чем автомобильный бензин.

Попытки расширения экспорта дизельного топлива из России уже в среднесрочной перспективе могут натолкнуться на избыточные мощности НПЗ в Европе и растущую конкуренцию за европейский рынок со стороны дизельного топлива, производимого на Ближнем Востоке и в США. Конкурировать в таких условиях на европейском рынке российские компании смогут только за счет еще большего таможенного субсидирования экспорта светлых нефтепродуктов, что, наряду с «дизелизацией» нефтепереработки, является еще одним структурным вызовом для российской нефтяной отрасли.

Для успешного преодоления стоящих перед российской нефтегазовой отраслью внешних и внутренних вызовов в отрасли необходимо совершить переход от экстенсивного к интенсивному пути развития, что должно позволить ей остаться опорой для развития экономики России на основе построения адекватной институциональной среды и инновационного развития отрасли.

Для совершения этого перехода нефтяной отрасли необходимо решить целый ряд неотложных и масштабных задач. Среди таких задач следует особо выделить:

- Достижение опережающего прироста запасов жидких углеводородов, включая осуществление широкомасштабных ГРП в неосвоенных и малоосвоенных регионах;
- Переход к массовой разработке средних, мелких и мельчайших месторождений нефти в условиях падения значения крупных и уникальных месторождений;

- Значительное повышение КИН (коэффициент извлечения нефти) на действующих месторождениях;
- Значительное увеличение глубины нефтепереработки и выхода светлых нефтепродуктов с учетом особенностей российской экономики (акцент на производстве высококачественных бензинов без излишней «дизелизации» отрасли);
- Осуществление ускоренного импортозамещения через разработку и внедрение отечественных инновационных технологий и оборудования, в том числе для создания мультипликативного эффекта в смежных отраслях промышленности и сферы услуг.

Решение этих задач требует, в свою очередь, преодоления сложившихся институциональных барьеров и разработки мер государственной энергетической политики, направленной на построение целостной и внутренне сбалансированной системы государственного регулирования нефтяной отрасли, адекватной новым вызовам.

И одним из ключевых направлений государственной политики в отрасли должно стать продолжение реформы налогового и таможенно-тарифного регулирования с целью постепенного ухода от устаревшей системы валового налогообложения добываемой нефти через НДС, которая не в полной мере учитывает экономическую эффективность компаний-недропользователей, в пользу развития системы гибридного налогообложения, где, наряду с НДС будут развиваться рентные формы налогообложения (НДД (налог на дополнительный доход) и НФР (налог на финансовый результат)).

Представляется, что именно гибридное налогообложение отрасли может способствовать наиболее полному раскрытию ее потенциала через стимулирование постоянного повышения эффективности работы недропользователей.

Кроме того, важнейшим фактором долгосрочной устойчивости российской нефтяной отрасли к любым штормам на мировом нефтяном рынке будет последовательная перестройка российской экономики и бюджета,

ориентированная на уход от чрезмерной зависимости от углеводородов. Только в этом случае российская нефтяная отрасль будет гарантирована от внезапных изменений условий регулирования, и над ней не будет висеть ставший уже традиционным «дамоклов меч» увеличения налоговой нагрузки для пополнения доходной части российского бюджета.

Еще одной проблемой является лицензионная политика, где государственные компании-монополисты находятся в привилегированном положении и получают права на пользование участками недр без проведения конкурсов и аукционов. Лицензионная политика, являясь в первую очередь регуляторной, оказывает влияние на объемы и темпы роста геологоразведочных работ. При этом в последние годы прироста разведанных запасов не происходит, а восполнение минерально-сырьевой базы за счет открытия новых месторождений компенсируется всего 15-20% текущей добычи нефти, остальной прирост дает доразведка старых и переоценка запасов. Выявляемые мелкие месторождения, которые могут представлять интерес для независимых малых компаний, не вводятся в эксплуатацию, а просто ставятся на баланс монополистов, которые и так неплохо обеспечены разведанными запасами, которые им нужны лишь для роста капитализации. Таким образом, лицензионная политика в большей степени обслуживает интересы нефтегазовых монополистов, а не обеспечивает конкурентный и справедливый доступ к ресурсам недр.

Таким образом, причины сложившейся неблагоприятной ситуации в нефтегазовой отрасли России кроются не столько в ухудшении качества геологических ресурсов углеводородного сырья и в объективных сложностях освоения, сколько в труднопреодолимым институциональным барьерам и неверной государственной политикой.

2 Теоретико-практические аспекты налоговой нагрузки нефтегазовых компаний

2.1 Налогообложение нефтегазовых компаний

Принципы налогообложения нефтегазовой отрасли оказывают прямое влияние на формирование государственного бюджета и темпы экономического развития всей страны.

Следует учесть, что в России изменение налоговой политики последних лет было связано с повышением привлекательности старых и трудно извлекаемых запасов на месторождениях. При этом российский налог на добычу полезных ископаемых представляет собой особую форму финансовых отношений между пользователями недр и государством в виде уплаты налога, зависящего от вида добываемого ресурса и географического местоположения.

В настоящее время на изменение налогообложения нефтегазовой отрасли влияет ряд важных, но сложно прогнозируемых факторов, таких как конъюнктура мировых рынков, уровень развития экономики, внешняя и внутренняя политика. В табл. 2 представлена динамика ставок НДПИ для нефтегазовой отрасли в 2008–2015 годах¹¹.

Таблица 2 – Динамика ставок НДПИ для нефтегазовой отрасли в период 2008-2015 гг., руб.

Отрасль	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Нефть, за тонну	419	419	419	419	446	470	493	766
Газ, за тыс. куб. м.	147	147	147	237	509	622	700	788

Таблица 3 – Уплаченные налоги ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром» в период 2011-2014 гг., руб.

¹¹ Корень А.В., Недбайлик И.О. Сравнительный анализ основных принципов налогообложения нефтегазовой отрасли в России и зарубежных странах. // FUNDAMENTAL RESEARCH. 10. – 2015. – с. 384-387.

Отрасль	2011	2012	2013	2014
ПАО Роснефть, млрд. Руб.	1378	1677	2487	3006
Эффективная налоговая нагрузка, %	50,6	54,3	53	54,6
ПАО Газпром, млрд. Руб.	967,2	1900	1800	2000
Эффективная налоговая нагрузка, %	20,8	39,9	34,3	35,8

Ставка НДС в период кризиса 2008–2011 годов для нефтегазовой отрасли оставалась неизменной. При этом отношение ставок НДС нефтяной к газовой отрасли до 2010 года в среднем составляло 1/3, однако к 2015 году ставки достигли равного соотношения. По прогнозам ставка для газовой отрасли к 2016–2017 годам превысит 1000 рублей за тыс. куб.м., что составит 26,9 %.

В табл. 3 представлена налоговая нагрузка крупнейших нефтегазовых компаний России – ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром».

В наибольшей степени федеральный бюджет пополняется за счет налоговых отчислений ПАО «Роснефть». Если налоговая нагрузка ПАО «Роснефть» составляет порядка 55 %, то у ПАО «Газпром» – 40 %¹².

Также в налоговую нагрузку для нефтегазовой отрасли входит таможенная пошлина, которая имеет наибольший из всех уплачиваемых обязательных платежей размер.

В структуре федерального бюджета самыми доходными статьями являются доходы в виде таможенных пошлин от экспорта сырой нефти, а также налоги за пользование недрами. Так, в 2014 году общие доходы от внешнеэкономической деятельности находились на уровне 5 463,4 млрд руб., тогда как доходы по налогам за пользование недрами – 2885 млрд руб., составив 37,7 и 19,9 % доходов федерального бюджета соответственно.

¹² Корень А.В., Недбайлик И.О. Сравнительный анализ основных принципов налогообложения нефтегазовой отрасли в России и зарубежных странах. // FUNDAMENTAL RESEARCH. 10. – 2015. – с. 384-387.

Следует отметить, что в экономически развитых странах система налогообложения нефтегазовых компаний имеет ряд принципиальных отличий. Например, в США налогообложение является важнейшим инструментом формирования экономической политики нефтяных компаний, направленной не на удовлетворение текущих потребностей в нефти, а на обеспечение долгосрочной и надежной перспективы развития отрасли. В США существует три уровня налогообложения: муниципальный, региональный (уровень штата) и федеральный.

На муниципальном (местном) уровне уплачивается налог на собственность, который варьируется от 0,1 до 1,5 %. Этот налог позволяет компаниям рационально оценивать значимость территории с бедными ресурсами. На уровне штата налоги подразделяются на две части:

- 1) налог на эксплуатацию недр или на добычу нефти;
- 2) подоходный корпоративный налог.

Налог на эксплуатацию недр или на добычу нефти варьируется от 0,5 до 12,5% независимо от того, получила компания прибыль или нет. Корпоративный налог уплачивают за вычетом местного налога, а ставка варьируется в пределах 4–9 %. Налоговая база для уплаты федерального налога исчисляется за вычетом прочих расходов и в бюджет идет 34%.

В Канаде действует прогрессивный налог в виде роялти, который зависит от рентабельности добывающего предприятия и варьируется от 1 до 12%. В целом нефтегазовые компании в Канаде имеют большую налоговую нагрузку, но это компенсируется скидками и льготами. Налоговая политика Канады направлена на стимулирование налогообложения и справедливое распределение нагрузки на отрасль.

В Объединенных Арабских Эмиратах (ОАЭ) налогообложение сведено к минимуму, но данный фактор отражен на величине ставки. Так, например, в ОАЭ нет НДС, а также практически отсутствуют корпоративные налоги. Налог на прибыль имеет прогрессивную шкалу, ставки которой варьируются от 10 до 50 %. При этом данный налог является практически единственным налогом для

нефтегазовых компаний ОАЭ, а налоговая система очень проста для нефтегазовых компаний, которая зависит от размера лицензионного участка. Данная плата позволяет компаниям эффективно использовать площади для добычи, а государству – стимулировать возврат неиспользованных площадей для передачи территории другой компании. Также Норвегия успешно практикует налог на финансовый результат, переход на который был связан с использованием опыта налогообложения нефтегазовых компаний в США¹³.

В Туркменистане нефтегазовые компании уплачивают налог на сверхприбыль, который зависит от рентабельности производства и варьируется от 0 до 30–50%.

В Австралии действует налог на нефтяную ресурсную ренту в размере 40% от налогооблагаемой прибыли, определяемой как разница между поступлениями по проекту и эксплуатационными, а также смежными затратами, необходимыми для реализации проекта. При этом в отдельных случаях под проектом может пониматься не одно месторождение, а сразу несколько.

Налогом может облагаться и прибыль нефтеперерабатывающих заводов с доходов, полученных от сторонней компании в качестве платы за толлинг (переработка иностранного сырья с последующим вывозом готовой продукции).

Льготный подход в налогообложении нефтегазовых компаний активно используется в виде льгот, бонусов и скидок. Так, в России сейчас для расширения производства предлагаются льготы в качестве отмены уплаты налогов на длительный период до 10–15 лет на бедных месторождениях. Такая практика наблюдается во всех экономически развитых странах, которые занимаются добычей нефти и газа.

В целом налоговая политика в развитых странах имеет ряд общих особенностей, впрочем, налоговые системы развивающихся стран также схожи

¹³ Корень А.В., Недбайлик И.О. Сравнительный анализ основных принципов налогообложения нефтегазовой отрасли в России и зарубежных странах. // FUNDAMENTAL RESEARCH. 10. – 2015. – с. 384-387.

между собой. В последних используются роялти при добыче полезных ископаемых, которые являются гарантией налоговых отчислений уже на начальной стадии разработки месторождения. В основном в развивающихся странах применяют адвалорные ставки роялти, размеров от 2 до 30 % в зависимости от ряда факторов. Еще одним популярным инструментом является соглашение о разделе продукции, он применяется в 70 % случаев при добыче нефти.

Также развивающиеся страны часто используют дифференцированные формулы налогов, где ключевым фактором, воздействующим на величину налоговой базы, чаще всего является объем добычи нефти или газа. Кроме того, немаловажную роль в налоговой политике играет и фактор рентабельности. Для целей налогообложения нередко используются котировки мировых цен на нефть, что можно наблюдать в налоговой системе России.

При применении в развивающихся странах соглашений о разделе продукции размер налоговых ставок, как правило, устанавливается больше, чем в других отраслях.

Применяются налоги на прибыль, налоги на ресурсную ренту, которые рассчитываются исходя из размера рентабельности проекта, а также налоги на дополнительный доход, применяемые при превышении ценой определенного базового уровня.

Еще одним распространенным элементом налоговых систем развивающихся стран являются инвестиционные льготы, которые выражаются в форме ускоренной амортизации, а также инвестиционные налоговые кредиты. Кроме того, могут применяться льготы в виде вычета затрат, которые могут быть отсрочены на период осуществления геологоразведочных работ¹⁴.

Применение налоговых каникул больше всего распространено в развитых странах, в развивающихся странах они применяются значительно реже, в

¹⁴ Корень А.В., Недбайлик И.О. Сравнительный анализ основных принципов налогообложения нефтегазовой отрасли в России и зарубежных странах. // FUNDAMENTAL RESEARCH. 10. – 2015. – с. 384-387.

основном при разработке небольших месторождений и низкорентабельных проектов.

Исследование зарубежного опыта налогообложения добычи нефти и газа позволило выявить общие тенденции к созданию прозрачной и легко администрируемой налоговой системы, позволяющей собрать большую часть рентных доходов в период высоких цен на углеводородное сырье.

В большинстве добывающих стран преобладает стимулирующее налогообложение, направленное на изъятие сверхдоходов при низких издержках и создание эффективного производства при высоких затратах. Самым распространенным в мире налогом при изъятии рентных доходов в нефтегазовой отрасли является роялти. Чаще всего роялти взимается по адвалорной ставке, которая устанавливается в процентах к стоимости добытого полезного ископаемого. Помимо роялти применяются различные бонусы, налоги на прибыль, ресурсную ренту, разнообразные налоги и соглашения о разделе продукции. С помощью льгот государство может изымать денежные средства у производителя не только до начала добычи или до начала получения им чистого дохода, но и до начала его инвестиционной деятельности.

В большинстве стран при налогообложении добычи нефти для определения размера налогооблагаемой базы используются специальные справочные цены, рассчитанные по определённому алгоритму.

В развивающихся странах в этих целях часто используют мировые цены на нефть, а в большинстве развитых стран при налогообложении добычи нефти и газа применяются цены сделок, совершаемых на внутреннем рынке путем биржевых торгов или по другим принципам. Также могут использоваться расчетные цены, определяемые государством или методикой налогового законодательства.

Следует отметить, что основной популярностью пользуются налоги на дополнительный доход и финансовый результат. Данные налоги применяются наряду с другими налоговыми платежами. Рассматривая такую форму налогообложения с точки зрения более полного и справедливого изъятия

рентных доходов, можно отметить её нейтральность и в ряде случаев высокую эффективность. Однако даже в развитых странах использование данной системы затрудняется рядом факторов¹⁵. Применение налогов на финансовый результат и дополнительный доход не дало ни в одной из стран значительного роста добычи, а в долгосрочном периоде иногда приводило к потере дополнительных бюджетных доходов.

Сегодня основной задачей государства в отношении нефтегазовой отрасли должна стать стимулирующая налоговая политика. Новые механизмы налогообложения смогут способствовать увеличению объёмов добычи и росту рентабельности нефтегазовых компаний, при этом влияние государства на экономику отрасли станет максимально эффективным.

2.2 Налоговые платежи нефтегазовых компаний

В самом общем схематичном виде перечень основных налогов, действующих в нефтедобывающей отрасли, выглядит следующим образом.

1. Федеральные налоги: налог на добавленную стоимость (НДС) - исчисляется со стоимости реализованной продукции по ставке, налог на прибыль, отчисления во внебюджетные фонды, налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

2. Региональные налоги: налог на имущество - исчисляется от среднегодовой стоимости имущества (основных средств и нематериальных активов) по ставке 2,2%.

3. Кроме того, с нефтедобывающих предприятий взимаются платежи, не входящие в систему налогов и сборов РФ, но также являющиеся обязательными: вывозная таможенная пошлина (уплачивается с объема вывозимой на экспорт продукции по прогрессивной шкале, зависящей от

¹⁵ Корень А.В., Недбайлик И.О. Сравнительный анализ основных принципов налогообложения нефтегазовой отрасли в России и зарубежных странах. // FUNDAMENTAL RESEARCH. 10. – 2015. – с. 384-387.

мировой цены на нефть) и регулярные платежи за пользование недрами (лицензионные платежи).

Такие налоги как НДС, налог на прибыль, отчисления во внебюджетные фонды, налог на имущество являются унифицированными для всех предприятия, то есть не учитывают специфики отрасли как ресурсодобывающей. Поэтому какие-либо особенности исчисления и уплаты указанных налогов нефтедобывающими компаниями практически отсутствуют, за исключением лишь нескольких моментов¹⁶.

1. НДС. Поскольку нефтедобывающая отрасль является экспортноориентированной, нефтедобывающие компании, так же как и остальные экспортеры, применяют специальный порядок налогообложения экспортных операций и возмещения «входного» НДС по товарам (работам, услугам), приобретенным для производства и реализации продукции на экспорт. Этот порядок заключается в следующем. Экспортные операции облагаются НДС по ставке 0%, но для подтверждения применения нулевой ставки предприятие должно в течение 180 дней с даты помещения товаров под таможенный режим экспорта собрать и представить в налоговые органы пакет документов, перечень которых содержится в ст. 165 НК РФ. Документы представляются вместе с налоговой декларацией, в которой отражается не только стоимость реализованной продукции, но и суммы «входного» НДС.

2. Налог на прибыль организаций нефтедобывающие предприятия платят в том же порядке, что и другие организации. Каких-либо существенных особенностей определения налоговой базы или применение иных налоговых ставок для них не предусмотрено. Отдельные особенности учета для целей налогообложения прибыли установлены только для такого специфического для недропользователей вида расходов, как расходы на освоение природных

¹⁶ Понкратов В.В. Налогообложение добычи газового конденсата: актуальные проблемы // Журнал «Финансы». – 2011. – №11

ресурсов¹⁷. Расходы нефтедобывающих компаний на освоение природных ресурсов не уменьшают налогооблагаемую прибыль того отчетного периода, в котором они произведены, а капитализируются и включаются в состав расходов в течение длительного периода (12 мес. или 5 лет - в зависимости от вида расходов). Это означает, что компании должны обладать значительным объемом инвестиционных ресурсов (либо возможностью такие ресурсы привлекать) и значительной финансовой устойчивостью, чтобы производя весьма существенные и высокорисковые затраты, осуществлять текущие платежи по налогу на прибыль без учета этих затрат, и лишь по завершении разведочных работ равномерно учитывать затраты в течение длительного времени.

Налог на прибыль напрямую зависит от выручки от реализации нефти. Соответственно, чем выше цены на нефть, тем больше выручка и больше сумма налога, подлежащего уплате в бюджет. Зависимость не столь прямолинейна, поскольку одновременно растут и издержки производства (расходы на приобретение энергии, транспортные тарифы и т.д.), но она существует. ВИНК для уменьшения налогооблагаемой прибыли используют трансфертные цены. Малые же нефтяные компании лишены такой возможности.

2.3 НДПИ как основной налог в налоговой нагрузке нефтегазовых предприятий

Налог на добычу полезных ископаемых был введен в 2002 году, заменив действующие ранее три специальных налога – платежи за пользование недрами (роялти), акцизы и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Изменениям не подверглись экспортные пошлины на энергоресурсы, которые

¹⁷ Понкратов В.В. Налогообложение добычи газового конденсата: актуальные проблемы // Журнал «Финансы». – 2011. – №11

по сей день продолжают составлять систему налогообложения минерально-сырьевого сектора.

Введение налога на добычу полезных ископаемых являлось вынужденной мерой в целях оздоровления ситуации на российском нефтяном рынке. Применяя адвалорные (от лат. *ad valorem* - сообразно цене, по стоимости) налоги, основанные на стоимости реализации нефти, нефтяные компании применяли трансфертное ценообразование. Началось массовое создание вертикально-интегрированных компаний, которые объединяли нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие компании, а также предприятия, реализующие нефть и нефтепродукты. В результате реорганизации на нефтяном рынке образовалось девять вертикально-интегрированных компаний, которые добывали и перерабатывали более 90% нефти в России. ВИНК использовали для целей налогообложения внутрикорпоративные цены, которые значительно отличались от реальных рыночных цен на нефть.

Для минимизации налоговых выплат внутрикорпоративная цена, по которой вертикально-интегрированные компании приобретали нефть у своих дочерних компаний, добывающих нефть, обычно принималась равной значению текущих затрат этого добывающего предприятия. Вследствие чего цена нефти, используемая для уплаты платежей за пользование недрами, налога на прибыль, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, оказывалась намного ниже рыночной внутрироссийской и экспортной цены на нефть.

К моменту перехода на новую систему налогообложения доля трансфертных цен в нефтяной отрасли составляла более половины реальных рыночных цен на нефть. При этом в нефтегазовой отрасли наблюдалось полное отсутствие контроля над определением реальных затрат компаний и реальной величины налогооблагаемой базы, в целях недопущения применения трансфертных цен. Также в стране отсутствовали механизмы биржевой торговли, где бы формировались цены, которые могли бы быть использованы для целей налогообложения. Поэтому в результате применения в течение столь

долгового времени трансфертных цен в нефтегазовой отрасли налоговые поступления в Бюджет РФ были существенно занижены. Так в 2000 году при ожидаемом уровне нефтегазовых доходов в бюджет, при условии применения рыночных цен на нефть, составил бы более 80%, но фактически размер налоговых поступлений от нефтегазовых компаний составил не более 56%.

Еще одним недостатком системы налогообложения 90-х годов XX века являлся большой удельный вес налогов на добычу и валовый доход, которые носили больше дестимулирующий характер. На практике налоговые исчисления не зависели от реальных финансовых результатов деятельности нефтегазового предприятия. В 1998 году, в условиях резкого падения мировых цен на нефть, слабая и несистемная налоговая политика нефтегазового сектора повлекла за собой ряд негативных последствий на отрасль. А именно в условиях резкого падения цен и как следствие рентабельности добычи нефти, налоговая нагрузка на отрасль возросла с 81 до 99% изъятия чистого дохода, что нанесло неоспоримый ущерб на отечественный нефтегазовый комплекс.

Сама идея введения налога на добычу полезных ископаемых должна была обеспечить стабильные налоговые поступления в Федеральный бюджет за счет установления единой плоской унифицированной ставки роялти, которая соответствовала бы средней суммарной величине трех действующих ранее налогов – платы за пользование недрами, отчислениями на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акцизов на нефть. Принятая ставка НДС первые годы способствовала значительному увеличению бюджетных поступлений, но в связи с негибкостью действующей системы налогообложения, компании, имеющие высокорентабельные месторождения стали получать сверхприбыли, а компании с низкорентабельной добычей несли большие убытки. В нефтегазовом сообществе все чаще стали предлагать ввести дифференцированную систему налогообложения, которая бы учитывала геолого-географические особенности каждого месторождения, что позволило бы перераспределить налоговую нагрузку внутри отрасли.

Впоследствии НДСПИ регулярно преобразовывалось законодательными изменениями, и сейчас налоговая ставка зависит от ряда производственных факторов и условий: объема запасов месторождения, района его нахождения, выработанности запасов и их свойств. В основном дифференциация налогообложения привязана к отдельным провинциям – целый ряд районов имеет налоговые каникулы и различные льготы, которые имеют адресный характер и отвечают потребностям определенных компаний. В связи с этим, налоговая ставка на добычу полезных ископаемых является специфической и слабодифференцированной.

Двенадцатилетняя практика применения НДСПИ показала, что действующая система ресурсных налогов ни в фискальном, ни в регулирующем плане не адекватна той роли, которую нефтегазовая отрасль занимает в экономики России. Данная система работает только при благоприятной ценовой конъюнктуре на мировом рынке углеводородного сырья в целях изъятия сверхдоходов. В настоящее время происходит трансформация мировых энергетических рынков, увеличение предложения УВС и резкое падение цен. Все эти факторы и риски не учтены в нынешней системе налогообложения, которая направлена в основном на проекты, связанные с большими капиталовложениями, а не на разработку новых нефтегазовых провинций и шельфов северных морей.

Действующее налогообложение не стимулирует недропользователей разрабатывать малодебитные скважины, привлекать инвестиции в поиск, разведку и разработку новых месторождений и при этом не решает проблему изъятия в бюджет природной ренты. А ведь главной стратегической задачей налоговой политики в нефтегазовой отрасли являются стимулирование рационального ресурсопользования и взимание в бюджет рентных доходов. Налоговые изменения в 2008-2014 годах обострили фискальную функцию НДСПИ из-за высокой зависимости российской экономики от сырьевого экспорта, при этом наличие экспортных пошлин в законодательстве отличают ресурсное регулирование России от других стран. Именно экспортные

пошлины на вывоз нефти и газа, а не НДС, составляют значительную долю доходов в Федеральный бюджет РФ, например, в 2013 году за экспорт природного газа, сырой нефти и нефтепродуктов они составили 4 019,5 млрд. руб., при этом прочие вывозные пошлины в совокупности от всех отраслей отечественной промышленности составили 38,5 млрд. руб.¹⁸

Подобная несоразмерность производств губительно сказывается на российской экономике, что активно выражается в текущих последствиях, когда цены на нефть упали более чем в два раза, а курсы валют пропорционально выросли, что привело резкому ухудшению всех отраслей экономики. Поэтому перераспределение ресурсов от добычи углеводородов не поможет качественно улучшить состояние нефтегазового комплекса страны и не даст стимула для развития смежных и ненефтегазовых отраслей.

Рассмотрим более подробно последние изменения Налогового кодекса РФ в части реформирования изъятия ставки налога на добычу полезных ископаемых. В ноябре 2014 года в России была завершена налоговая реформа в нефтяной сфере, заключающаяся в повышении базовой ставки НДС при добыче нефти и одновременном снижении ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть, а также ставок вывозной таможенной пошлины на светлые нефтепродукты (кроме бензинов). Данные новации были закреплены с принятием Федерального закона от 24.11.2014 г. № 366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации»¹⁹. При добыче обессоленной, обезвоженной и стабилизированной нефти ставка НДС установлена в размере 766 рублей (на период с 1 января по 31 декабря 2015 года включительно), 857 рублей (на период с 1 января по 31 декабря 2016 года

¹⁸ Понкратов В.В. Налогообложение добычи нефти в России: в ожидании налогового маневра.// Налоги. Инвестиции. Капитал. – 2014. - №4

¹⁹ Федеральный закон от 24.11.2014 г. № 366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации»

включительно), 919 рублей (на период с 1 января 2017 г.) за 1 тонну добытой нефти, затем ставка умножается на ряд коэффициентов.

Таким образом, в настоящее время применяется следующая формула определения ставки НДС по нефти:

$$\text{НДС} = 766 * K_{\text{ц}} - D_{\text{м}} \quad (1)$$

где

$K_{\text{ц}}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$D_{\text{м}}$ – коэффициент, характеризующий условия добычи нефти.

При этом каждый из этих двух коэффициентов вычисляется по формулам:

$$K_{\text{ц}} = \frac{(\text{Ц} - 15) * P}{261} \quad (2)$$

где

Ц – средний за истекший налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» в долларах;

P – курс рубля к доллару;

15 – фиксированный показатель, представляющий собой минимальную цену на нефть сорта «Юралс» в долларах;

261 – фиксированный показатель, представляющий собой произведение курса доллара к минимальной цене нефти сорта «Юралс» (15 долларов).

Таким образом, прямая зависимость НДС от мировых цен на нефть и курса доллара сохраняется. Фиксированные показатели 15 и 261 не учитывают текущую конъюнктуру и ценовые изменения.

$$D_{\text{м}} = K_{\text{ндс}} * K_{\text{ц}} * (1 - K_{\text{в}} * K_{\text{з}} * K_{\text{д}} * K_{\text{дв}} * K_{\text{кан}}) \quad (3)$$

где $K_{\text{ндс}}$ – равен 530 рублей в 2015 году и 559 с 2016 года;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти, его определение осталось без изменений после введения в 2013 году;

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи УВС, также без изменений после введения в 2013 году;

K_b – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр;

K_3 – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

Введено три новых коэффициента, что усиливает дифференциацию НДС для нефти. За исключением $K_{ц}$ все остальные коэффициенты в формуле являются понижающими. Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, в феврале 2016 года составляет 10,7008. Тогда ставка НДС без учета понижающих коэффициентов составит:

$$766 * 10,7008 = 8\,196,81 \text{ (руб.)}$$

за 1 тонну добытой обессоленной, обезвоженной и стабилизированной нефти. Ровно год назад, при тех же условиях ставка НДС без учета понижающих коэффициентов составила бы 6 177,14 руб., что свидетельствует об увеличении более чем на 20% ставки НДС. Данная ситуация ведет к пропорциональному росту цены на нефть на внутреннем рынке, а соответственно на нефтепродуктов, и это в условиях катастрофического падения мировых цен на нефть.

Также следует отметить, что Россия является страной с огромной территорией, расположенной в северной части континента, и индустриальным экономическим укладом, что предопределяет повышенный внутренний спрос на энергоносители. При кратном росте базовой ставки НДС и неизменной формуле расчета налоговые обязательства нефтедобывающих компаний существенно возрастут, что немедленно отразится на стоимости топливно-энергетических ресурсов внутри страны и вызовет мультипликативный рост цен в базовых отраслях промышленности, транспорта и сельского хозяйства, который наблюдается уже сейчас за счет роста курса доллара и падения цен на нефть.

При этом ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть устанавливаются в зависимости от динамики мировых цен на нефть:

1) если средняя цена на нефть марки «Юралс» (по результатам мониторинга) составит до 109,5 доллара США за 1 тонну (включительно) - в размере 0 процентов;

2) если средняя цена превысит уровень 109,5 доллара США за 1 тонну, но не более чем до 146 долларов США за 1 тонну (включительно) - в размере, не превышающем 35 процентов разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 109,5 доллара США;

3) при превышении средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 146 долларов США за 1 тонну, но не более 182,5 доллара США за 1 тонну (включительно) - в размере, не превышающем суммы 12,78 доллара США за 1 тонну и 45 процентов разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 146 долларами США;

4) если средняя цена превысит значение в 182,5 доллара США за 1 тонну - в размере, не превышающем суммы 29,2 доллара США за 1 тонну и 42 процентов (для всех календарных месяцев, приходящихся на период с 1 января по 31 декабря 2015 года включительно), 36 процентов (для всех календарных месяцев, приходящихся на период с 1 января по 31 декабря 2016 года включительно), 30 процентов (для всех календарных месяцев, приходящихся на период с 1 января 2017 года) разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 182,5 доллара США.²⁰

Следует отметить, что и до начала налогового маневра Правительство Российской Федерации в последние годы уделяло повышенное внимание вопросам совершенствования системы налогообложения добычи углеводородного сырья. Например, с целью стимулирования разработки

²⁰ Федеральный закон от 24.11.2014 N 366-ФЗ "О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации".

трудноизвлекаемых запасов нефти 3 мая 2012 г. было принято постановление правительства № 700-р²¹, предполагающее градацию проектов по сложности исходя из геологических условий с установлением пониженных ставок НДС в зависимости от категории сложности, а также пониженной ставки экспортной пошлины для сверхвязкой нефти²².

Конечной целью налоговых новаций является вовлечение в активную разработку дополнительно 2,5 млрд т запасов. Постановление содержит антикризисный потенциал. В частности, предусматривается возможность применения дополнительно пониженных ставок НДС, вывозных таможенных пошлин и других мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования в случае существенных изменений конъюнктуры мирового рынка, включая снижение стоимости нефти марки «Юралс» на мировом рынке до уровня меньше 60 долларов США за баррель, а также в случае наступления форс-мажорных обстоятельств, определяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В газовой отрасли также произошли изменения в налогообложении – в дифференцированную формулу НДС, начавшую свое действие 1 июля 2014 года были введены дополнительные коэффициенты. По-прежнему действуют ставки, введенные в июле 2013 года при добыче горючего природного газа и газового конденсата:

- 42 рубля за 1 тонну добытого газового конденсата из всех видов месторождений углеводородного сырья. При этом указанная налоговая ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива ($E_{\text{ут}}$), на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего

²¹ Распоряжение Правительства РФ от 03.05.2012 N 700-р «О классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти»

²² Понкратов В.В. Налогообложение добычи газового конденсата: актуальные проблемы // Журнал «Финансы». – 2011. – №11

природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (K_c), и на корректирующий коэффициент $K_{км}$;

- 35 рублей за 1 000 м³ газа при добыче горючего природного газа из всех видов месторождений углеводородного сырья. При этом указанная налоговая ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива ($E_{ут}$), на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (K_c), полученное значение суммируется со значением показателя, характеризующего расходы на транспортировку природного газа (T_r).

Дифференцированная формула для газовой отрасли была введена 30 сентября 2013 года №263-ФЗ, и включила в себя целый комплекс формул, позволяющих распределить налоговую нагрузку в зависимости от ряда факторов: цену на газ, расходы на транспортировку и хранение газа, ставку вывозной пошлины и цену на газовый конденсат, привязанные к мировой цене на нефть, географическое расположение участка недр, выработанность запасов, глубину залегания и особенности разработки залежи.

Соответственно привязка к мировым ценам встречается в формуле определения цены газового конденсата:

$$Ц_k = (Ц * 8 - П_n) * P \quad (4)$$

$Ц$ – средняя за истекший налоговый период цена на нефть сорта «Юралс»;

P – курс рубля к доллару;

8 – фиксированный показатель, представляющий минимальную цену на нефть сорта «Юралс»;

$П_n$ – условная ставка вывозной пошлины на газовый конденсат, введенная №366-ФЗ от 24 ноября 2014 года, определяется по следующим параметрам:

- при сложившейся за период мониторинга средней цене на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) до 109,5 доллара США за 1 тонну (включительно) - в размере 0 процентов;

- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 109,5 доллара США за 1 тонну, но не более 146 долларов США за 1 тонну (включительно) - в размере, не превышающем 35 процентов разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 109,5 доллара США;

- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 146 долларов США за 1 тонну, но не более 182,5 доллара США за 1 тонну (включительно) - в размере, не превышающем суммы 12,78 доллара США за 1 тонну и 45 процентов разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 146 долларами США.

С целью стимулирования новых шельфовых проектов 12 апреля 2012 г. принято постановление правительства № 443-р, также предполагающее градацию проектов по сложности, исходя из географического расположения. В числе основных новаций – освобождение компаний, добывающих углеводороды на новых морских месторождениях от вывозной таможенной пошлины, введение адвалорных ставок НДС в зависимости от категории сложности.²³

Одна из важнейших проблем на сегодня – создание стимулов освоения новых месторождений, характеризующихся более высокими операционными и капитальными затратами, более сложными геологическими условиями, необходимостью создания инфраструктуры, большей удаленностью от рынков сбыта. Расчеты проектных нефтегазовых институтов показывают, что для их рентабельного освоения недостаточно льгот по НДС.

²³ Ковалев Н.Р., Юшкевич Е.Е. Изъятие ренты: содержательно-кластерный аспект от постулатов А. Смита до реалий Российской трансформационной экономики. // Известия Уральского государственного экономического университета. - 2004. -Т. 9. - С. 14 - 19.

2.4 Методики расчета и оптимизации налоговой нагрузки предприятий нефтегазового комплекса

Для определения уровня налоговой нагрузки хозяйствующие субъекты должны регулярно проводить анализ хозяйственной деятельности, который позволяет оценить налоговые обязательства и уровень бремени существующей налоговой системы для предприятия, а также какова доля ресурсов, приходящаяся на платежи в бюджет, то есть таким образом им определяется налоговая нагрузка предприятия.

Единая методика расчета налоговой нагрузки отсутствует. Оценку налоговой нагрузки можно проводить, используя различные методики и подходы. Главный источник информации при определении уровня налоговой нагрузки – это, как правило, данные налогового и бухгалтерского учета.

Рассмотрим способы и методики расчета налоговой нагрузки с целью ее оптимизации²⁴.

1. Общепринятая методика определения налогового бремени для предприятия - порядок расчета, который разработал Минфин РФ. Согласно ему, уровнем налоговой нагрузки является отношение всех уплаченных организацией налогов к выручке, сюда также включается выручка от прочей реализации:

$$НН = \frac{НП}{В + ВД} * 100\% \quad (5)$$

где НН – налоговая нагрузка на предприятие;

НП – общая сумма всех уплаченных налогов;

В – выручка от реализации продукции (работ, услуг);

ВД – внереализационные доходы.

²⁴ Линник Ю.Н., Афанасьев В.Я. Экономика отраслей нефтегазового комплекса// Москва. – ГУУ. - 2009. – 456 с.

Но нужно учесть, что при помощи данного расчета невозможно определение влияния изменения структуры налогов на показатель налогового бремени. Налоговая нагрузка, которая будет рассчитана по указанной методике, дает характеристику только налогомощности продукции, работ или услуг, произведенных предприятием, при этом реальная картина налогового бремени налогоплательщика отсутствует.

2. Согласно методике Е. А. Кировой, сумму уплаченных налогов и платежей во внебюджетные фонды возможно увеличить на сумму недоимки по налоговым платежам. Таким образом, в налоговую нагрузку включаются не уплаченные организацией налоги, а сумма налогов, которая должна быть уплачена, то есть сумма начисленных платежей. При этом, из состава исключается НДС, так как его уплачивают работники организации, а в функции организации входит только перечисление платежей. Сумма косвенных налогов, которые подлежат перечислению в бюджет, включается в состав налоговых платежей при расчете, так как они в значительной степени влияют на финансовую устойчивость организации. Так же необходимо соотнести сумму налогов с вновь созданной организацией стоимостью продукции, определяющейся в качестве разности добавленной стоимости и амортизации.

Исследователь Е. А. Кирова подразделяет налоговую нагрузку на относительную и абсолютную. В понятие абсолютной налоговой нагрузки включается сумма налоговых платежей, а также платежи, подлежащие к перечислению организацией. Расчет производится следующим образом:

$$НН_A = НП + ВП + НД \quad (6)$$

где $НН_A$ – абсолютная налоговая нагрузка;

НП – налоговые платежи, уплаченные организацией;

ВП – уплаченные платежи во внебюджетные фонды;

НД – недоимка по платежам.

Однако в абсолютную налоговую нагрузку включается лишь сумма налоговых обязательств предприятия и не учитывается вся тяжесть налогового бремени. Чтобы определить уровень налоговой нагрузки, по мнению Кировой,

можно использовать показатель относительной налоговой нагрузки. Он рассчитывается делением абсолютной налоговой нагрузки на вновь созданную стоимость. Иными словами, производится соотношение суммы налоговых платежей с источниками их уплаты.

Вновь созданную стоимость продукции организации можно определить следующим образом:

$$C_{BC} = B - MЗ - A + ВД - ВР \quad (7)$$

Или

$$C_{BC} = ОТ + НП + ВП + П \quad (8)$$

где C_{BC} – вновь созданная стоимость;

B – выручка от реализации продукции, работ или услуг (с учетом НДС);

$MЗ$ – материальные затраты;

A – амортизация;

$ВД$ – внереализационные доходы;

$ВР$ – внереализационные расходы (без налоговых платежей);

$ОТ$ – оплата труда;

$НП$ – налоговые платежи;

$ВП$ – платежи во внебюджетные фонды;

$П$ – прибыль организации.

При этом относительную налоговую нагрузку можно определить при помощи следующей формулы:

$$НН_0 = \frac{НН_A}{C_{BC}} * 100\% \quad (9)$$

Положительным моментом здесь является то, что величина вновь созданной стоимости не находится под влиянием уплачиваемых налогов. Также, в расчет включены все налоговые платежи, которые непосредственно уплачивает организация. На объективность расчета, при этом, не влияет ни отраслевая специфика, ни размер компании.

Однако, используя указанный метод, не всегда возможно выполнить качественный прогноз изменений показателя в зависимости от изменений количества, ставок и льгот по налогам.

3. Другой способ расчета налоговой нагрузки предлагается исследователем М. И. Литвиным. Методика основана на количестве, структуре и механизме взимания налоговых платежей. В состав налоговых платежей входят все налоги, которые уплачивает организация, в том числе и НДС:

$$НН = \frac{\sum(НП + ВП)}{\sum ИС} * 100\% \quad (10)$$

где $\sum(НП + ВП)$ – сумма начисленных налоговых платежей и платежей во внебюджетные фонды;

$\sum ИС$ – сумма источника средств для уплаты налогов.

Литвиным предлагается расчет налоговой нагрузки на основе вышеперечисленных групп налогов, соотнося их с определенным источником уплаты.

Данной методике расчета налогового бремени присуща значительная практическая значимость, поскольку с ее помощью возможно определение доли налогов, которую включает выручка организации, прибыль и заработная плата, амортизация, а также долю налогов и чистой прибыли в каждом рубле созданной предприятием продукции или оказанных услуг. Отрицательный момент методики следующий: в состав налогов входит НДС, хотя организация является налоговым агентом.

Оптимизация налогообложения предполагает: минимизацию налоговых выплат (в долгосрочном и краткосрочном периоде при любом выпуске) и недопущение штрафных санкций со стороны фискальных органов, что достигается правильностью начисления и своевременностью уплаты налогов.

Налоговым законодательством предоставляется налогоплательщику большое количество возможностей снизить размеры налоговых платежей посредством внутреннего планирования, в связи с чем выделяются общие и специальные методы.

К общим методам относят: выбор учетной политики, разработку контрактных схем, использование оборотных средств, льгот и прочих налоговых освобождений.

К специальным методам относятся: методы замены отношений, методы разделения отклонений, методы отсрочки налогового платежа и методы прямого сокращения объекта налогообложения.

Часто используемый метод налоговой оптимизации является – снизить налогооблагаемую прибыль, применив ускоренную амортизацию и/или переоценку основных средств. За счет контрактной схемы возможна оптимизация налогового режима в процессе осуществления конкретной сделки. Так, налогоплательщик может использовать в контрактах четкие и ясные формулировки, а не принятые типовые, а также использовать несколько договоров, которые обеспечивают одну сделку.

Также используется разработка приказа об учетной политике для целей налогообложения. При разработке учетной политики в целях налогообложения необходимо обратить внимание на ряд положений, таких как метод признания дохода в целях налогообложения и другие.

Таким образом, оптимизация налоговой нагрузки организации – это основная задача каждого хозяйствующего субъекта, а расчет налоговой нагрузки должен производиться на предприятии не реже, чем один раз в полгода.

3 Анализ налоговой нагрузки в компании ПАО «Лукойл»

3.1 Общая характеристика предприятия

Основными видами деятельности ПАО «Лукойл» и его дочерних компаний являются разведка, добыча, переработка и реализация нефти и нефтепродуктов. ПАО «Лукойл» является материнской компанией вертикально интегрированной группы предприятий²⁵.

В июле 2015 г. Компания изменила свою организационно-правовую форму на публичное акционерное общество (далее – «ПАО») в соответствии с изменениями, внесёнными в Гражданский кодекс Российской Федерации.

ЛУКОЙЛ является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире по размеру доказанных запасов углеводородов, составивших по состоянию на 1 января 2016 г. около 16,6 млрд барр. н. э. (нефть – около 12,6 млрд барр., газ – 23,8 трлн куб. фут).

Рассмотрим результаты, которое достигла компания в 2015 году.

В области разведки и добычи:

- Введены в эксплуатацию 14 новых нефтяных и газовых месторождений (в 2014 г. – 17 нефтяных и газовых месторождений).
- Открыто 18 новых месторождений – лучший результат с 2001 г. В том числе открыто три месторождения на шельфе Балтийского моря.
- Добыча нефти выросла на 3,6% в результате разработки месторождении «Западная Курна-2» в Ираке и прочих новых проектов и впервые в истории Группы превысила уровень 100 млн т в год.

В области переработки: завершён ввод установок крекинга в Бургасе и Нижнем Новгороде, коксовой установки в Перми, установки первичной переработки нефти в Волгограде.

²⁵ ПАО Лукойл. – Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/>

В области энергетики: завершение реализации программы по договорам о предоставлении мощности: в Будённовске была запущена парогазовая установка «ПГУ-135».

Увеличение доказанных запасов за счёт геолого-разведочных работ и связанных с ними открытий, эксплуатационного бурения в традиционных регионах деятельности в России и за рубежом составило 546 млн барр. н. э. В то же время 49 млн барр. н. э. запасов за рубежом выбыло с продажей 50%-й доли Группы в компании Caspian Investment Resources Ltd.

Почти двукратное снижение цены на нефть отразилось на экономической целесообразности разработки части запасов Компании и привело к переводу 1 006 млн барр. н. э. доказанных запасов в низшие категории. При улучшении экономических условий Компания ожидает возврата этих объёмов углеводородов в категорию доказанных.

Положительный пересмотр доказанных запасов за рубежом связан главным образом с проектом «Западная Курна-2» и газодобывающими проектами в Азербайджане и Казахстане.

В июле-сентябре 2014 г. США, ЕС и некоторые другие страны ввели ряд секторальных санкций в отношении ряда российских компаний, включая Компанию. Данные санкции предусматривают ограничения для компаний и лиц из США и ЕС по предоставлению товаров, услуг и технологий (за исключением оказания финансовых услуг компании), которые могут быть использованы на территории Российской Федерации в рамках реализации проектов по разведке и добыче нефти на глубоководном шельфе, в Арктике, а также сланцевой нефти. Компания учитывает указанные санкции в своей деятельности и на постоянной основе осуществляет их мониторинг, а также проводит анализ влияния санкций на финансовое положение и результаты хозяйственной деятельности Компании. Основные финансовые и операционные показатели группы представлены в таблице 4:

Таблица 4 – Основные финансовые и операционные показатели²⁶

Показатель	2015	2014	Изменение
Выручка от реализации, млн. руб.	5 749 050	5 504 856	4,4%
Чистая прибыль, млн. руб.	291 135	395 525	-26,4%
Скорректированная чистая прибыль, млн. руб.	452 265	483 078	-6,4%
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (EBITDA), млн. руб.	768 931	798 084	-3,7%
Скорректированный показатель EBITDA, млн. руб.	946 434	890 211	6,3%
Налоги (кроме налога на прибыль), акцизы и экспортные пошлины, млн. руб.	1 098 129	1 275 133	-13,9%
Прибыль на одну обыкновенную акцию, руб.:			
<i>базовая прибыль, руб.</i>	<i>408</i>	<i>555</i>	<i>-26,4%</i>
<i>разводненная прибыль, руб.</i>	<i>405</i>	<i>542</i>	<i>-25,2%</i>
Добыча углеводородов (тыс. барр.н.э.)	868 325	844 469	2,8%
Среднесуточная добыча углеводородов (тыс. барр. Н. э.)	2 379	2 314	2,8%
Добыча нефти и жидких углеводородов (тыс. барр.)	749 150	726 955	3,1%
Добыча нефти (тыс. т.)	100 688	97 298	3,5%
Добыча товарного газа (тыс.т.)	20 251	19 968	1,4%
Производство нефтепродуктов (тыс.т.)	60 900	64 118	-5,0%
Доказанные запасы углеводородов (млн.бвврр.н.э.)	16 558	17 585	-5,8%

Существенное влияние на финансовые результаты группы в 2014-2015 гг. оказало резкое падение мировых цен на нефть и последовавшее за ним снижение курса рубля. В результате уменьшение экспортной выручки и выручки на международных рынках из-за снижения цен было смягчено эффектом девальвации. Кроме этого, ослабление рубля привело к формированию существенных положительных курсовых разниц. Однако ухудшение макроэкономических условий, связанное со снижением цен на углеводороды, привело к необходимости корректировки стоимости некоторых активов в соответствии с изменившимися экономическими параметрами. В результате Группа признала убытки от обесценения и списания активов в сумме 161 млрд руб. в 2015 г. и 88 млрд руб. в 2014 г. (за вычетом налога на прибыль). Таким образом, скорректированная на величину этих списаний чистая прибыль Группы за 2015 г. снизилась по сравнению с 2014 г. на 31 млрд руб., или на 6,4%, а скорректированный показатель EBITDA – вырос на 56 млрд

²⁶ ПАО Лукойл. – Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/>

руб., или на 6,3%. При этом свободный денежный поток в 2015 г. составил 248 млрд руб., что существенно превышает показатель 2014 г. в сумме 72 млрд руб.

В результате проведённых в 2014–2015 гг. тестов на обесценение активов на фоне резкого падения цен на углеводороды и общей негативной макроэкономической ситуации Группа признала убытки от обесценения активов, а также от списания расходов по сухим скважинам. В таблице ниже приведена сводная информация по данным списаниям в разрезе соответствующих статей консолидированного отчёта о прибылях и убытках, а также расчёт их влияния на чистую прибыль группы в 2015 и 2014 гг.:

Общая величина списаний в 2015 г. в сегменте «Разведка и добыча» составила 141 млрд руб. Убыток от обесценения активов был признан в отношении проектов Группы в Африке в сумме 67 млрд руб., в Западной Сибири в сумме 38 млрд руб., а также прочих проектов в России в размере 10 млрд руб. и за рубежом – 26 млрд руб.

В сегменте «Переработка, торговля и сбыт» списания по зарубежным предприятиям составили 27 млрд руб., а по российским – 19 млрд руб.

Списания расходов по сухим скважинам в основном относятся к шельфовым проектам в Румынии.

Общее влияние данных убытков от обесценения и списания активов на чистую прибыль, относящуюся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ», за 2015 г. составило 161 млрд руб. а на показатель EBITDA – 178 млрд руб.

В 2014 г. в сегменте «Разведка и добыча» убыток от обесценения был признан в отношении Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения в Поволжье в сумме 24 млрд руб., а также активов в других регионах России в сумме 14 млрд руб. Убытки от обесценения по зарубежным проектам разведки и добычи составили 20 млрд руб. Кроме этого, были списаны подписные бонусы в общей сумме 7 млрд руб. по проектам в Гане, Сьерра-Леоне и Кот-д’Ивуаре.

Списания расходов по сухим скважинам в 2014 г. относятся к проектам в Западной Африке.

Общее влияние данных убытков от обесценения и списания активов на чистую прибыль, относящуюся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ», за 2014 г. составило 88 млрд руб. а на показатель EBITDA – 92 млрд руб.

3.2 Расчет налоговой нагрузки по методикам

Проведем анализ налоговой нагрузки ПАО «Лукойл» согласно отчетности, представленной в годовом финансовом отчете компании (Приложение).

Для начала рассмотрим динамику налогов предприятия в 2014-2015 гг.

Таблица 5 – Налоги, уплаченные ПАО «Лукойл» в 2014-2015 гг.²⁷.

Вид налога, млн. руб.	2014	2015	Изменение	
			млн. руб.	%
Налог на добычу полезных ископаемых	420 946	470 013	49 067	11,66
Социальные налоги и отчисления	21 968	26 995	5 027	22,88
Налог на имущество	18 142	20 280	2 138	11,78
Прочие налоги и отчисления	6 676	5 332	-1 344	-20,13
Налог на прибыль	90 779	96 359	5 580	6,15
Итого	558 511	618 979	60 468	10,83

Как видно из таблицы 5, общая сумма налогов в 2015 году составила 618 979 млн. руб., что на 60 456 млн. руб. или 10,83% больше, чем в 2014 году. Наибольший темп роста был характерен для социальных налогов и выплат – 5 027 млн. руб. или 22,88% относительно 2014 года. Тенденцию роста общей суммы налогов отражает рост НДПИ (на 11,66% относительно 2014 года) и налога на имущество (+11,78% к 2014 году). Отрицательную динамику показали прочие налоги и отчисления – падение составило 20,13% относительно прошлого года.

Рассмотрим структуру налогов ПАО «Лукойл» в 2014-2015 годах (таблица 6):

²⁷ ПАО Лукойл. – Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/>

Таблица 6 – Структура налогов ПАО «Лукойл» в 2014-2015 гг.

Вид налога, млн. руб.	2014	%	2015	%	Изменение, %
Налог на добычу полезных ископаемых	420 946	75,37	470 013	75,93	0,56
Социальные налоги и отчисления	21 968	3,93	26 995	4,36	0,43
Налог на имущество	18 142	3,25	20 280	3,28	0,03
Прочие налоги и отчисления	6 676	1,20	5 332	0,86	-0,33
Налог на прибыль	90 779	16,25	96 359	15,57	-0,69
Итого	558 511	100,00	618 979	100,00	0,00

Как видно из таблицы 6, наибольший вес в общей сумме налогов в исследуемом периоде составляет налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) – 75,37% в 2014 году и 75,93% в 2015 году. Изменение составило 0,56%.

Следующим по величине в структуре налогов является налог на прибыль – 16,25% в 2014 году и 15,57% в 2015 году. Наблюдается снижение налога на прибыль вследствие снижения прибыли ПАО «Лукойл» в 2015 году.

Социальные налоги и отчисления и налог на имущество составляют от 3 до 4% в исследуемом периоде.

Прочие налоги и отчисления имеют наименьший вес – 1,2% в 2014 году и 0,86% в 2015 году.

Таким образом, наибольшую налоговую нагрузку компания несет, уплачивая налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Далее необходимо сгруппировать налоги компании по виду источника уплаты (таблица 7):

Таблица 7 – Структура налоговой нагрузки ПАО «Лукойл» в зависимости от источника уплаты налогов и сборов в 2014-2015 гг.

Вид налога, млн. руб.	2014	%	2015	%	Изменение	
					млн. руб.	%
1. Косвенные налоги	21 968	3,93	26 995	4,36	5 027,00	0,43
2. Налоги и сборы, включаемые в себестоимость	420 946	75,37	470 013	75,93	49 067,00	0,56
3. Налог на прибыль	90 779	16,25	96 359	15,57	5 580,00	-0,69

4. Налоги, уплачиваемые с чистой прибыли	24 818	4,44	25 612	4,14	794,00	-0,31
Итого	558 511	100,00	618 979	100,00	60 468,00	0,00

Структура налоговой нагрузки ПАО «Лукойл» представлена четырьмя группами.

Наибольшую долю составляют налоги и сборы, включаемые в себестоимость продукции – от 75,37% в 2014 году до 75,93% в 2015 году.

Косвенные налоги и налоги, уплачиваемые с чистой прибыли являются наименьшей группой.

Далее рассчитаем аналитические коэффициенты налоговой нагрузки (таблица 8):

Таблица 8 – Аналитические коэффициенты налоговой нагрузки ПАО «Лукойл» в 2014-2015 гг.

№ п/п	Вид налога	2014	2015	Изменение	
				абс.	%
1	Отношение суммы всех косвенных налогов и сборов к выручке от реализации	0,004	0,005	0,001	17,66
2	Отношение суммы всех прямых налогов и сборов к выручке от реализации	0,097	0,103	0,006	5,65
3	Отношение суммы налога на прибыль предприятий к выручке от реализации	0,016	0,017	0,000	1,64
4	Отношения налога на прибыль и налога на имущество к величине балансовой прибыли	0,136	0,152	0,015	11,15
5	Отношение суммы налогов и сборов, взимаемых с чистой прибыли, к величине чистой прибыли	0,031	0,033	0,002	7,11
6	Отношение сумм налогов и сборов, включаемых в себестоимость продукции, к величине себестоимости	0,082	0,086	0,004	4,53
7	Отношение сумм всех налогов и сборов к выручке от реализации × 100	10,146	10,767	0,621	6,12

Данные коэффициенты представляют собой количественные характеристики, динамика которых дает возможность проследить тенденцию, сложившуюся в налоговой нагрузке анализируемой компании.

Все коэффициенты показывают увеличение налоговой нагрузки в 2015 году по сравнению с 2014 годом. На основе таблицы можно сделать вывод, что налоговая нагрузка ПАО «Лукойл» в 2014 году выросла. Общий коэффициент налоговой нагрузки на выручку от реализации продукции говорит о том, что на каждые 100 рублей налогов в 2014 году приходилось 10,15 рублей выручки., в 2015 году – 10,77 руб. В общем налоговая нагрузка согласно таблице выросла на 6,12%.

Таким образом, на основе данного анализа можно сделать вывод, что налоговая нагрузка ПАО «Лукойл» является приемлемой.

Далее проведем расчет налоговой нагрузки согласно перечисленным в п. 2.4 данной работы методикам.

1. Проведем расчет налоговой нагрузки ПАО «Лукойл» согласно методике Министерства финансов РФ (по формуле (1)).

$$НН = \frac{НП}{В + ВД} * 100\%$$

$$НН_{2014} = \frac{420\,946 + 18\,142 + 6\,676 + 90\,779}{5\,504\,856 + 10\,999} * 100\% = 9,73\%$$

$$НН_{2015} = \frac{470\,013 + 20\,280 + 5\,332 + 96\,359}{5\,749\,050 + 17\,763} * 100\% = 10,72\%$$

Данные показатели показывают налоговоемкость продукции, в то же время данные о структуре налоговой нагрузке в данной методике отсутствуют.

2. Проведем расчет налоговой нагрузки ПАО «Лукойл» согласно методике Е. А. Кировой (формулы 6-9). Рассчитаем абсолютную налоговую нагрузку (недоимка по налоговым платежам отсутствует):

$$НН_A = НП + ВП + НД$$

$$НН_{A\,2014} = 420\,946 + 18\,142 + 6\,676 + 90\,779 + 21\,96 = 558\,511 \text{ (млн. руб.)}$$

$$\begin{aligned} НН_{A\,2015} &= 470\,013 + 20\,280 + 5\,332 + 96\,359 + 26\,995 \\ &= 618\,979 \text{ (млн. руб.)} \end{aligned}$$

Вновь созданную стоимость продукции организации можно определить следующим образом:

$$С_{ВС} = В - МЗ - А + ВД - ВР$$

$$C_{BC\ 2014} = 5\ 504\ 856 - 4\ 799\ 470 - 293\ 052 + 10\ 999 - 29\ 727 \\ = 393\ 660 \text{ (млн. руб.)}$$

$$C_{BC\ 2015} = 5\ 749\ 505 - 4\ 932\ 345 - 350\ 976 + 17\ 763 - 48\ 224 \\ = 435\ 268 \text{ (млн. руб.)}$$

Тогда относительную налоговую нагрузку определим по формуле:

$$HH_0 = \frac{HH_A}{C_{BC}} * 100\%$$

$$HH_{0\ 2014} = \frac{558\ 511}{393\ 660} * 100\% = 141,90\%$$

$$HH_{0\ 2015} = \frac{618\ 979}{435\ 268} * 100\% = 142,21\%$$

Таким образом, относительная налоговая нагрузка в 2015 году увеличилась на 0,31%.

3. Используем методику налоговой нагрузки по методике М. И. Литвина (формула 10). Методика основана на количестве, структуре и механизме взимания налоговых платежей:

$$HH = \frac{\sum(НП + ВП)}{\sum ИС} * 100\%$$

$$HH_{2014} = \left(\frac{420\ 946}{5\ 109\ 331} + \frac{90\ 779 + 24\ 818}{395\ 525} \right) * 100\% = 37,46\%$$

$$HH_{2015} = \left(\frac{470\ 013}{4\ 457\ 915} + \frac{96\ 359 + 25\ 612}{291\ 135} \right) * 100\% = 50,51\%$$

Данная методика также показывает рост налоговой нагрузки.

Таким образом, была рассчитана налоговая нагрузка по трем методикам, каждая из которых показала рост нагрузки ПАО «Лукойл» в 2015 году. Однако сравнить данные методики по количественному показателю невозможно, так как все они характеризуют налоговую нагрузку относительно разных финансовых показателей деятельности компании.

На основе рассчитанного общего показателя налоговой нагрузки по методике №1 ПАО «Лукойл» имеет приемлемую налоговую нагрузку в размере 10,27% относительно выручки и внереализационных расходов предприятия.

4 Социальная ответственность

В данной главе анализируется процесс управления корпоративной социальной ответственностью. В частности, дана краткая характеристика корпоративной социальной ответственности ПАО «Лукойл». Предложены рекомендации по улучшению управления корпоративно-социальной ответственностью ПАО «Лукойл».

В рамках программы «Экология» ПАО «Лукойл» реализует проекты в области строительства природоохранных объектов, обеспечения экологической безопасности производственных объектов, охраны атмосферного воздуха, водных ресурсов и восстановления земель, мониторинга природной среды и объектов производства, научно-исследовательских работ. Всего в 2015 году Компанией профинансированы природоохранные мероприятия на сумму 23,4 млрд.руб., из которых расходы в секторе добычи составили 20,9 млрд.руб., в секторе переработки нефти и сбыте нефтепродуктов – 2,5 млрд.руб.

В нефтегазодобывающем секторе выполнены мероприятия по проведению экологического контроля и мониторинга за состоянием окружающей среды, обращению с отходами производства, предотвращению аварийности на промысловых нефтепроводах, сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, повышению квалификации и обучению специалистов в области экологической безопасности производства.

Обеспечение экологической безопасности промысловых трубопроводов – одна из важнейших задач Компании по охране окружающей среды. Их разгерметизация может повлечь загрязнение земель и водных ресурсов, а также необходимость реализации комплекса мер по локализации и сбору разлитой нефти, дальнейшей рекультивации нефтезагрязненных земель. ПАО «Лукойл» уделяет значительное внимание мероприятиям, направленным на повышение эксплуатационной надежности и сроков службы промысловых трубопроводов, основными из которых являются диагностика трубопроводов и защита их от коррозии.

Охрана воздушной среды реализуется за счет создания полного цикла использования попутного нефтяного газа (внутрипромысловый сбор, компримирование, транспорт, переработка газа, производство электроэнергии, поставка товарного газа и продуктов его переработки), контроля за пылегазоулавливающими установками, токсичностью и дымностью эксплуатируемых автотранспортных средств. Благодаря этому Компания практически полностью использует добываемый газ, тем самым предотвращает потери добываемого газа и выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Так, в отчетном году уровень использования попутного нефтяного газа в Компании достиг 99,2 %, произведено снижение объема сжигания попутного нефтяного газа на факелах в 3 раза, сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников – на 38 %.

Для решения основных задач в сфере развития персонала компания реализует кадровую программу, целями которой являются: обеспечение потребности в высококвалифицированном персонале, в том числе путем развития внутреннего кадрового резерва, привлечение и подготовка молодых специалистов, а также развитие эффективной комплексной системы мотивации и роста производительности труда каждого сотрудника.

В подготовке персонала Компания большую роль отводит системе обучения и повышения квалификации. Подготовка, переподготовка и повышение квалификации руководителей, специалистов и рабочих проводится как на базе собственных учебных центров, в том числе с привлечением сторонних преподавателей и специалистов заводов-изготовителей техники и оборудования, так и на базе лучших российских и зарубежных образовательных учреждений.

Всего в 2015 году почти 58 тыс. работников компании прошли курсы подготовки, переподготовки и повышения квалификации.

Компания регулярно проводит мероприятия, направленные на популяризацию профессий и специальностей нефтегазового комплекса.

Следующим этапом является целевая подготовка кадров, организованная при взаимодействии с образовательными учреждениями высшего, среднего и начального профессионального образования. На протяжении многих лет Компания сотрудничает со многими образовательными учреждениями Российской Федерации, основными из которых являются: Тюменский государственный нефтегазовый университет, Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина, Югорский государственный университет, Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Базовым университетом по подготовке профильных для Компании специалистов является Тюменский государственный нефтегазовый университет – на конец 2015 года около 7 тыс. выпускников этого вуза работали в ПАО «Лукойл».

ПАО «Лукойл» заинтересовано в привлечении мотивированных специалистов с высоким уровнем знаний и навыков.

Приоритетным направлением кадровой политики Компании является работа с молодыми специалистами. На конец отчетного года в Компании работало более 1 500 молодых специалистов. Ежегодно в ПАО «Лукойл» приходят свыше 400 молодых специалистов. Для них разработаны программы адаптации и профессионального становления, к которым привлечены главные и ведущие специалисты Компании, кадровая служба,

В основе социальной политики Компании – принципы ответственного ведения бизнеса и социального партнерства. Реализация социальных программ является эффективным средством дополнительной мотивации персонала, способствует созданию доверительных отношений с населением, поддержке культурной и духовной сфер жизни общества.

Ежегодно ПАО «Лукойл» реализует мероприятия по оздоровлению работников и членов их семей, улучшению условий труда, быта и отдыха сотрудников, мониторингу состояния здоровья, развитию спорта, поддержке пенсионеров и ветеранов, содействию развитию регионов присутствия.

На социальные выплаты и гарантии, предусмотренные трудовым законодательством Российской Федерации, коллективным договором ПАО «Лукойл» и корпоративными программами, в отчетном году направлено свыше 25 млрд. руб.

Работники нефтеперерабатывающего завода компании имеют возможность отдохнуть в санатории-профилактории завода «Приозерный» и на базе отдыха «Мечта».

В рамках обеспечения дополнительных социальных льгот, гарантий и компенсаций проводится добровольное страхование работников ПАО «Лукойл» от несчастных случаев на производстве. Страховая защита организована по профессиям из числа наиболее подверженных риску производственного травматизма и обеспечивается за счет ежегодно выделяемых компанией средств на эти цели. На протяжении многих лет ПАО «Лукойл» реализует программу по организации оздоровительного и лечебного отдыха работников и членов их семей, пенсионеров Компании, развитию системы медицинского страхования. Только в отчетном году на эти цели было направлено более 2 млрд.руб., из них в секторе добычи нефти и газа – 1,5 млрд.руб., в секторе нефтепереработки и сбыта – 0,5 млрд.руб.

ПАО «Лукойл» стремится создать безопасную рабочую среду для сотрудников, свести к минимуму риск аварийных ситуаций и уменьшить производственный травматизм. Для этого Компания регулярно проводит обучение и инструктаж персонала по обеспечению безопасных условий проведения работ, осуществляет мероприятия по улучшению условий труда и аттестации рабочих мест, оценке их соответствия требованиям по охране труда, выявляет опасные и вредные факторы работы.

В Компании функционируют постоянно действующие комиссии по безопасности труда, которые регулярно проводят комплексные проверки состояния охраны труда, промышленной и пожарной безопасности и отслеживают нарушения требований норм и правил безопасности.

В 2015 году одним из направлений благотворительной деятельности ПАО «Лукойл» была поддержка социально незащищенных групп населения, ветеранов войны и труда, людей с ограниченными возможностями, детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, пенсионеров, малообеспеченных и многодетных семей.

При взаимодействии с соответствующими учреждениями акционерным обществом были выделены необходимые средства на организацию летнего отдыха детей, проведение ремонтных работ, закупку реабилитационного оборудования и инвентаря, приобретение подарков к праздничным датам, оформление подписки на местные средства массовой информации.

В отчетном году были перечислены средства на оказание материальной помощи подопечным Сургутской городской благотворительной общественной организации поддержки социально незащищенных граждан «Забота», созданной при Совете женщин ПАО «Лукойл».

Поддержка спортивных инициатив нашла отражение в направлении средств ПАО «Лукойл» на проведение учебно-тренировочных сборов, приобретение спортивного инвентаря для Омской детско-юношеской спортивной школы олимпийского резерва «Нефтяник». Компания выступила генеральным спонсором Межрегионального турнира по теннису «Кубок Севера», проводимого в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в двадцать четвертый раз, а также перечислила средства на проведение V Международных спортивных игр «Дети Азии» в Якутске. На благотворительность и спонсорство в 2015 году было направлено 24 млн. руб.

Стейкхолдеры – заинтересованные стороны, на которые деятельность организации оказывает как прямое, так и косвенное влияние. Например, к прямым стейкхолдерам относятся потребители или сотрудники компании, а к косвенным – местное население, экологические организации и т.д. Важным представляется то, что в долгосрочной перспективе для организации важны как прямые, так и косвенные стейкхолдеры. По отношению к ПАО «Лукойл» можно выделить следующие группы стейкхолдеров (таблица 9):

Таблица 9 – Стейкхолдеры ПАО «Лукойл»

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
Сотрудники ПАО «Лукойл»	Министерство энергетики РФ
Организации по производству и реализации нефтегазового оборудования	Правительство РФ
Нефтеперерабатывающие заводы	Всемирный фонд дикой природы
Научно-исследовательские учреждения	
Торговые объекты, реализующие нефтегазовую продукцию	Федеральная налоговая служба
Потребители продукции и услуг	Федеральная таможенная служба
Предприятия социальной сферы, нуждающиеся в финансовой поддержке	Иные органы власти

Как видим из таблицы 9, основная часть стейкхолдеров предприятия – прямые. К косвенным стейкхолдерам же относятся органы управления федерального, местного и регионального уровня. В силу того, что ПАО «Лукойл» является предприятием нефтегазовой промышленности, деятельность которого строго регулируется Правительством РФ и органами власти, влияние косвенных стейкхолдеров на ПАО «Лукойл» достаточно велико.

Таблица 10 – Структура программы КСО ПАО «Лукойл»

Наим-е мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации мероприятия	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
Благотворительная программа	Благотворительные пожертвования	Предприятия социальной сферы, нуждающиеся в финансовой поддержке, Потребители услуг	Ежегодно	Поддержка социально незащищенных групп населения, ветеранов войны и труда, людей с ограниченными возможностями, детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, пенсионеров, малообеспеченных и многодетных семей

Продолжение таблицы 10

Безопасность производства	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия, органы власти по охране труда	Ежегодно	ПАО «Лукойл» стремится создать безопасную рабочую среду для сотрудников, свести к минимуму риск аварийных ситуаций и уменьшить производственный травматизм. Для этого Компания регулярно проводит обучение и инструктаж персонала по обеспечению безопасных условий проведения работ, осуществляет мероприятия по улучшению условий труда и аттестации рабочих мест, оценке их соответствия требованиям по охране труда, выявляет опасные и вредные факторы работы. В Компании функционируют постоянно действующие комиссии по безопасности труда, которые регулярно проводят комплексные проверки состояния охраны труда, промышленной и пожарной безопасности и отслеживают нарушения требований норм и правил безопасности.
Социальная политика в отношении работников предприятия	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия, Научно-исследовательские учреждения	Ежегодно	Оздоровление работников и членов их семей, улучшение условий труда, быта и отдыха сотрудников, мониторинг состояния здоровья, развитие спорта, поддержка пенсионеров и ветеранов, содействие развитию регионов присутствия, добровольное страхование
Кадровая программа	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия	Ежегодно	Обеспечение потребности в высококвалифицированном персонале, в том числе путем развития внутреннего кадрового резерва, привлечение и подготовка молодых специалистов, а также развитие эффективной

				комплексной системы мотивации и роста производительности труда каждого сотрудника
Программа «экология»	Социально-ответственное поведение	Потребители продукции и услуг, сотрудники предприятия, Всемирный фонд дикой природы, Правительство РФ	Ежегодно	Реализация проектов в области строительства природоохранных объектов, обеспечения экологической безопасности производственных объектов, охраны атмосферного воздуха, водных ресурсов и восстановления земель, мониторинга природной среды и объектов производства, научно-исследовательских работ

Реализуемые мероприятия являются социально значимыми, что соответствует деятельности предприятия и ожиданиям стейкхолдеров.

Таблица 11 – Затраты на мероприятия КСО ПАО «Лукойл» в 2015 году

Наименование мероприятия	Единица измерения	Цена, млрд. руб.	Стоимость реализации на планируемый период, млн.руб.
Благотворительная программа	Общая сумма на год	24	24
Безопасность производства	Общая сумма на год	4	4
Социальная политика в отношении работников предприятия	Общая сумма на год	25	25
Кадровая программа		2,4	2,4
Программа «экология»		23,4	23,4
ИТОГО			78,8

Проведем оценку эффективности программ. Необходимо дать ответы на следующие вопросы:

1) Соответствуют ли программы КСО целям и стратегии организации?

Все программы корпоративной социальной ответственности предприятия направлены именно на повышения уровня жизни населения, безопасности

труда и повышения качества жизни сотрудников. Таким образом, можно сделать вывод, что программы КСО ПАО «Лукойл» соответствуют целям и стратегии организации.

2) Внутренняя или внешняя КСО преобладает. В ПАО «Лукойл» реализуются четыре программы КСО, и большая их часть направлена на прямых стейкхолдеров – потребителей и сотрудников предприятия.

3) Отвечают ли программы КСО интересам стейкхолдеров? Да, отвечают. Предприятие реализует именно те программы, в которых имеется наибольшая потребность как среди сотрудников предприятия, так и среди потребителей продукции.

4) Какие преимущества получает компания, реализуя программы КСО? В части оказания помощи сотрудникам и благотворительной помощи предприятие проявляет себя как социально ответственное предприятие на рынке, что проявляется в росте репутации. Что касается помощи работникам, то так работники предприятия чувствуют себя более защищенными, понимают, что предприятие заботится о них. Предприятие заботится о сохранении здоровья сотрудников, занятых на работах с вредными и опасными производственными факторами: для них выделяются путевки на санаторно-курортное лечение, приобретается специальная одежда для выполнения работ в особых температурных условиях или связанных с загрязнением. Лучший эффект от реализации данной программы – благодарность сотрудников.

5) Адекватны ли затраты на мероприятия КСО их результатам? Затраты такого масштаба не так велики для компании, учитывая объем ее деятельности, насколько высок эффект от реализации программ.

6) Какие рекомендации могут быть предложены компании для совершенствования практики КСО? На основе проведенного анализа можно сделать вывод о широкой и разносторонней программе корпоративной социальной ответственности предприятия, направленной на все стороны деятельности.

Заключение

С момента образования Российской Федерации нефтегазовая отрасль развивалась экстенсивно – ежегодно наращивая добычу углеводородного сырья. С 1998 года нефтедобыча выросла почти в 1,7 раза, восстановившись после кризисного падения в 90-х годах.

За этот период были освоены все крупнейшие нефтегазовые провинции. Используя гигантские месторождения с низкими удельными издержками, компании-недропользователи получали сверхвыгоды за счет экспорта нефти и газа. На большинстве месторождений добывающие компании в погоне за «быстрой» прибылью превратили богатейшие месторождения в низкорентабельные. При этом вновь открытые месторождения находятся в более трудных условиях, что в разы превышает их себестоимость.

В начале нового тысячелетия рост показателей нефтегазовой отрасли во многом предопределил общеэкономическую динамику, увеличение объемов экспорта и бюджетных доходов. При этом показатели развития машиностроительной, перерабатывающей, химической, технологической и других отраслей снижались, и на сегодняшний день застыли на предельно низком уровне. В связи с этим рост нефтегазовой промышленности, наблюдавшийся последние двадцать лет никак нельзя назвать качественным и долгосрочным. Сырьевой сектор, который должен был стимулировать и обеспечивать несырьевые сектора экономики в нашей стране, не выполнил свою задачу и не выполняет по сей день в связи с нерациональным его использованием и государственным управлением. При всем при этом издержки на разработку стремительно растут, превышая схожие показатели у зарубежных конкурентов, предложение углеводородных ресурсов на мировом рынке за счет сланцевых нефти и газа США увеличилось в разы, а цены неумолимо падают ниже критической отметки.

В настоящее время на изменение налогообложения нефтегазовой отрасли влияет ряд важных, но сложно прогнозируемых факторов, таких как

конъюнктура мировых рынков, уровень развития экономики, внешняя и внутренняя политика.

В самом общем схематичном виде перечень основных налогов, действующих в нефтедобывающей отрасли, выглядит следующим образом. налог на добавленную стоимость, налог на прибыль, отчисления во внебюджетные фонды, налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество.

Такие налоги как НДС, налог на прибыль, отчисления во внебюджетные фонды, налог на имущество являются унифицированными для всех предприятия, то есть не учитывают специфики отрасли как ресурсодобывающей.

Налог на добычу полезных ископаемых был введен в 2002 году, заменив действующие ранее три специальных налога – платежи за пользование недрами (роялти), акцизы и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Двенадцатилетняя практика применения НДСП показала, что действующая система ресурсных налогов ни в фискальном, ни в регулирующем плане не адекватна той роли, которую нефтегазовая отрасль занимает в экономики России. Данная система работает только при благоприятной ценовой конъюнктуре на мировом рынке углеводородного сырья в целях изъятия сверхдоходов. В настоящее время происходит трансформация мировых энергетических рынков, увеличение предложения углеводородного сырья и резкое падение цен. Все эти факторы и риски не учтены в нынешней системе налогообложения, которая направлена в основном на проекты, связанные с большими капиталовложениями, а не на разработку новых нефтегазовых провинций и шельфов северных морей.

Основными видами деятельности ПАО «Лукойл» и его дочерних компаний являются разведка, добыча, переработка и реализация нефти и нефтепродуктов. ПАО «Лукойл» является материнской компанией вертикально интегрированной группы предприятий.

Лукойл является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире по размеру доказанных запасов углеводородов, составивших по состоянию на 1 января 2016 г. около 16,6 млрд барр. н. э. (нефть – около 12,6 млрд барр., газ – 23,8 трлн куб. фут).

В работе был проведен анализ налоговой нагрузки ПАО «Лукойл» согласно отчетности, представленной в годовом финансовом отчете компании.

Общая сумма налогов в 2015 году составила 618 979 млн. руб., что на 60 456 млн. руб. или 10,83% больше, чем в 2014 году. Наибольший темп роста был характерен для социальных налогов и выплат – 5 027 млн. руб. или 22,88% относительно 2014 года. Тенденцию роста общей суммы налогов отражает рост НДС (на 11,66% относительно 2014 года) и налога на имущество (+11,78% к 2014 году). Отрицательную динамику показали прочие налоги и отчисления – падение составило 20,13% относительно прошлого года.

Наибольший вес в общей сумме налогов в исследуемом периоде составляет налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) – 75,37% в 2014 году и 75,93% в 2015 году. Изменение составило 0,56%.

Также в работе был проведен расчет налоговой нагрузки по трем описанным в работе методикам. На основе рассчитанного общего показателя налоговой нагрузки ПАО «Лукойл» имеет приемлемую налоговую нагрузку в размере 10,27% относительно выручки и внереализационных расходов предприятия.

Список литературы

1. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 31.07.1998 №146-ФЗ.
2. Федеральный закон от 21.02.1992 №2395-1 –ФЗ «О недрах».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 11.10.2012 №1035 «Критерии регулярности и равномерности реализации товара на бирже для отдельных товарных рынков, на которых обращаются нефть и (или) нефтепродукты».
4. Энергетическая стратегия на период до 2030 года
5. Астахов А.С. Оценка фактора времени и его учет в экономике горной промышленности. – М.: ИГД, 1966. – 46 с.
6. Бобылев Ю.Н., Трунцева М.Ю. Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики// М.:Ин-т Гайдара, 2010. – 200 стр.
7. Володомонов Н.В. Горная рента и принципы оценки месторождений. – М.: Металлургиздат, 1959. – 80 с.
8. Высоцкий В.И., Фельдман С.Л. Нефтегазовая промышленность мира. – Справочно-информационный обзор ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖНЕФТЕГАЗ». – 2014.- 98 с.
9. Голосков А.Н. – «Дифференциация налогообложения как механизм управления инвестиционной привлекательностью газовой отрасли», «Нефтегазовое дело», 2009 год. – 346 с.
10. Ермилов О.М., Миловидов К.Н., Чугунов Л.С., Ремизов В.В. Стратегия развития нефтегазовых компаний. – М.: Наука, 1998. – 237 стр.
11. Зубарева В.Д. Финансово-экономический анализ проектных решений в нефтегазовой промышленности. – М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 367 стр.
12. Кириченко О.С., Кисленко Н.А., Комзолов А.А. Комплексная методология анализа эффективности и рисков инвестиционных проектов в газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 168 стр.

13. Козлов, А.Л., Нуршанов, В.А., Пронин, В.И. Природное топливо планеты. – М.: Недра, 1981. – 160 с.
14. Ковалев Н.Р., Юшкевич Е.Е. Изъятие ренты: содержательно-кластерный аспект от постулатов А. Смита до реалий Российской трансформационной экономики. // Известия Уральского государственного экономического университета. - 2004. -Т. 9. - С. 14 - 19.
15. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2006. - 172 с.
16. Крюков В.А., Токарев А.Н. Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике: о соотношении реализованной и потенциальной общественной ценности недр (теория, практика, анализ и оценки). - Новосибирск: Наука-Центр, 2007. – 588 стр.
17. Корень А.В., Недбайлик И.О. Сравнительный анализ основных принципов налогообложения нефтегазовой отрасли в России и зарубежных странах. // FUNDAMENTAL RESEARCH. 10. – 2015. – с. 384-387.
18. Линник Ю.Н., Афанасьев В.Я. Экономика отраслей нефтегазового комплекса// Москва. – ГУУ. - 2009. – 456 с.
19. Ложникова А.В. Рента в условиях модернизации и технологического развития: макро- и микроэкономическая природа. - Томск: ТГУ, 2011. – 300 с.
20. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: Сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 334 стр.
21. Репин, А.Г. Газ и нефть: краткий глоссарий. – М.: Научный мир. – 2011. – 200 с.
22. Уринсон Г.С. Экономика добычи природного газа. – М.: Издательство «Недра», 1965. – 160 стр.
23. Форест Г. Добыча нефти: Пер. с англ. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. – 416 стр.
24. Шагиев Р.Р. Интегрированные нефтегазовые компании / Под ред. и авт. предисл. А.Г. Аганбегяна. – М.: Наука, 1996. – 303 с.

25. Эдер, Л.В., Филимонова, И.В., Немов, В.Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и Нефть. – 2013. – №05. – С.8-12.
26. Виноградова А.В. Институциональный механизм диффузии природной ренты и его особенности в нефтегазовом комплексе России. // Журнал институциональных исследований. - 2011. – Т. 3. - № 2. - С. 98-103.
27. Волков А.А. О дифференциации налога на добычу полезных ископаемых. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2007. - № 1. - С. 49-52.
28. Гурвич Е. Нефтегазовая рента в российской экономике. //Вопросы экономики. - 2010. - №11
29. Елисеева О.А., Лукьянова А.С., Тарасова А.Э. Исследование перспектив и анализ рисков развития газовой отрасли России // Известия академии наук. Энергетика. - 2010. - №4.
30. Жукова И.В. Рентное налогообложение как механизм повышения доходности бюджета за счет платежей в недропользовании. // Власть и управление на Востоке России. – 2007. - №2(39). - С. 20-24.
31. Заика В.С. Проблемы и направления налогообложения нефтедобычи в России // Экономические науки. Финансы, денежное обращение и кредит. – 2010. - №8(69).
32. Ковалев Н.Р., Юшкевич Е.Е. Изъятие ренты: содержательно-кластерный аспект от постулатов А. Смита до реалий Российской трансформационной экономики. // Известия Уральского государственного экономического университета. - 2004. -Т. 9. - С. 14 - 19.
33. Понкратов В.В. Налогообложение добычи газового конденсата: актуальные проблемы // Журнал «Финансы». – 2011. – №11
34. Министерство энергетики РФ. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://minenergo.gov.ru>
35. ПАО Лукойл. – Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/>

Приложение

ПАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

	Примечание	2015	2014
Выручка			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	32	5 749 050	5 504 856
Затраты и прочие расходы			
Операционные расходы		(446 719)	(368 505)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(2 891 674)	(2 781 856)
Транспортные расходы		(297 977)	(215 198)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(168 669)	(146 550)
Износ и амортизация		(350 976)	(293 052)
Налоги (кроме налога на прибыль)		(522 620)	(467 732)
Акцизы и экспортные пошлины		(575 509)	(807 401)
Затраты на геолого-разведочные работы		(29 177)	(12 228)
Операционная прибыль		465 729	412 334
Финансовые доходы	25	17 763	10 999
Финансовые расходы	25	(48 224)	(29 727)
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	11	7 047	19 888
Прибыль по курсовым разницам		110 912	167 235
Прочие расходы	26	(164 123)	(95 874)
Прибыль до налога на прибыль		389 104	484 855
Текущий налог на прибыль		(100 335)	(103 303)
Отложенный налог на прибыль		3 976	12 524
Итого расход по налогу на прибыль	27	(96 359)	(90 779)
Чистая прибыль		292 745	394 076
Чистая (прибыль) убыток, относящиеся к неконтролирующим долям		(1 610)	1 449
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ»		291 135	395 525
Прочий совокупный доход (расход), за вычетом налога на прибыль			
<i>Статьи, которые могут быть впоследствии реклассифицированы в состав прибылей и убытков:</i>			
Курсовые разницы от пересчета зарубежных операций		12 345	92 770
<i>Статьи, не подлежащие впоследствии реклассификации в состав прибылей и убытков:</i>			
Переоценка чистого обязательства / актива пенсионной программы с установленными выплатами	22	(1 650)	239
Прочий совокупный доход		10 695	93 009
Общий совокупный доход		303 440	487 085
Общий совокупный (доход) расход, относящиеся к неконтролирующим долям		(1 609)	1 434
Общий совокупный доход, относящийся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ»		301 831	488 519
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ПАО «ЛУКОЙЛ» (в российских рублях):			
базовая прибыль	23	408,36	554,79
разводненная прибыль	23	405,15	541,90

ПАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированный отчет о финансовом положении

(в миллионах российских рублей)

	Примечание	31 декабря 2015	31 декабря 2014	1 января 2014
Активы				
Оборотные активы				
Денежные средства и их эквиваленты	6	257 263	169 023	43 092
Дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	7	440 489	471 811	205 500
Прочие краткосрочные финансовые активы		23 768	10 700	11 592
Запасы	8	340 196	340 693	281 284
Предоплата по налогу на прибыль		7 413	11 367	22 182
Дебиторская задолженность по прочим налогам	9	81 692	115 930	124 102
Прочие оборотные активы	10	62 826	50 470	41 901
Активы для продажи	15	-	66 233	-
Итого оборотные активы		1 213 647	1 236 227	729 653
Основные средства	12	3 411 153	3 153 579	2 683 758
Инвестиции в зависимые и совместные предприятия	11	181 744	145 404	114 799
Прочие долгосрочные финансовые активы	13	102 067	94 037	52 451
Активы по отложенному налогу на прибыль	27	28 735	22 111	15 473
Гудвил и прочие нематериальные активы	14	51 749	56 386	47 846
Прочие внеоборотные активы		31 512	31 209	39 035
Итого внеоборотные активы		3 806 960	3 502 726	2 953 362
Итого активы		5 020 607	4 738 953	3 683 015
Обязательства и капитал				
Краткосрочные обязательства				
Кредиторская задолженность	16	394 339	398 996	238 224
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	17	60 506	121 271	42 905
Обязательства по налогу на прибыль		11 640	7 486	1 334
Задолженность по прочим налогам	19	73 277	75 588	77 832
Оценочные обязательства	21, 22	25 553	21 007	21 560
Прочие краткосрочные обязательства	20	129 853	154 555	30 278
Обязательства, относящиеся к активам для продажи	15	-	543	-
Итого краткосрочные обязательства		695 168	779 446	412 133
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	18	799 207	634 847	306 273
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	27	234 107	227 071	227 330
Оценочные обязательства	21, 22	51 115	34 419	79 241
Прочие долгосрочные обязательства		9 636	13 628	2 336
Итого долгосрочные обязательства		1 094 065	909 965	615 180
Итого обязательства		1 789 233	1 689 411	1 027 313
Капитал				
Уставный капитал	23	1 151	1 151	1 151
Собственные акции, выкупленные у акционеров		(241 615)	(158 615)	(158 615)
Облигации с правом обмена на акции		-	(83 000)	(83 000)
Добавочный капитал		129 403	128 846	130 599
Прочие резервы		104 150	93 454	460
Нераспределенная прибыль		3 229 379	3 055 542	2 750 601
Итого акционерный капитал, относящийся к акционерам ПАО «ЛУКОЙЛ»		3 222 468	3 037 378	2 641 196
Неконтролирующая доля		8 906	12 164	14 506
Итого капитал		3 231 374	3 049 542	2 655 702
Итого обязательства и капитал		5 020 607	4 738 953	3 683 015