Содержание

Введение…………………………………………………………..3

Глава 1. Общая характеристика российского рынка нефти и нефтепродуктов…………………………………………………………6

Глава 2. Денежный оборот в отрасли

2.1 Состояние основных фондов комплекса………………..…17

2.2 Основные направления капиталовложений в комплексе...18

2.3 Источники инвестиций……………………..………………22

Глава 3. Ценообразование и налогообложение нефтяного комплекса………………………………………………………………23

Заключение………………………………………………………29

Список использованной литературы…………………………..32

**Введение**

Термин «нефть», пришедший к нам из персидского языка через турецкое слово «neft», в современном мировом лексиконе стал синонимом общепринятого словосочетания «черное золото». И объясняется этот факт не только тем, что сегодня нефть, наряду с природным газом, является основным и практически безальтернативным источником энергии, но и тем, что ее запасы невосполнимы. При этом дальнейшей переработке подвергаются лишь 10% добываемой сырой нефти, остальные 90% - сжигаются.

Как минимум, два десятилетия многие аналитики всерьез пугали человечество тем, что еще каких-нибудь 40-50 лет, и ее запасы будут полностью исчерпаны. И тем не менее на сегодняшний момент использование нефти практически эквивалентно ее добыче. К концу ХХ века ее фактические мировые запасы насчитывали 1 триллион 46 миллиардов баррелей. Потенциально же это количество может быть неизмеримо большим.

В ходе развития нефтяного рынка его центрами оказались практически два региона: США и Ближний Восток. Первая половина XX в. явилась переходным периодом. До начала XX в. США принадлежало не менее 75% добываемой во всем мире нефти. Главной особенностью становления нефтяной отрасли в мире являлось превосходство США в добыче нефти на государственном уровне и доминирование до 1911 г. компании Standard Oil на кор­поративном. Хотя значительная трансформация произошла в середине века, но периодом смены ключевого региона добычи можно считать начало 1970-х годов, когда США впервые при­бегли к широкомасштабному импорту нефти. По мере увеличения добычи нефти в Персидском зали­ве стала возрастать роль арабских стран, которые в 1960 г. создали ОПЕК. Вошедшим в него государствам потребовалось от 10 до 15 лет, чтобы национализировать места добычи (разорвать концессионные соглашения с западными компаниями), то есть перенаправить при­быль в свою пользу. В 1973 и 1979 гг. произошли кризисы (вследствие соответственно арабо-израильского конфликта и иранской революции), давшие импульс развитию энергосберегающих технологий и замедлившие рост потребности развитых стран в нефти. К этому времени на долю стран ОПЕК, оказывающих максимальное влияние на ценообразование, приходилось около 80% общего объема ее экспорта в мире и почти половина всей добычи. Вторым крупным экспортером был СССР.

Три события, прямо или косвенно повлиявшие на рынок нефти, произошли в 1980-е годы. В 1983 г. были проведены первые торги по фьючерсным контрактам на нефть, что послужило толчком для разви­тия рынка производных нефтяных инструментов, причем формирова­ние срочного рынка в корне изменило парадигму нефтяных компаний, увеличив вес их финансовых операций. Два других события - авария на Чернобыльской АЭС и гибель танкера Valdez компании Exxon у берегов Аляски - усилили экологическое движение, частично ограни­чив развитие атомной энергетики в США и ужесточив правила транс­портировки нефти, что привело к повышению стоимости ее перевозки.

После второй мировой войны экономический рост в мире во многом был обеспечен за счет относительно низкой и стабильной цены на сырую нефть. Как правило, переработка ее осуществляется в местах потребления, поскольку дешевле доставить к регионам по­требления сырую нефть, чем нефтепродукты. В последние десятиле­тия наблюдается волатильность цены на сырую нефть, что может повышать потенциальные издержки некоторых участников рынка. Со времени окончания нефтяных кризисов 1970-х годов номиналь­ная цена нефти колебалась в среднем от 18 до 20 долл. за баррель. К концу прошлого века и в начале нынешнего ценовой диапазон изме­нился и составил 20-25 долл. за баррель.

Ввиду актуальности вопроса о нефти в настоящее время, темой своей курсовой работы я выбрал «Проблемы развития российского рынка нефти и нефтепродуктов». В данной работе я постараюсь не только оценить проблемы развития вышеупомянутого рынка, но и дать этому рынку общую характеристику, а также рассмотреть различные пути решения проблем.

**ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РОССИЙСКОГО РЫНКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Располагая лишь одним процентом мировых запасов нефти, ЕС потребляет почти 1/5 произведенной в мире нефти. С его расширением в 2004 г. увеличатся не нефтяные запасы союза, а потребление нефти, зависимость от импорта будет расти. В настоящее время зависимость ЕС от импорта нефти уже составляет более 70%. Россия – второй важнейший внешний источник нефти для ЕС после Норвегии. Сейчас больше чем 15% суммарного нефтяного импорта ЕС поступает из России, и после расширения ее доля будет увеличиваться. Нефтяной баланс США еще менее устойчив по сравнению с ЕС. Хотя США имеют только 3% мировых запасов нефти, они потребляют 1/4 ее мирового производства. Американская экономика кардинально зависит от импорта энергоносителей, она «проглотит» через 4-5 лет все собственные запасы страны, если откажется от импорта. Однако нефтяные запасы стран-соседей США относительно велики, у Мексики – почти такие же, как у США. На американском континенте в целом находится приблизительно 15% глобальных нефтяных запасов.

Мировые разведанные запасы нефти сконцентрированы на Ближнем Востоке. Пять ближневосточных стран обладают почти 2/3 глобальных запасов: Саудовская Аравия (25%), Ирак (11%), ОАЭ (9%), Кувейт (9%) и Иран (9%). Вне Ближнего Востока самые большие запасы имеют Венесуэла и Россия. Венесуэла обладает приблизительно 7%, Россия – почти 5% глобальных запасов нефти. Россия производит 10% нефти, в то время как потребляет только 4 (см. табл. 1).

Т а б л и ц а 1

|  |
| --- |
| **Мировые запасы нефти, ее производство и потребление в международных сопоставлениях** *(в % к мировым)* |
|   | Запасы | Производство | Потребление |
| Россия | 5 | 10 | 4 |
| США | 3 | 10 | 26 |
| Китай | 2 | 1 | 7 |
| EU15 | 1 | 4 | 18 |
| EU25 | 1 | 4 | 20 |
| Ближний Восток | 65 | 30 | 6 |
| Северная и Латинская Америка  | 15 | 28 | 37 |
| ОЭСР | 8 | 28 | 62 |
| ОПЕК | 78 | 41 | *н.д.* |
| *Источники*: BP Statistical Review of World Energy. L., 2002, расчеты - К. Лиухто |

В 1999 г. производство нефти в России составило примерно 300 млн. т, в 2003 г. оно достигло почти 400 млн. т. Около 3/4 российских нефтяных запасов расположены в Западной Сибири. Достаточно большие запасы обнаружены на севере Европейской части России. Крупнейшие российские нефтяные компании – ТНК, «ЛУКойл», ЮКОС, «Роснефть» и «Сургутнефтегаз» - располагают запасами нефти почти в 13 млрд. т (см. табл. 2).

Более чем 100 компаний добывают нефть в России, но подавляющая часть добычи фактически находится в руках 10 вертикально интегрированных компаний[[1]](#footnote-1), их объем производства составляет приблизительно 350 млн. т – 90% производства нефти в России. Две самые крупные компании – «ЛУКойл» и ЮКОС производят около 40% нефти (см. табл. 3).

Т а б л и ц а 2

|  |
| --- |
| **Нефтяные запасы ведущих российских компаний***(по состоянию на 2000 г.)* |
| Компания | Запасы нефти, млн. т | Доля государственной/региональной собственности, % |
| "ЛУКойл" | 3344 | 14 (сейчас 8) |
| ЮКОС*в* | 2607 | 0 |
| "Сургутнефтегаз" | 1504 | 1 |
| ТНК*а* | 3707 | 0 |
| "Татнефть" | 841 | 33 (Татарстан) |
| "Сибнефть"*б* | 753 | 0 |
| "Роснефть" | 1573 | 100 |
| "Башнефть" | 365 | 65 (Башкортостан) |
| "Славнефть"*в* | 286 | 75 (сейчас 0) |
|  *а* В августе 2003 закончен процесс слияния ТНК с British Petroleum, новая компания ТНК-ВР начала свою деятельность. |
|  *б* ЮКОС и "Сибнефть" находятся в процессе слияния. Новая компания будет крупнейшей в России и четвертой в мире после British Petroleum, ExxonMobil и RD Shell  |
|  *в* В 2002 г. государство продало приблизительно 6% акций "ЛУКойла", а "Славнефть" была приватизирована. |
| *Источники*: Sagers M. Developments in Russian Crude Oil Production in 2000. - Post-Soviet Geography and Economics, 2001, vol. 42, № 3, p. 153-201; Oil Sector.  |

Некоторые иностранные нефтяные корпорации также начали свою деятельность на российском рынке. В 2000 году суммарный объем производства иностранных компаний достигал 6-7% российского[[2]](#footnote-2). Прямые иностранные инвестиции в топливно-энергетический сектор российской экономики составляли около 10% их общей суммы[[3]](#footnote-3). Главные зарубежные игроки в российском нефтяном бизнесе (в алфавитном порядке) – Agip, British Petroleum, British Gas, ChevronTexaco, Conoco, ExxonMobil, Neste Oy, Nirsk Hidro, McDermott, Mitsubishi, Mitsui, RD Shell, Statoil и TotalFinaElf[[4]](#footnote-4).

Т а б л и ц а 3

|  |
| --- |
| **Производство сырой нефти 10 ведущими российскими компаниями** *(млн. т)* |
|   | 1996 г. | 1997 г. | 1998 г. | 1999 г. | 2000 г. | 2001 г. | 2002 г. |
| "ЛУКойл" | 50,9 | 53,4 | 53,7 | 53,4 | 69,1 | 73,0 | 78,2 |
| ЮКОС | 35,3 | 35,6 | 34,1 | 34,2 | 49,5 | 58,1 | 72,8 |
| "Сургутнефтегаз" | 33,3 | 33,9 | 35,2 | 37,6 | 40,6 | 44,0 | 49,2 |
| ТНК | 21,5 | 21,0 | 19,7 | 20,1 | 28,6 | 40,6 | 38,0 |
| "Сибнефть" | 18,7 | 18,2 | 17,3 | 16,3 | 17,2 | 20,6 | 26,3 |
| "Татнефть" | 23,7 | 23,2 | 24,4 | 24,4 | 24,3 | 24,6 | 24,2 |
| "Славнефть" | 12,9 | 12,3 | 11,8 | 11,9 | 12,3 | 13,5 | 16,2 |
| "Роснефть" | 13,0 | 13,4 | 12,6 | 12,6 | 13,5 | 14,9 | 16,0 |
| "Сиданко" | 20,8 | 20,3 | 19,9 | 19,6 | 13,0 | … | 16,0 |
| "Башнефть" | 16,3 | 15,4 | 12,9 | 12,3 | 11,9 | … | … |

Сырая нефть и нефтепродукты составляют примерно 40% суммарного экспорта России, нефть – существенный источник доходов бюджета. Российская Федерация выступает как один из ведущих операторов в международном нефтяном бизнесе, являясь крупнейшим чистым экспортером нефти после Саудовской Аравии. Россия, Норвегия и Мексика – единственные страны, не входящие в ОПЕК, среди 10 крупнейших чистых экспортеров мира. В 2000 г. Россия экспортировала приблизительно 145 млн. т сырой нефти и 50 млн. т нефтепродуктов. С 2000 г. экспорт нефти и нефтепродуктов начал расти, и за период с 1996 г. фактически удвоился. По прогнозам Министерства энергетики РФ, экспорт сырой нефти увеличится почти до 300 млн. т в 2010 г.

 Рост экспорта сырой нефти сдерживается транспортными «узкими местами», поэтому российские нефтяные корпорации надеются на увеличение экспорта нефтепродуктов в будущем. Но в настоящее время главный вопрос экспорта российских нефтепродуктов – их низкое качество. Страна все еще отстает в производстве дизельного топлива с низким содержанием серы, использование которого будет обязательным в ЕС, начиная с 2005 г.

Подавляющая часть российской нефти уходит за пределы постсоветского пространства (см. табл. 4). Доля чистого экспорта в страны дальнего зарубежья повысилась с 53% в 1992 г. до 86% в 2001 г. Главные страны-импортеры – Великобритания, Франция, Италия, Германия и Испания. В настоящее время экспорт нефти в США сдерживает то обстоятельство, что издержки транспортировки российской нефти в эту страну значительно выше, чем у ближневосточных производителей.

Т а б л и ц а 4

|  |
| --- |
| **Экспорт сырой нефти из России** *(1995-2010 гг., прогноз)* |
| Годы | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2010 |
| Экспорт, млн. т | 132,8 | 102,0 | 108,4 | 140,0 | 130,8 | 144,5 | 162,1 | 195,0 | 202,0 | 219,0 | 242,0 | 296,0 |
| Прирост экспорта, % | *н.д.* | -23 | 6 | 29 | -7 | 10 | 12 | 20 | 4 | 8 | 11 | - |
| Экспорт/производство, %  | 43 | 34 | 35 | 46 | 43 | 45 | 47 | 52 | 51 | 52 | 54 | 58 |
| *Источники*: Министерство Энергетики РФ (см. Russian Petroleum Investor, 2003, vol. 12, No 2); расчеты - К. Лиухто. |

В 2002 г. 55% российской нефти экспортировалось морским путем, 40 – через трубопровод «Дружба» и приблизительно 5% - железнодорожным транспортом. Главный экспортный маршрут российской нефти на Запад – трубопровод «Дружба» с номинальной пропускной способностью 60 млн. т. «Труба» пересекает Белоруссию, разделяясь на северную и южную ветви. Северная идет через Белоруссию и Польшу в Германию. Южная пересекает северную Украину и проходит через Венгрию и Словакию, заканчиваясь в Чехии. Северная магистраль сейчас загружена полностью, в то время как южная имеет запас пропускной способности, и поэтому Россия стремится увеличить ее мощность, соединив южную ветвь «Дружбы» с трубопроводом «Adria». Последнее предоставит российским экспортерам нефти прямой доступ к Адриатическому морю, где танкеры могут быть загружены в глубоководном порту Омисал. Глубина порта позволяет заходить в него танкерам водоизмещением до 500 тыс. т, что делает экспорт в США экономически целесообразным. Другое преимущество порта Омисал – меньшее расстояние до американских портов. Единственная альтернатива, которая обещает более низкие издержки транспортировки российской сырой нефти в западноевропейские страны и США – строительство Мурманского порта.

Балтийская трубопроводная система (БТС) включает 450-километровый трубопровод от Харяги (Ненецкий автономный округ, Архангельская область) до Усы (Республика Коми), трубопроводы Уса-Ухта, Ухта-Ярославль и Ярославль-Кириши, а также трубопровод Кириши-Приморск. БТС находится в собственности «Транснефти».

В сентябре 2001 г. было закончено строительство трубопровода Суходольная-Родионовская. Эта 250-километровая магистраль по­зволяет российским нефтяным компаниям транспортировать нефть до Новороссийского экспортного нефтяного терминала, не исполь­зуя ветвь, проходящую по украинской территории, что дает возмож­ность российским компаниям избежать высокой платы за транзит и нелегальной откачки нефти. Пропускная способность трубопровода - примерно 16-25 млн. т.

Помимо западных маршрутов Россия стремится развивать тру­бопроводную сеть на Востоке. ЮКОС строит трубопровод длиной 1700 км и пропускной способностью 25-30 млн. т от Ангарска до Дацина в Маньчжурии.

ExxonMobil - оператор проекта "Сахалин-1" - выступает за стро­ительство 250-километрового подводного трубопровода через Татар­ский пролив до порта Де-Кастри на российском материке, что позволит наращивать экспорт нефти в азиатские страны. Слабое место проекта кроется в том, что Де-Кастри не является незамерзающим портом. Пропускная способ­ность и терминала, и трубопровода должна достигнуть 12-15 млн. т.

Консорциум "Сахалин-2", возглавляемый RD Shell, планирует экспорт нефти в Японию, Южную Корею и Тайвань. Для этого нужно построить 800-километровый трубопровод через весь Сахалин к сво­бодному ото льда порту Пригородное. Этот план недешев, но позволя­ет экспортировать нефть круглый год.

Порт Новороссийск на Черном море - крупнейший экспортный нефтяной терминал России. В 2002 г. через порт прошло 45 млн. т сырой нефти. Уже в ближайшем будущем его пропускная способность может быть увеличена. Хотя Новороссийск - незамерзающий порт, главная проблема здесь - частые и сильные штормы. В 2002 г. он был закрыт из-за непогоды на 85 дней, то есть в среднем почти два дня в неделю.

Важны для экспорта нефти из России и порты на Балтий­ском море. Главным нефтяным терминалом здесь традиционно был латвийский порт Вентспилс. Но его доминирующие позиции поколеблены ввиду быстрого развития Таллиннского порта, хотя к нему нефть нужно транспортировать по железной дороге, тогда как к Вентспилсу подходит трубопровод.

Приморск - самый крупный балтийский нефтяной терминал, на­ходящийся на российской территории. В 2002 г. в Приморске было обслужено 135 танкеров и отправлено приблизительно 12 млн. т сы­рой нефти. "Транснефтепродукт" планирует к 2005 г. присоединить терминал к нефтепродуктоводу (Кстово-Ярославль-Кириши-Приморск) с про­пускной способностью 10 млн. т в год.

Нельзя забывать и про Петербургский нефтяной терминал. При­мерно 9 млн. т нефтепродуктов прошли через этот порт в 2002 г., его пропускная способность, как ожидается, вырастет, если порт будет также пропускать сырую нефть.

Строительство небольшого нефтяного терминала с начальной про­пускной способностью менее 1 млн. т запланировано в Выборге. В но­ябре 2000 г. "ЛУКойл" открыл нефтяной терминал в Калининграде. В 2001 г. компания построила еще один терминал в Калининграде с объявленной пропускной способностью 2,5 млн. т. Эти терминалы, по оценкам, способны перегружать до 3-5 млн. т нефти ежегодно.

На севере России есть четыре нефтяных порта - Варандей, Ар­хангельск, Витино и Мурманск. Варандейский терминал с начальной пропускной способностью 1,5 млн. т был построен "ЛУКойлом" и вступил в строй в августе 2000 г. Компания надеется повысить ее до 10 млн. т. Она будет загружать здесь собственные танкеры водоизме­щением 16-20 тыс. т и отправлять их в Мурманск, где сырая нефть будет перегружаться на тяжелые суда, которые станут использоваться для экспорта нефти в Европу и США.

"Роснефть" планирует инвестировать приблизительно 15 млн. долл. в модернизацию терминала в Архангельске с целью удво­ения его пропускной способности (с 2,5 млн. до 4,5 млн. т в год). Но зимой этот терминал часто испытывает проблемы, так как не хватает ледоколов, чтобы освобождать арктический порт ото льда.

Порт Витино расположен на юго-западном побережье Кандалакшинского залива на Белом море. Пропускная способность порта - 4 млн. т. Сырая нефть поступает в Витино по железной дороге, откуда отправляется небольшими танкерами водоизмещением до 70 тыс. т в Мурманск, где перегружается на крупные танкеры и затем экспортируется в Европу или США. В 2002 г. объемы транспортировки нефти через Витино увеличились с 0,1 млн. до 2,8 млн. т.

Один из самых амбициозных планов, способных повлиять на работу балтийских нефтяных терминалов, - строительство Мур­манского нефтяного терминала. Консорциум четырех российских неф­тяных компаний - "ЛУКойл", ЮКОС, ТНК и "Сибнефть" - пла­нирует сооружение трубопровода от Западной Сибири до Мурман­ска. Инвестиции, требуемые для финансирования этого проекта, - 3,4-4,5 млрд. долл.

Мурманский порт будет иметь несколько преимуществ. Первое - огромная потенциальная пропускная способность в 60-120 млн. т. Вто­рое - круглогодично свободное ото льда море в отличие от портов, расположенных на востоке Балтийского моря. Третье - защищенная гавань и уникальные глубины Кольского залива позволят загружать танкеры водоизмещением 300 тыс. т. Четвертое - самый экономный транспортный мар­шрут. Транспортировка тонны нефти этим маршрутом из Сибири в США будет стоить 24 долл., тогда как через нефтепровод "Дружба-Adria" - 29,5 долл., через каспийский трубопровод - 29,9 долл. По оценкам, реализация проекта начнется в 2004 г. и закончится в 2007 г.

Россия продолжит сокращать зависимость от транзита нефти через страны Балтии: "Транснефть" стремится "отобрать" у балтийских операторов плату за транзит и портовые платежи. Неф­тяной транзит через страны Балтии или любые другие государства будет действовать только как дополнительный маршрут для случаев, с которыми российские терминалы не смогут справиться самостоя­тельно. Роль балтийских портов в российской нефтяной экспортной логистике уменьшится, если будет построен Мурманский порт.

Но пока Мурманский порт не построен, объемы транспортировки нефти через Балтийское море будут расти. А это, в свою очередь, увели­чивает риск катастрофы танкера. Все государства Балтийского региона должны начать работу по минимизации вероятности разлива нефти в море, которое в 2004 г. становится практически внутренним морем ЕС. Хотя Россия останется вне Союза, она должна будет налаживать более тесное сотрудничество с ЕС, поскольку использует и Балтийское, и Средиземное моря как нефтяные транспортные коридоры на Запад.

Решение ЕС не допускать однокорпусные танкеры в гавани стран ЕС после 2010 г. абсолютно верно, но если Россия не примет подобных мер, оно останется половинчатым: опасные суда будут продолжать за­полнять свои танки в российских портах и проходить через междуна­родные воды Балтийского моря. Кроме того, решение вступает в силу в 2010 г., а катастрофа может произойти уже сейчас.

Балтийское море имеет свою специфику не только благодаря внутреннему статусу, но также ввиду суровых климатических усло­вий. Дважды в столетие оно замерзает полностью, Финский залив – каждые десять лет. Лед в Финском заливе стоит примерно шесть ме­сяцев, а ведь там располагаются крупнейшие российские нефтяные терминалы. Необходимо, чтобы ЕС и Россия создали действенные регулирующие органы, способные предотвратить выход в море судов слабой конструкции или с командой низкой квалификации. Можно разрешить, например, использование в течение зимнего периода только танкеров с повышенной прочностью корпуса и специально сертифицируемой для работы в арктических условиях командой.

Россия при максимизации своих нефтяных экспортных доходов не должна ставить под угрозу экологическую безопасность Балтийского моря. Если Россия продолжит увеличивать масштабы транспортиров­ки нефти через Балтийское море, миллионам людей, живущих на его берегах, останется надеяться, что российское правительство не позволит судовладельцам играть в "русскую рулетку", зарядив пистолет новы­ми пулями - однокорпусными танкерами. Увеличение масштабов транспортировки нефти через Балтийское море - намного более серьезная угроза интеграции Рос­сии с ЕС, чем пресловутая проблема калининградского транзита.

**ГЛАВА 2**

**2.1 Состояние основных фондов комплекса**

Состояние основных производственных фондов (ОПФ) нефтяного комплекса характеризуются большой долей износа, а их технологический уровень является отсталым. В целом, в нефтедобывающей промышленности степень износа ОПФ составляет около 55%, а по отдельным нефтяным компаниям достигла 70% (Башнефть, Татнефть, ОНАКО, ТНК, Самаранефтегаз). Соответствующие данные приведены в таблице 5.

Т а б л и ц а 5

###### Износ основных фондов нефтяных компаний

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Компании | Износ ОПФ (%) | Выбытие/ввод ОПФ |
| Башнефть | 70 | 0,89 |
| Татнефть | 70 | 0,66 |
| ЛУКойл | 60 | 0,49 |
| КОМИТЭК | 60 | 0,79 |
| ОНАКО | 70 | 1,83 |
| Роснефть | 60 | 0,65 |
| Сибнефть | 60 | 0,52 |
| СИДАНКО | н. св. | 1,89 |
| Саратовнефтегаз | 70 | 2,94 |
| Славнефть | 60 | 0,49 |
| Сургутнефтегаз | 60 | 0,53 |
| ТНК | 70 | 0,90 |
| ЮКОС (Самаранефтегаз) | 60 | 2,14 |

Износ основных фондов в нефтепереработке составляет 60%. Доля полностью изношенных основных фондов, на которые не начисляется амортизация составила в нефтедобыче и нефтепереработке соответственно 22% и 39%. т.е. ситуация в нефтепереработке хуже, чем в нефтедобыче, в том числе с точки зрения экологической безопасности.

Сегодня глубина нефтепереработки находится в интервале 62-64%, средний уровень изношенности оборудования составил более 80%, а срок службы превысил все возможные пределы (в основном, более 25 лет). Основной причиной этого является то, что финансирование нефтепереработки всегда осуществлялось по остаточному принципу, и все ресурсы направлялись в нефтедобычу.

Что касается нефтедобычи, можно констатировать, что разработка нефтяных месторождений находится в сложном положении. Накоплен значительный фонд простаивающих скважин, нарушен баланс отбора жидкости и закачки воды, имеются большие потери попутного газа.

Нефтяные предприятия не располагают современными техническими средствами для разработки трудноизвлекаемых запасов и эксплуатации месторождений, находящихся в поздней стадии. Основные фонды нефтепромыслов имеют большую изношенность и требуют своего обновления, прежде всего технологического оборудования и нефтепромысловых коммуникаций. Рост добычи нефти происходит путем увеличения отдачи от действующих скважин на основе использования традиционных технологий.

**2.2 Основные направления капиталовложений в комплексе**

Необыкновенно благоприятная конъюнктура на мировых рынках и девальвация рубля создали хорошие условия для инвестирования в нефтяной комплекс. Нефтяные компании увеличили капитальные затраты и за счет этого сумели увеличить объемы производства.

В первом полугодии 2000 года капиталовложения в нефтедобычу выросли на 92%, в нефтепереработку на 85% (огромные темпы). За этот период капиталовложения в промышленность в целом выросли на 19%. Произошло существенное увеличение инвестиций в основной капитал, как по отрасли, так и по отдельным нефтяным компаниям. Фактические инвестиции превышают даже отчетные данные компаний (по оценкам авторитетных экспертов – на 30 %) в связи с широким использованием схем финансирования капиталовложений, отражаемых в отчетности лишь частично.

Компании широко используют механизмы инвестирования, при которых их аффилированные структуры, зарегистрированные в российских оффшорных зонах, покупают нефтяное оборудование, а затем сдают его в аренду нефтедобывающим предприятиям, входящим в структуру компаний. Указанные структуры по роду деятельности могут не относится к нефтедобывающей отрасли. Соответственно их операции по закупке оборудования не будут отражаться статистикой как инвестиции в основной капитал в нефтедобыче.

 Следует подчеркнуть, что российские ВИНК, имея на своем балансе вдвое больший объем запасов, по сравнению с крупными мировыми компаниями обеспечивают вдвое меньшую добычу нефти. Можно утверждать, что проблема восполнения запасов не является самой актуальной в ближайшие 5-10 лет. Причем показатель комплексно-экономической оценки качества запасов значительно превышает соответствующие показатели в США и Канаде, хотя и ниже, чем во многих нефтедобывающих странах. Характеризуя качество запасов промышленных категорий, следует отметить, что около 75% запасов сосредоточено на разрабатываемых месторождениях, имеющих инфраструктуру.

Следует напомнить, что нынешние запасы нефтяных компаний готовились еще в советский период и были рассчитаны на объемы добычи нефти в 580 млн.т. То есть приблизительно 35-40% имеющихся запасов нуждается в вовлечении в активную разработку, а на сегодня это замороженные капитальные вложения, сделанные в предыдущий период. В этой связи обоснованным является поведение нефтяных компаний с низкими объемами геологоразведочных работ. Когда в наличии имеются эффективные разрабатываемые запасы и есть возможность приобретения лицензий или активов с доказанными запасами по более низкой цене, только существование налога в виде отчислений на геологоразведочные работы вынуждает нефтяные компании осуществлять разведочное бурение или под ее видом показывать эксплуатационное бурение. Нигде в мире (кроме Казахстана) не существует налога такого типа, а у нас эффективность использования федеральных и региональных средств на геологоразведочные работы на нефть близки к нулю. ***В этой связи первоочередной задачей должна быть отмена этого налога, так как этот целевой фонд не используется по назначению.*** Кроме того, вопреки распространенной точке зрения, вложения в геологоразведку в нефтяном комплексе не являются в настоящее время первоочередными.

Остановимся на вопросе определения наиболее насущных направлений вложений в основной капитал в нефтяном комплексе.

Исследования западных экспертов сосредоточены на нефтедобывающей отрасли, оставляя в стороне важнейшие подсистемы переработки нефти и нефтепродуктообеспечения. В частности исследовательская группа «Маккинзи» аргументирует, что именно нефтедобыча является ключевой сырьевой отраслью, играющей особо важную роль в российской экономике. Действительно, развитие в России сырьевых отраслей очень важно для стран ОЭСР, а для самой России в настоящее время более важно развитие нефтепереработки и обеспечение качественными нефтепродуктами потребности растущей экономики[[5]](#footnote-5).

В исследовании рассматриваются варианты роста нефтедобычи до 372 млн.т. и 571 млн. т. в год к 2009 г., при этом ежегодные инвестиции составляют от 15 до 35 млрд. долл., объем экспорта нефти достигает 174-372 млн. т., а доля прямых иностранных инвестиций доходит до 40%. Высокая доля прямых иностранных инвестиций связывается с благоприятным инвестиционным климатом, а конкретно с законодательством соглашения о разделе продукции. Соответственно основная доля добытой нефти в первые 10-15 лет будет вывезена за рубеж в виде затратной (компенсационной) продукции.

Главным изъяном подходом «Маккинзи» является однобокое рассмотрение нефтяного комплекса России как потенциального сырьевого придатка. Т.е. задачи исследования сконцентрированы на удовлетворении потребностей Запада в сырой нефти. Совершенно не рассматриваются задачи определения приоритетов инвестиций, обеспечения внутреннего спроса при минимальном потреблении нефти, создания прозрачного внутреннего рынка нефтересурсов, мобилизации внутренних ресурсов для развития нефтяного комплекса России.

Исходя из анализа состояния основных производственных фондов, ***значительные вложения должны быть сделаны в нефтеперерабатывающую промышленность***. По оценкам ТЭНИ один рубль, вложенный в нефтепереработку, по эффективности равен 2-3 рублям инвестиций в нефтедобычу. Углубление переработки позволит обеспечивать потребности народного хозяйства при меньшем объеме потребляемой нефти.

**2.3 Источники инвестиций**

Переходя к анализу источников инвестиций в нефтяной комплекс отметим, что в 1999 году собственные средства компаний составили 77% общего объема инвестиций в отрасль. По данным официальной отчетности, общий объем прибыли нефтяного сектора в 1999 году увеличился до 139,2 млрд. руб. (в валютном эквиваленте - 5,7 млрд. долл.), против 19,5 млрд. руб. по итогам 1998 г. (2,0 млрд. долл.). В 2000 г. под влиянием продолжающегося роста мировых цен его финансовые показатели продолжали улучшаться: по итогам I-ого полугодия прибыль нефтяного комплекса уже достигла 140,3 млрд. руб. (4,94 млрд. долл.), а в расчете на год этот показатель достигнет 9 млрд. долл.

Амортизационные отчисления составляют незначительную часть собственных средств. По расчетам ТЭНИ в настоящий момент амортизация составляет менее 4% от товарной продукции при оценке товарной продукции по трансфертным ценам и менее 1,5% при использовании рыночных цен. Главная причина этого – старые, выработавшие срок службы, изношенные основные фонды, на которые уже нельзя начислять амортизацию.

В силу специфики нефтедобывающей отрасли, никакие полноценные амортизационные отчисления не могут компенсировать сокращение активов отдельных предприятий и отрасли в целом, поскольку в качестве основного актива выступает право на разработку недр. ***Постановка прав на эксплуатацию запасов на балансы нефтяных компаний привела бы к существенному увеличению последних, что способствовало бы росту их капитализации на фондовых рынках и открывало новые возможности по привлечению средств.***

**2.4 Трансфертное ценообразование и рентный доход от добычи нефти**

Одними из наиболее дискутируемых сегодня вопросов являются следующие: в достаточной ли степени государство облагает доходы от добычи нефти, и какая доля рентных доходов остается в распоряжении предприятий. Определенную проблему при такой оценке представляет широкое использование трансфертного ценообразования, в результате которого цена нефти, которая используется для определения бухгалтерского финансового результата, оказывается отличной от так называемой справедливой "рыночной" цены нефти.

Что такое «справедливые» цены в отсутствие рыночных котировок? Возможна ли в принципе такая постановка вопроса? А если возможна, то как совместить объективно разные представления о справедливости у различных субъектов хозяйствования?

Скажем, справедливость для Запада видится как ориентация на мировые цены. Это, конечно, очень либерально, но это означает поставить крест на российской промышленности и стать энергетическим придатком для развитых экономик.

Справедливость для государства – зафиксировать некий базовый уровень цен на нефть, а все что «сваливается» на них сверх этого уровня – отбирать в виде налогов. Все механизмы расчета «рыночных» цен нацелены именно на изъятие сверхприбыли.

Наконец, справедливость для компаний. Некоторые компании пытаются применять трансфертные цены в качестве своеобразного экономического инструмента, и это разумно: планомерная динамика внутрикорпоративных цен используется в качестве некоего норматива, соответствие которому обеспечивает для НГДУ все необходимые доходы, а «зашкаливание» за норматив требует мер по экономии издержек. Это объективно ведет к уменьшению стабилизации издержек у ВИНК, да и в экономике в целом. Прибылью же от растущих мировых цен, считают в компаниях, делиться не следует: во-первых, если вдруг цены упадут, государство не будут дотировать компании, а во-вторых, компании более эффективно инвестируют получаемые дополнительные средства, чем их тратит государство.

Наша экономика не готова к восприятию мировых цен – слишком неконкурентной она тогда окажется. Определенный протекционизм России просто необходим. Кроме того, в настоящее время трансфертные цены, используемые большинством компаний, практически совпадают с расчетными «бензиновыми» - трансфертные, в основном, колеблются в пределах 1200-1350 руб. за тонну, «бензиновая» составляет 1225 руб. за тонну нефти. Это совпадение указывает на реальное положение дел с ценой.

Наконец, необходимо отметить, что затраты компаний, производимые из прибыли, не состоят только из капитальных вложений, текущих дивидендов и ренты, подлежащей изъятию. В частности, необходимо еще пополнять страховые и социальные фонды и покрывать убытки прошлых лет.

Другой проблемой является структура рентного дохода, извлекаемого государством от добычи нефти. В текущий момент, используются два механизма изъятия рентного дохода. Первый основывается на валовой оценке нефтяного сырья и включает роялти и отчисления на ВМСБ. Другой механизм заключается в административном назначении изымающих сверхдоход налогов: акциза, взимаемого со всего объема добываемой нефти, и вывозной таможенной пошлины, взимаемой с экспортируемой нефти.

При этом величина рентного дохода никак не зависит от индивидуальной прибыльности конкретных проектов по разработке месторождений и извлекает только абсолютную, но не дифференциальную ренту. Естественно, что это создает проблемы как с точки зрения наиболее полного извлечения ренты государством, так и с точки зрения возможности реализации высокозатратных проектов в добыче нефти.

Несмотря на очень высокую среднюю прибыльность добычи нефти ***нежелательным является повышение доли государства в рентном доходе путем увеличения ставок имеющихся налогов, основанных на валовых показателях, а не показателях эффективности.*** Во-первых, очевидно, что при этом все большее количество высокозатратных проектов окажется нерентабельными. Во-вторых, ввиду того, что основным источником сверхдоходов является низкий курс рубля в реальном выражении (который, заметим, сейчас быстро растет), доходность проектов, использующих импортное высокотехнологичное оборудование гораздо ниже, чем проектов, не требующих такого оборудования. В третьих, для независимых производителей нефти, не входящих в ВИНК, отсутствует возможность получения дохода при реализации нефтепродуктов и, таким образом, они находятся в более сложных экономических условиях по сравнению с ВИНК.

2.5 Направления реформирования налогообложения нефтяного комплекса

Сложившееся положение в налоговой сфере не способствует благоприятному инвестиционному климату и является одной из причин того, что даже в период благоприятной экономической конъюнктуры в нефтяном комплексе наблюдается отток инвестиций. Вот ключевые направления реформирования действующей налоговой системы.

1. Акциз на нефть и вывозная таможенная пошлина на нефть в их сегодняшнем виде должны быть отменены. В качестве альтернативы должен быть введен налог на сверхприбыль, который одновременно должен удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать разный уровень налогообложения в зависимости от конечной цены реализации;

- обеспечивать справедливый раздел сверхприбыли от добычи нефти между государством и предприятиями;

- исчисляться по прозрачному алгоритму, что обеспечит стабильность и предсказуемость налоговых условий;

- учитывать в необходимых случаях индивидуальные особенности разрабатываемых месторождений, при этом не создавая чрезмерных стимулов для завышения затрат.

В результате предлагаемый налог на сверхприбыль, выполняя как фискальную, так и регулирующую функции акциза на нефть и вывозной таможенной пошлины, будет способствовать созданию благоприятного инвестиционного климата в российском нефтяном комплексе.

2. Эффективность введения налога на сверхприбыль может быть обеспечена только в случае решения проблемы трансфертных цен. Для выработки подходов к ее решению необходим всесторонний анализ существующего положения дел в сфере формирования цен на сырую нефть и богатой международной практики решения подобных проблем.

Наиболее простым с технической точки решением является привязка внутренних цен на нефть к мировым. Но это сделает цены на нефтепродукты практически недоступными для большинства российских потребителей. Во-первых, существуют значительная разница между паритетом покупательной способности и коммерческими курсами доллара и европейских валют (в результате, российский покупатель платит за товары, продаваемые по мировым ценам, в три-четыре раза больше, чем за "внутрироссийские"). Во-вторых, низкая эффективность переработки приведет к тому, что цены на нефтепродукты окажутся даже выше мировых. В-третьих, высокая энергоемкость российской экономики не позволяет перейти к мировым ценам без обвального падения производства, а повышение эффективности потребления энергии требует огромных инвестиций.

В сложившейся ситуации наиболее целесообразным представляется установить минимальную цену нефти для налогообложения исходя из стоимости корзины нефтепродуктов за вычетом стоимости переработки и норматива рентабельности (см. выше). Это обеспечит приближение применяемых компаниями цен к "справедливым" рыночным ценам.

Необходимо обеспечить симметричность в отношениях налоговых органов и предприятий. Это подразумевает, что не только налоговые органы имеют право доначислить налоги в случае, если, по их мнению, применяемые при продажах цены ниже рыночных, но и ВИНК должны иметь возможность при помощи официальной методики рассчитать, какие цены необходимо применять при сделках по продаже нефти внутри ВИНК, чтобы в дальнейшем эти цены не могли быть признаны налоговыми органами заниженными.

3. Ставка отчислений на ВМСБ (10% - для нефти) должна быть либо отменена, либо снижена до такого уровня, чтобы величина отчислений оказалась достаточной для финансирования фундаментальных и общерегиональных исследований. При этом введение этого налога целесообразно лишь в том случае, если расходование бюджетных средств будет осуществляться строго на эти цели.

Предлагаемые изменения налогообложения нефтяного комплекса могли бы привести к существенному улучшению условий хозяйствования для нефтяных компаний. Однако трудно предположить, что в современных условиях государство пойдет на отмену такого хорошо собираемого налога, как экспортная пошлина. В этих условиях мы против немедленного введения налога на сверхприбыль. В целом действующая система налогообложения нефтяного комплекса может быть сохранена при выполнении двух важных условий.

Взимание экспортной пошлины должно быть оформлено законодательно с четко – на уровне формулы – прописанной связью между ставкой пошлины и мировыми ценами. Это могло бы понизить степень неопределенности при планировании внутри нефтяных компаний и стимулировать осуществление инвестиционных проектов с большим периодом отдачи.

Вторым важным условием является поддержка государством высокого нынешнего уровня инвестиционной активности нефтяных компаний. Для этого необходимо, по крайней мере, не отменять существующих льгот по налогообложению при осуществлении компаниями вложений в основной капитал.

**Заключение**

Нефтяной комплекс в настоящее время обеспечивает значительный вклад в формирование положительного торгового баланса и налоговых поступлений в бюджеты всех уровней. Этот вклад существенно выше доли комплекса в промышленном производстве.

Нефтяные кампании делают весьма масштабные инвестиции*.* По темпам прироста вложения в нефтедобычу более чем в 4 раза превышают среднеотраслевые по промышленности.

Но основные фонды отрасли в значительной степени изношены, особенно велика степень их износа в нефтепереработке. Капитальный ремонт в нефтепереработке почти равен объему инвестиций. Недостаточность инвестиций в техническое перевооружение увеличивает вероятность техногенных катастроф. Для увеличения объемов нефтедобычи, а также для модернизации нефтепереработки комплекс нуждается в больших капиталовложениях. Есть основания полагать, что для поддержания и развития производства нефтяные кампании делают значительно большие капитальные вложения, чем отражено в статистической отчетности. По авторитетным заявлениям руководителей нефтяного бизнеса, а также исходя из проведенных нами экономических расчетов, реальный объем инвестиций примерно на 30% превышает объем, зафиксированный в отчетности. Причины занижения объема инвестиций в основной капитал кроются в чрезмерно обременительной российской налоговой системе и общей политико-правовой неопределенности деятельности нефтяных кампаний. Финансовым источником для дополнительных инвестиций в нефтяной комплекс в значительной степени служат средства, сэкономленные при использовании механизмов трансфертного ценообразования.

Для модернизации нефтяного комплекса в ближайшие 5 лет в него необходимо вложить, по разным оценкам, 25-40 млрд. долл. Наиболее приоритетными направлениями инвестиций в нефтяной комплекс на ближайшую перспективу следует считать:

- инвестиции в транспорт нефти на экспортных направлениях, включая дальневосточное;

- инвестиции в промышленную инфраструктуру нефтедобычи, включая трубное хозяйство нефтяных кампаний;

- инвестиции в нефтепереработку, имея в виду, что реализуемые здесь капиталоемкие и продолжительные проекты требуют кардинального улучшения инвестиционного климата.

Вопреки распространенному мнению, инвестиции в геологоразведку для нефтяных кампаний не являются первоочередными. Значительный задел в этой области был сделан еще в советские годы. Отсюда вытекает необходимость отмены налога на ВМСБ, тем более, что бюджетное расходование отраслевых фондов, созданных на основе этих отчислений крайне неэффективно.

При сохранении высоких цен на нефть российские нефтяные компании располагают необходимыми ресурсами для финансирования инвестиций в основной капитал. Уникальность ситуации в том, что масштабного привлечения прямых западных инвестиций в комплекс в настоящее время не требуется. Однако любые фискальные ужесточения могут обернуться либо необходимостью заимствований за границей, либо провалами в инвестировании развития отрасли.

Действующая в отношении нефтяного комплекса система регулирования играет негативную роль. Особенно опасны непредсказуемая политика квотирования экспорта, неопределенная курсовая политика, устойчиво растущие цены на услуги монополистов. Но наибольшую дестабилизирующую роль в нефтяном комплексе в настоящее время играет экспортная пошлина, произвольно и непредсказуемо устанавливаемая правительством. При изъятии дополнительных доходов нефтяного сектора государство вправе использовать лишь стабильные налоги - роялти (взимаемый с учетом условий добычи) и налог на прибыль. В определенных условиях допустим налог на сверхприбыль, складывающуюся в результате роста мировых цен на нефть.

Основные черты реформы налогообложения нефтяного комплекса выглядят следующим образом:

- налог на ВМСБ сокращается до 2% или отменяется вовсе, отменяется и акциз на нефть;

- экспортные пошлины либо отменяются, либо устанавливаются законодательно по жесткой формуле, привязывающей их ставки к мировым ценам на нефть;

- обосновывается и вводится налог на сверхприбыль, возникающую от высоких мировых цен на нефть;

- облегчается налогообложение инвестиций. Действующие льготы по налогообложению капиталовложений безусловно сохраняются.

**Список использованной литературы:**

1. Глазьев С.Ю. Нефтяная рента: плюсы и минусы опыта Аляски//Налоги в гражданском обществе. – СПб, 2003.
2. Кокурин Д., Мелкумов Г. Участники мирового рынка нефти//Российский Экономический Журнал. – 2003. - № 9.
3. Лиухто К. Российская нефть: производство и экспорт//Российский Экономический Журнал. – 2003. - № 9.
4. Стейнер Р. Налогообложение нефтедобычи и использование нефтяной ренты//Вопросы экономики. – 2003. - № 9.
5. Шмаров А.И. Нефтяной комплекс России и его роль в воспроизводственном процессе. – М., 2000.
6. http://www.akdi.ru
7. http://www.bp.com
8. http://www.federalreserve.gov
9. http://www.ipe.uk.com
10. http://www.nymex.gov

1. Уже в следующем десятилетии число крупных игроков, вероятно, уменьшится наполовину. Слияние компаний ЮКОС и «Сибнефть» - один из признаков начала широкого процесса консолидации в этой сфере. [↑](#footnote-ref-1)
2. Следует отметить, что многие иностранные фирмы являются на самом деле российскими компаниями, зарегистрированными за рубежом, чтобы извлечь выгоду из специальных привилегий, предоставляемых совместным предприятиям с иностранными партнерами. [↑](#footnote-ref-2)
3. Russia Country Profile 2001. The Economist Intelligence Unit. L., 2001; Oil Sector. Troika Dialog, M., May 2001. [↑](#footnote-ref-3)
4. http://www.eia.doe.gov. [↑](#footnote-ref-4)
5. Экономика России: рост возможен. Исследование производительности ключевых отраслей. – М.: McKinsey Global Institute, 1999 [↑](#footnote-ref-5)