Федеральное агентство образования Российской Федерации

Байкальский государственный университет экономики и права

Кафедра мировой экономики

**Курсовая работа**

на тему:

«Состояние и развитие ВЭД нефтяной отрасли РФ. Роль НК ЮКОС»

Иркутск 2008

# Введение

В настоящее время нефтяной сектор топливно-энергетического комплекса России является одним из наиболее устойчиво работающих производственных комплексов российской экономики.

Нефтяной комплекс сегодня обеспечивает значительный вклад в формирование положительного торгового баланса и налоговых поступлений в бюджеты всех уровней. Этот вклад существенно выше доли комплекса в промышленном производстве. На его долю приходится более 16% произведённого ВВП России, четвёртая часть налоговых и таможенных поступлений в бюджеты всех уровней, а также более трети поступающей в Россию валютной выручки.

Такие высокие показатели связаны со значительным ресурсным и производственным потенциалом нефтяной отрасли. В недрах России сосредоточено около 13% разведанных запасов нефти. Эти ресурсы расположены в основном на суше (примерно 3/4). Примерно 60% ресурсов нефти приходится на долю районов Урала и Сибири, что создаёт потенциальные возможности экспорта, как в западном, так и в восточном направлениях. В мировых объёмах производства и экспорта нефти (включая газовый конденсат) доля России постоянно увеличивается и на настоящий момент составляет порядка 12%, что меньше лишь доли Саудовской Аравии. Экономика страны потребляет лишь менее трети добываемой нефти (включая продукты её переработки).

Добычу нефти в стране осуществляют более 240 нефтегазодобывающих организаций, причем 11 нефтедобывающих холдингов, включая ОАО «Газпром», обеспечивают более 90% всего объема добычи.

Таким образом нефтяная промышленность играет огромную роль в экономике России и всегда является актуальной темой. Стратегической задачей развития нефтяной отрасли является плавное и постепенное наращивание добычи со стабилизацией её уровня на долгосрочную перспективу.

НК «ЮКОС» является лидером по добыче нефти среди российских компаний, одним из основных экспортёров нефти и, несомненно, играет значительную роль в развитии нефтяного комплекса РФ.

Цель моей курсовой работы – на основе обобщения теории и анализа статистических данных обосновать предложения о совершенствовании внешнеэкономической деятельности нефтяной отрасли России и сделать выводы о перспективах развития нефтяной промышленности РФ.

Для этого мне потребуется выполнить следующие задачи: рассмотреть различные мнения экспертов в этой области, данные государственной статистики, а также официальную информацию и осветить наиболее важные аспекты, тенденции и особенности нефтяной отрасли России, что поможет составить представление о нынешнем состоянии промышленности и обосновать предложения по решению существующих в ней проблем.

Объектами изучения в моей работе будут предприятия-экспортёры нефти, а также органы управления внешнеэкономической деятельностью отрасли.

Предметом исследования будут проблемные вопросы, связанные с добычей, переработкой и организацией экспортных поставок нефти, конкурентоспособностью отечественных товаров и влиянием государства на состояние и развитие нефтяной промышленности. В своём исследовании я буду применять аналитические и статистические методы.

**1. Тенденции на мировом рынке нефти и в России**

**1.1 Структурные сдвиги на мировом рынке нефти**

Неудивительно, что сегодня наиболее популярным объяснением взлета нефтяных цен является именно политическая версия – нестабильность на Ближнем Востоке. Но хотя влияние этого фактора полностью исключать нельзя, основная причина все же не в нем.

Все больше специалистов приходит к мнению, что высокие цены вызваны структурными сдвигами в производстве и потреблении нефти. Масштабные сдвиги в структуре нефтяного рынка создают краткосрочные дефициты, и хотя в целом в мировой экономике спрос на нефть примерно соответствует потреблению, дефициты имеют региональный характер: нефть не всегда оказывается там, где она больше всего нужна.

Месторождения, близкие к развитым странам, – Северное море, Мексиканский залив, на которых в 1970-1980-е годы под влиянием высоких цен начали добывать нефть, – сегодня уже близки к исчерпанию. Появилась потребность в масштабных инвестициях в новые месторождения и нефтеносные регионы в Западной Африке, Центральной Азии, России, которые через несколько лет смогли бы заместить выбывающие мощности. Возникли новые крупные центры потребления – Китай, Индия. Нужна новая нефтетранспортная инфраструктура.

Для формирования новой структуры глобального рынка нефти требуются время и деньги. Какой она будет, никто пока не знает. Эта неопределенность и толкает цены на нефть на штурм все новых и новых рекордов. И хотя до реальных рекордов пока далеко, – цена в 40 долл. за баррель сегодня эквивалентна 28 дол. в 1990 году и всего 18 дол. в 1980, – столь высокие цены являются, пожалуй, лучшим доказательством новой структурной перестройки мировой нефтяной промышленности.

Основная примета того, что на рынке происходят структурные сдвиги, – изменился характер зависимости цен от спроса и предложения.

То, что спрос влияет на цены больше, чем предложение, говорит о наступлении периода дефицитного рынка. Хотя в целом спрос на нефть сегодня растет вроде бы не слишком быстро, примерно на 3% в год, рост этот очень неравномерен – в Азии он куда выше из-за очень высоких темпов роста и большой энерго- и материалоемкости азиатских экономик. Так, в Китае при росте ВВП около 8–9% спрос на нефть в 2004 году увеличится на 13%. В 2003 году Китай обошел Японию и стал вторым крупнейшим импортером «черного золота». На 10% в год растет спрос на нефть в Индии. Всего же на долю Азии сейчас приходится 90% прироста общемирового потребления нефти. Если в Азиатском регионе не будет никаких макроэкономических шоков, то двузначные темпы роста потребления нефти сохранятся в Азии до конца десятилетия. Подобная неравномерность роста спроса порождает региональные дефициты и заставляет мировую нефтяную отрасль работать в режиме тушения пожара – многие из нефтяных мини-кризисов последних лет носили именно логистический характер вроде кризиса осени 2000 года, когда на рынке возник физический дефицит транспортных мощностей и продуктов нефтепереработки.

Проблема усугубляется тем, что одновременно со структурой спроса меняется и структура предложения. За последнее десятилетие предложение нефти стало куда более диверсифицированным. Кроме традиционных центров нефтеэкспорта (таких, как Ближний Восток) на рынке появились новые – Россия (в советские годы экспорт нефти был в два раза меньше, чем сейчас), Центральная Азия, Западная Африка. Параллельно в некоторых старых центрах производства нефти добыча падает. Пик добычи в Северном море, в США или в Юго-Восточной Азии (Малайзия и Индонезия) был пройден в начале 90-х. С тех пор добыча в этих регионах постоянно снижается, а имеющихся запасов хватит для эффективной разработки (с приемлемым уровнем издержек) ненадолго – от восьми-десяти лет в Северном море, до двенадцати-пятнадцати лет в континентальных США.

Сокращение собственной добычи означает необходимость замещения внутреннего производства импортом. Та же Индонезия, которая сейчас является председателем в ОПЕК, в последние шесть месяцев импортировала на 20% больше нефти для собственного потребления, чем экспортировала. В США импорт каждый год увеличивается на 300 тыс. баррелей в сутки, и по мере исчерпания имеющихся месторождений он будет расти еще быстрее. В результате за нефть, которая поступает на мировой рынок, вынуждены конкурировать две группы стран. С одной стороны это Китай и другие страны Азии, которым рост потребления нефти необходим для обеспечения экономического роста. С другой – США и другие страны, которым нужно замещать выбытие собственной добычи, чтобы поддерживать потребление на прежнем уровне. Формально ситуация на рынке абсолютно стабильная – спрос растет умеренно, для его текущего покрытия достаточно существующего предложения, для покрытия в будущем достаточно запасов. По сути же рынок переживает глубокий структурный кризис.

**1.2 Место нефтяной промышленности в экономике России**

**1.2.1 Структура и география экспорта РФ, результаты деятельности ТЭК**

Стоимостные объемы российского экспорта в решающей степени зависят от динамики мировых цен на топливно-сырьевые товары. Соответственно, в благоприятные годы (1995–1996 гг., 2000 г.) экспорт растет, а при ухудшении мировой конъюнктуры (1998 г., 2001 г.) – падает. В 1999–2000 гг. на фоне повышения мировых цен на отечественные энергоносители и другие виды сырья значительно выросли поставки товаров в натуральном выражении. В 2000 г. было вывезено продукции на рекордную сумму – около 106 млрд. долл., в том числе более 91 млрд. долл. составили отгрузки в страны дальнего зарубежья. По причине ухудшения конъюнктуры объемы поставок в 2001 г. сократились, однако по-прежнему превышали 100-миллиардный рубеж.

В географической структуре экспорта доминирует европейский регион, включая европейские республики бывшего СССР, – в сумме почти 70% всех поставок в 2000 г. Крупнейший экспортный рынок для России – Европейский союз, далее следуют бывшие социалистические государства Центральной и Восточной Европы (ЦВЕ), потеснившие в 2000 г. другие группы стран. На ЕС и ЦВЕ сегодня приходится подавляющая часть всего отечественного экспорта энергоносителей, что с учетом роста их стоимости в последнее время существенно усилило позиции указанных государств во внешней торговли России.

Вместе с тем, снизилась значимость стран азиатско-тихоокеанского региона, в первую очередь США и Японии. Одновременно Китай стал важнейшим потребителем российских товаров в регионе. Наиболее заметно ослабли позиции СНГ, куда направлялось 19–20% всего отечественного экспорта в 1994–1998 гг. и немногим более 13% в 2000 г.

Крупнейшие экспортные партнеры России в дальнем зарубежье – Германия, Италия, Китай, США, Нидерланды, Великобритания и Польша, в СНГ – Украина, Белоруссия и Казахстан. Крупнейший экспортный рынок на протяжении всего периода 90-х годов – Германия.

На протяжении 90-х годов прошлого века отмечалось усиление топливно-сырьевой направленности российского экспорта при значительном сокращении доли готовых изделий – с порядка четверти в начале десятилетия до примерно 12% в конце периода. Наибольший удельный вес традиционно приходится на минеральное топливо – в среднем 45–50%, далее следуют металлы и драгкамни – около 25%, машины и оборудование – примерно 10%. В целом промышленная продукция составляет 95% всего национального экспорта.

В настоящее время Россия имеет наиболее высокие коэффициенты международной специализации (отношение доли той или иной товарной группы в российском экспорте к удельному весу соответствующих товаров в мировом экспорте) в топливно-сырьевой нише (5–6 по минеральному топливу, около 3 по металлам), тогда как в торговле химической продукцией соответствующий показатель уже значительно ниже (порядка 0,9).

За последние три года топливно-энергетический комплекс России значительно упрочил свой потенциал. Объем добычи нефти в 2003 году по сравнению с 2000 годом увеличился на 30,3%, газа – на 6,2%.

В 2003 году в ТЭК произошел ряд важных событий. Среди них наиболее значимыми являются:

– принятие Правительством Российской Федерации Энергетической стратегии России на период до 2020 года;

– рассмотрение и одобрение Правительством Российской Федерации основных направлений развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири, Дальнего Востока и Северо-Западного региона России;

– разработка и одобрение Правительством Российской Федерации Концепции развития рынка сжиженного газа для бытовых нужд;

В нефтяной отрасли:

– введены в эксплуатацию объекты II очереди Балтийской трубопроводной системы;

– завершено строительство первой очереди нефтепровода Каспийского Трубопроводного Консорциума;

– введено в действие 3606 нефтяных скважин, 3 установки подготовки нефти мощностью 17,3 млн. т в год, 5260 км промысловых трубопроводов и др.

В нефтепереработке введены новые мощности суммарной производительностью около 3,5 млн. т в год.

В 2003 году, в условиях высокой цены на внешнем рынке, был достигнут рекордный прирост добычи нефти, составивший 41,8 млн. тонн. Годовая добыча нефти с нестабильным газовым конденсатом составила 421,4 млн. тонн.

За 2003 год в разработку введено 29 новых месторождений, добыча нефти из которых до конца года составила около 733 тыс. тонн. В целом из новых месторождений, введенных в эксплуатацию в 1998-2003 гг., в 2003 году добыто 27,9 млн. т нефти.

Добычу нефти в стране осуществляют более 240 нефтегазодобывающих организаций, причем 11 нефтедобывающих холдингов, включая ОАО «Газпром», добывают более 90% всего объема.

Отмечается рост других показателей нефтедобычи, в частности, возросла на 255 тыс. т (+3%) проходка в эксплуатационном бурении, она составила 8576 тыс. м.

Ресурсный потенциал субъектов Российской Федерации, на территории которых в настоящее время ведется добыча нефти и газа, уже не достаточен для воспроизводства экономически эффективных в разработке запасов. Нефтяные компании и ОАО «Газпром» проводят геологоразведочные работы в новых регионах и на шельфах морей в недостаточном объеме, что является следствием ввода в действие нового Налогового кодекса и отмены отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Дальнейшие перспективы нефтедобывающей отрасли связаны с освоением разведанных нефтяных запасов, около 80% которых находятся в удаленных и северных районах страны, что осложняет добычу и увеличивает стоимость транспортировки сырья к перерабатывающим предприятиям и регионам потребления.

В 2003 году ОАО «АК «Транснефть» принято и транспортировано по системе магистральных трубопроводов 415,5 млн. т нефти, что на 11% выше уровня 2002 года. Выполнены все обязательства по транзиту. Выполнена «Комплексная программа технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов на 2001–2003 годы».

Вывоз нефти за пределы территории России в 2003 году по балансовому отчету составил 228 млн. т, что на 38,30 млн. т (на 20,2%) больше по сравнению с 2002 годом.

Объем нефтепереработки в 2003 году вырос почти на 5 млн. т и составил 190 млн. тонн. Соответственно увеличилось производство нефтепродуктов.

С 1 июля 2003 года полностью прекращено производство и использование этилированного автомобильного бензина в соответствии с федеральным законом Российской Федерации №34-ФЗ от 22 марта 2003 года. Увеличилось производство высокооктановых марок автобензинов, дизельного топлива с содержанием серы до 0,035%, отвечающего требованиям EN 590 (ЕВРО-3).

Добыча газа в целом по стране в 2003 году составила 620,2 млрд. куб. м – 104,3% к факту 2002 года.

Увеличению общего объёма добычи газа способствовали ввод в действие мощностей на Ямбургском и Ямсовейском месторождениях в Западной Сибири, пускового комплекса по добыче газа на Заполярном газоконденсатном месторождении, а также рост добычи нефтедобывающими предприятиями (попутный газ) и независимыми производителями газа.

Предприятиями ОАО «Газпром» добыто 532,4 млрд. куб. м, что выше уровня 2002 года на 12,4 млрд. куб. м (+2,0%), предприятиями нефтяной промышленности – 39,5 млрд. куб. м (рост на 14,1%). Добыча газа независимыми производителями увеличилась с 35,2 млрд. куб. м в 2002 г. до 43,5 млрд. куб. м в 2003 г. (на 23,6%).

Оценка итогов работы топливно-энергетического комплекса в январе-мае 2004 года свидетельствует о том, что нефтяная и газовая отрасли ТЭК наращивают уровни добычи и производства.

По предварительным данным, за январь-май 2004 года:

– добыто 185,6 млн. т нефти и газового конденсата или 110,5% к соответствующему периоду прошлого года;

– объем первичной переработки нефти на НПЗ России составил 78,9 млн. т (100,4% к соответствующему периоду 2003 г.);

– добыто 274,1 млрд. куб. м газа (103,4% к соответствующему периоду 2003 г.);

– поставлено потребителям Российской Федерации 10,2 млн. т автобензинов (100,5% к соответствующему периоду 2003 г.) и 9,6 млн. т дизельного топлива (103,2%).

**1.2.2 Обзор рынка добычи нефти в России**

Структура топливно-энергетических ресурсов, сложившаяся в 2000 году, по сравнению со структурой 1999 года показывает, что доля производства электроэнергии возросла на 2,5%, нефти и угля увеличилась на 0,4% при снижении доли газа на 2,9%. (см. рис. 1 Приложение 1).

Добычу нефти в стране осуществляют около 200 предприятий – недропользователей, которыми в 2000 г. добыто порядка 323,2 млн. т, что на 17,9 млн. т превышает показатели предыдущего года. Основным фактором роста добычи нефти явилось улучшение конъюнктуры мировых цен на нефть, что позволило увеличить капитальные вложения в бурение и ремонт, а также ввести в эксплуатацию новые нефтяные месторождения.

Нефтяными компаниями в 2000 г. было добыто порядка 280,6 млн. т нефти и газового конденсата. Значительно увеличили добычу нефти по сравнению с 1999 г. НК «ЮКОС» – на 5,1 млн. т, НК «Сургутнефтегаз» – на 3,0, Тюменская НК – на 1,7, НК «Сибнефть» – на 0,9, НК «ЛУКойл» – на 0,9 и НК «Роснефть» – на 0,8. Практически сохранили уровень добычи нефтяные компании СИДАНКО, Татнефть и ОНАКО. Снизило добычу нефти АНК «Башнефть» – на 0,3 млн. т.

Российские недропользователи увеличили добычу нефти в 2000 г. на 2,0 млн. т. Предприятиями с иностранными инвестициями добыто 19,1 млн. т нефти и получен прирост по сравнению с 1999 г. на 0,8 млн.

Сравнение итогов 2000 и 1999 годов показывает, что среднесуточная добыча в целом по России возросла на 7%, в том числе в нефтяных компаниях – на 6,5%. Наибольший рост среднесуточной добычи обеспечен в компаниях «ЮКОС» (17,4%), «Сибнефть» (16,8%), Роснефть» (10,8%), «Славнефть» (8,3%), и «Сургутнефтегаз» (8,1%). Вместе с тем снижение среднесуточной добычи допущено в АНК «Башнефть» (4,1%) и ОАО «Татнефть» (2,1%). (см. Таблицу 1 Приложение 1)

Сравнение итогов 2000 и 1999 годов показывает, что среднесуточная добыча в целом по России возросла на 7%, в том числе в нефтяных компаниях – на 6,5%. Наибольший рост среднесуточной добычи обеспечен в компаниях «ЮКОС» (17,4%), «Сибнефть» (16,8%), Роснефть» (10,8%), «Славнефть» (8,3%), и «Сургутнефтегаз» (8,1%). Вместе с тем снижение среднесуточной добычи допущено в АНК «Башнефть» (4,1%) и ОАО «Татнефть» (2,1%).

В 2000 году добыча нефти с газовым конденсатом в целом по вертикально-интегрированным нефтяным компаниям возросла на 4,8% и составила: (млн. т)

Состояние основных производственных фондов (ОПФ) нефтяного комплекса характеризуется большой долей износа, а их технологический уровень остается отсталым. В целом, в нефтедобывающей промышленности степень износа ОПФ составляет около 55%, а по ряду компаний достигает 70% (Башнефть, Татнефть, ОНАКО).

Разработка нефтяных месторождений находится в достаточно сложном положении, этому способствуют значительный фонд простаивающих скважин, нарушение баланса отбора жидкости и закачки воды в пласт, большие потери попутного газа. Следует отметить положительный опыт Башнефти: несмотря на падение темпов добычи нефти, компания достигла самого высокого темпа отбора остаточных запасов среди компаний, работающих в Урало-Поволжье, путем внедрения передовых методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации разбуривания новых и старых месторождений.

В целом нефтяные предприятий не располагают современными техническими средствами для разработки трудноизвлекаемых запасов эксплуатации месторождений, находящихся в поздней стадии разработки.

Эксплуатационный фонд скважин за последнее десятилетие изменился незначительно, ввод новых скважин сократился более чем в пять раз, вдвое увеличился удельный вес неработающих скважин. Следовательно, увеличение добычи происходит путем увеличения отдачи от действующих скважин на основе использования традиционных технологий. Все это может привести уже в ближайшее время к повышению себестоимости добычи нефти.

Основным недостатком внутреннего рынка нефти является отсутствие цивилизованного рыночного механизма формирования цен на нефть. Одной из проблем топливно-энергетического комплекса продолжает оставаться проблема низких внутрикорпоративных цен на нефть. Связано это с тем обстоятельством, что финансирование геологоразведочных работ и, соответственно, приращение запасов нефти в последние годы осуществляются исключительно за счет отчислений на возмещение минерально-сырьевой базы, остающихся в распоряжении нефтегазодобывающих предприятий. Эти отчисления представляют собой процент от стоимости товарной продукции. Поэтому занижая эту стоимость, нефтяные компании, тем самым, уменьшают финансирование геологоразведочных работ. Кроме того, уменьшается сумма налогов, идущая в местные бюджеты и используемая в основном на социальные нужды нефтяников.

В этих условиях для обеспечения стабилизации добычи нефти и создания предпосылок к ее увеличению необходимы крупные капитальные вложения в геологоразведочные и буровые работы, а также в обустройство нефтяных месторождений и создание производственной инфраструктуры в комплексе с программой реконструкции и модернизации действующих мощностей по переработке.

Достаточно благоприятная конъюнктура на мировых рынках и девальвация рубля создали хорошие условия для инвестирования в нефтяной комплекс. В первом полугодии 2000 года капитальные вложения в нефтедобычу выросли на 92% (капитальные вложения в промышленность за тот же период выросли на 19%). В 1999 году собственные средства компаний в общем объеме инвестиций составляли 77%. В нынешней экономической конъюнктуре нефтяные компании способны самостоятельно инвестировать свое развитие, не испытывая глобальной зависимости от иностранного капитала.

По данным Минприроды, за последние 50 лет в России было извлечено свыше 16 млрд. тонн нефти и почти 14 трлн. кубометров природного газа. С учетом сегодняшнего объема добычи, уже через 20–25 лет РФ столкнется с дефицитом разведанных полезных ископаемых, и через 5–7 лет объем добычи будет в шесть раз превышать количество вводимых в эксплуатацию запасов.

По прогнозам специалистов Минприроды, в ближайшие 5–10 лет основой для развития всего сырьевого сектора экономики страны станет ресурсная база арктических морей. Всего на шельфе сосредоточены ресурсы в объеме 135 млрд. тонн условного топлива, стоимостью свыше $300 млрд.

В 2004 году Минприроды готово провести 5 тендеров по 12 наиболее перспективным блокам в наиболее изученных районах. Если будут приняты поправки к закону «О недрах», которые сейчас рассматриваются Госдумой, на аукцион будут выставлены такие месторождения, как «Баренц-2» и «Сахалин-3.

Добыча нефти в РФ в I полугодии 2004 года выросла на 10,3%, до 223 млн. т. Эти данные приводятся в докладе Минэкономразвития РФ о социально-экономическом развитии страны в январе – июне 2004 года. В целом за 2004 год ожидается добыча нефти в объеме 453 млн. т, что на 7,5% больше, чем в 2003 году. Минэкономразвития прогнозирует по итогам 2004 года цену на российскую нефть сорта Urals в $30,4 за баррель против $27,2 годом ранее. Средняя цена Urals составила в 1-м полугодии 2004 года $30,8 за баррель против $26,8 за баррель годом ранее. Во 2-м квартале 2004 года Urals стоила $32,5 ($24,05 в 2003 году).

России необходимо ежегодно тратить на геологоразведочные работы не менее $4 млрд., чтобы обеспечить прирост запасов, сопоставимых с текущим уровнем добычи. В настоящее время на все работы по геологическому изучению выделяется чуть более 900 млн. рублей в год. Этих средств явно недостаточно, заявил он, в связи с этим Минприроды намерено в 2005 году внести на рассмотрение правительства технико-экономическое обоснование (ТЭО) по исследованию нескольких крупных проектов, которые необходимо начать уже в 2006 году.

Добыча полезных ископаемых в России намного опережает разведку новых месторождений. Если так и дальше пойдет, то уже в ближайшем будущем Россия столкнется с недостатком сырья и необходимостью год от года снижать добычу, подчеркнул он. Поэтому главная задача – сформулировать четкий перечень требований государства к добывающим компаниям. По его словам, к концу года правительству будет представлен проект закона «О недрах» в новой редакции, где геологоразведке будет уделено серьезное внимание.

# 1.2.3 Инвестиционная привлекательность российских нефтяных компаний

Нефтяная отрасль является основой российской экономики, а следовательно, основой российского фондового рынка. В портфеле любого иностранного инвестора акции российских нефтяных компаний составляют не менее 50% активов. Рост российского рынка, который не прекращается с октября прошлого года, заставляет задуматься о привлекательности российских нефтяных компаний для дальнейших инвестиций на сложившихся ценовых уровнях.

Приведенная таблица изменений цен акций основных нефтяных компаний за последний год наглядно показывает, что инвестиции на фондовом рынке направляются прежде всего в ценные бумаги этих компаний. За тот же период индекс РТС вырос на 95%. (см. Таблица 3 Приложение 1)

Сравнение текущих котировок акций с котировками от 1997 года, когда индекс РТС находился на своем историческом максимуме, показывает, что цены акций некоторых компаний уже находятся выше значений пятилетней давности.

Состояние российских нефтяных компаний в настоящий момент разительным образом отличается от того, что мы наблюдали в нефтяной отрасли пять лет назад.

1. Процесс разделения единой государственной нефтяной отрасли на отдельные компании достиг своего промежуточного финиша. В настоящий момент на российском нефтяном рынке можно выделить три основные группы предприятий:

* крупные нефтяные холдинги с высокой долей государственного участия («Роснефть», «Славнефть»);
* крупные частные нефтяные холдинги («ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», «ТНК», «Сургутнефтегаз», «Сибнефть»);
* остальные нефтяные компании, каждая их которых занимает свою нишу рынка (крупнейшие представители этой группы – «Татнефть» и «Башнефть»).

Процесс передела в отрасли будет продолжен. В частности, предприятия третьей группы будут постепенно либо объединяться, превращаясь в более крупные производственные формирования, либо будут поглощены крупными игроками из второй группы. С другой стороны, можно ожидать постепенной приватизации предприятий первой группы. Отличие текущего этапа от подобных процессов в прошлом будет заключаться, по нашему мнению, в большей прозрачности и открытости процесса.

В любом случае стабильность нефтяной отрасли на текущем этапе увеличивает ее привлекательность для инвестора, который может не опасаться резкого изменения статуса компании, акции которой он приобрел.

2. Крупные добывающие компании превратились в хорошо диверсифицированные нефтяные холдинги («ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», «ТНК», «Сургутнефтегаз», «Сибнефть»). Имея в своем составе добывающие, перерабатывающие, нефтехимические и нефтеторговые предприятия, холдинговые структуры менее подвержены рыночным рискам, что позволяет им оптимизировать расходы и получать стабильную прибыль. Рост диверсификации не мог не найти отражение в ценах акций крупных компаний.

3. Помимо производственной диверсификации, крупные компании проводят политику территориальной диверсификации. Все большее количество российских компаний приобретают активы в иностранных государствах («ЛУКОЙЛ», «ЮКОС»), позиционируя себя не как чисто российские компании, а как транснациональные структуры. Мы предполагаем, что этот процесс будет продолжаться. Это дает возможность долгосрочным инвесторам сейчас приобретать акции компаний, которые через несколько лет будут занимать высокие позиции в рейтинге мировых нефтяных компаний.

**1.2.4 Состояние российской нефтяной промышленности, роль НК**

Если 2001 год был успешным для российских нефтяников, то 2002-й стал для них триумфальным. Рекордно высокий для последнего десятилетия уровень добычи нефти вывел нашу страну в номинальные лидеры мировой нефтедобычи. Увеличилось производство нефтепродуктов. Мы стали экспортировать больше углеводородного сырья и основных нефтепродуктов. И, что самое удивительное, впервые за многие годы объемы добытой нефти были полностью компенсированы приростом запасов.

Правда, не обошлось и без неудач. Снизился и без того невысокий уровень инвестиций в отраслевые проекты. Сократились объемы бурения. Ухудшилась глубина переработки нефти на российских НПЗ, отставание которых от «мирового уровня» стало еще более критичным. И все же нефтяная отрасль страны – лучший сектор экономики России. И не только благодаря удачной для нас конъюнктуре топливных рынков. Главное – менеджеры российских нефтяных компаний научились успешно управлять парусами рыночной экономики.

В 2002 году добыча нефти в России достигла 379,6 млн. тонн. По этому показателю мы вышли в чемпионы мира. Правда, победа эта не совсем «чистая»: в отличие от нашего главного соперника – Саудовской Аравии – мы считаем нефть вместе с газовым конденсатом.

Российские нефтяники в последние годы демонстрируют не просто устойчивый рост добычи – темпы прироста постоянно растут (в 1999 году прирост годовой добычи составил 0,5%, в 2000-м – 5,9%, в 2001-м – 7,7%, а в 2002-м – 9,1%). Это верный признак того, что потенциал отрасли не исчерпан, российские нефтяники готовы и дальше наращивать производство.

Объемы добычи увеличили в 2002 году все основные нефтедобывающие компании, за исключением ТНК и «Татнефти». Но если татарстанские нефтяники закрепились на уровне предыдущего года, то тюменцы сократили добычу на 7,6%. (см. Таблицу 3 Приложение 1)

За год не произошло изменений в «табели о рангах» четырех ведущих нефтедобывающих компаний «ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», «Сургутнефтегаз» и ТНК обеспечили 61,2% общероссийской нефтедобычи против 59,1% в 2001 году. Причем, каждая из трех первых компаний увеличила свою долю в нефтедобывающем секторе экономики России. За год окрепло лидерство «ЛУКОЙЛа» и «ЮКОСа» – обе компании ушли в отрыв. Как следствие, между ними усилилась конкурентная борьба, которая, впрочем, не изменила расстановку сил. (см. рис. 2 Приложение 1)

Агрессивнее других наращивала добычу «Сибнефть». Это позволило компании потеснить с престижного пятого места «Татнефть». А «Роснефть» сместилась в самый «хвост» группы вертикально интегрированных компаний, обогнать ее не удается лишь «Башнефти».

Заметно ослабла роль в общероссийской нефтедобыче независимых компаний, доля которых снизилась до 6,7% против 8,6% в 2001 году. И это печально. Традиционно именно небольшие компании показывают лучшую производственную динамику. Сокращение этого производственного сегмента связано, прежде всего, с переходом части независимых производителей под «крышу» ВИНК. К тому же изменения в налоговой системе, действующей с января 2002 года, оказались наиболее болезненными для малого и среднего нефтяного бизнеса, что тоже отразилось на активности независимых производителей.

Показательна судьба «Северной нефти», увеличившей добычу на 35% и извлекшей из недр в 2002 году около 1,5 млн. тонн нефти. Похоже, в нынешнем году ей придется распрощаться с независимостью и раствориться в «Роснефти».

Поставка нефти на российские НПЗ росла пропорционально объемам добычи и даже с небольшим опережением. По итогам 2002 года она превысила уровень предыдущего года на 9,5% и составила 203,1 млн. тонн. (см. Таблицу 4 Приложение 1)

Однако ни сами предприятия, ни рынок не были готовы к столь значительному росту производства и предложения нефтепродуктов. В результате объем переработки нефти на российских НПЗ вырос лишь на 3,34%, да и то с потерей качества: по итогам 9 месяцев глубина переработки упала до 70,3%, по сравнению с 71,1% по состоянию на 1 октября 2001 года. Остальные объемы пошли на пополнение резервуаров НПЗ – про запас.

«ЮКОС» опередил «ЛУКОЙЛ» по объемам поставок нефти на российские НПЗ (но не по количеству переработанного сырья). «Славнефть» направила на заводы более 78% от уровня добычи. Для этого компания, имеющая гипертрофированно развитую инфраструктуру переработки, традиционно докупает на внутреннем рынке недостающие объемы нефти.

Поставки нефти на «Башнефтехим» составили в 2002 году 19,5 млн. тонн, на Московский НПЗ – 9,1 млн. тонн, на «Салаватнефтеоргсинтез» – 5,8 млн. тонн, на «Нижнекамскнефтехим» – 5,2 млн. тонн.

Нефтеперерабатывающие заводы России переработали в прошлом году 185 млн. тонн нефти – на 6 млн. тонн больше, чем годом раньше.

По объемам переработки нефти безусловными лидерами в России являются «ЛУКОЙЛ» и «ЮКОС». Обе компании переработали более 30 млн. тонн нефти. Причем, если по объемам добычи «ЮКОС» почти вплотную приблизился к своему главному сопернику, то по масштабам нефтепереработки лидерство «ЛУКОЙЛА», держащего 18,5% рынка нефтепереработки, представляется более прочным. (см. рис. 3 Приложение1)

В 2002 году «ЛУКОЙЛ» увеличил объем переработки нефти на 15,2%. Но это не самая высокая динамика в отрасли. Так, у «СИДАНКО» нефтепереработка выросла на 21,9%, а у «Газпрома» – почти на четверть.

Почти половина компаний, входящих в число основных переработчиков нефти, снизили объемы производства. В их числе – «Сургутнефтегаз», ТНК, «Татнефть», «Башнефтехим», «Салаватнефтеоргсинтез» и Московский НПЗ. Особенно глубоко «упали» «Татнефть» и «Сургутнефтегаз» – на 9,45% и 8,77% соответственно.

В результате ТНК обогнала по объемам переработки «Сургугнефтегаз» и переместилась с 5-го на 4-е место. В то же время запас прочности, заложенный в прошлые годы, позволил «Башнефтехиму» удержаться на 3-м месте, невзирая на падение производства.

По-прежнему самой ходовой продукцией российских НПЗ оставался мазут, производство которого выросло за год на 7%. Производство дизельного топлива, почти сравнявшееся по объемам с мазутом в 2001 году, в минувшем году потеряло темпы роста и, как следствие, ожидания, что дизтопливо потеснит мазут, не оправдались. (см. Таблицу 5 Приложение 1)

Производство автомобильного бензина выросло почти на 5%. Причем, наиболее динамично развивалось производство высококачественных марок автомобильного топлива. Выпуск высокооктановых бензинов увеличился без малого на 10%. Выпуск этой продукции составил почти половину произведенного в России автобензина.

В 2002 году упало производство авиационного керосина, смазочных масел и технологического экспортного топлива. Все эти виды продукции не играют существенной роли в структуре продукции нефтепереработки.

Объем производства химической и нефтехимической продукции в России вырос в 2002 году на 2,2%. Производство автомобильных шин увеличилось за год на 6%, до 35,8 млн. штук. Выпуск синтетических каучуков остался на прежнем уровне – 919 тыс. тонн.

Хорошим стимулом наращивать добычу для нефтяников стала благоприятная для продавцов ситуация на мировом рынке. За 2002 год цена на нефть Urals выросла почти на 60%. Ее среднегодовой уровень – $23,6 за баррель – оказался много лучше ожидаемого (нефтяные компании планировали свою деятельность исходя из пессимистического прогноза среднегодовой цены на уровне $16 за баррель).

Но экспорт российской нефти в дальнее зарубежье вырос лишь на 3,3%, до 137,86 млн. тонн. Основные потоки экспорта – 96,5% – шли через «Транснефть», которая поставила на внешние рынки 133,0 млн. тонн российской нефти. (см. Таблицу 6 Приложение 1)

Еще 18,7 млн. тонн нефти компания поставила государствам СНГ, в основном, Казахстану. Увеличив объемы прокачки нефти в дальнее зарубежье на 6,5 млн. тонн, треть прироста «Транснефть» отдала под транзит казахстанской и азербайджанской нефти. Мало того, что темпы усиления экспортных потоков из России вдвое отставали от роста добычи (4,5% против 9,1%), так российским нефтяникам пришлось еще щедро делиться с соседями. Этот итог объясняет и интерес наших нефтяных компаний к формированию альтернативных транспортных маршрутов, и их коллективные петиции правительству с предложениями ограничить транзитную составляющую производственной программы «Транснефти». (см. Таблицу 7 Приложение 1)

Тем не менее, и приращение экспорта на 4,2 млн. тонн стало неплохой прибавкой для российских нефтяных компаний, которые в первой половине прошлого года были связаны обещанием перед ОПЕК ограничить объемы экспорта.

Впрочем, с ограничениями дело не совсем заладилось: в 1 квартале экспорт российской нефти вырос на 6%, а по итогам полугодия – на 2,1%.

Многие средства массовой информации обвиняли в связи с этим и правительство, и наших нефтяников в необязательности. Но, как выяснилось, и сами страны – члены ОПЕК далеко не безгрешны в этом плане. Так, Саудовская Аравия превышала суточную экспортную квоту почти на 750 тыс. баррелей, Алжир, Иран и Нигерия – без малого на 300 тыс. Не допустила серьезных нарушений установленных квот одна лишь Индонезия. И можно только приветствовать нежелание России составить ей компанию.

В структуре экспортных потоков нефти особых изменений не произошло. По-прежнему, больше половины нефти отправлялось за рубеж через морские терминалы. Правда, почти в полтора раза вырос экспорт по железной дороге – нефтяники настойчиво искали дополнительные возможности выхода на внешние рынки. Но на фоне общих масштабов экспорта эти изменения не принципиальны. (см. рис. 4 Приложение 1)

Диспропорции между ростом нефтедобычи, потребностями внутреннего рынка и экспортными возможностями принесли пользу нашим западным соседям по СНГ. Поставка нефти из России в ближнее зарубежье увеличилась аж на 30,6%, до 35,377 млн. тонн (9,3% добычи). Около половины этой нефти приняла Украина, увеличившая импорт с территории РФ на 41,7%.

Экспорт российских нефтепродуктов вырос на 18,3%, до 69,06 млн. тонн. То есть темпы роста экспорта нефтепродуктов более чем в 5 раз превысили темпы роста их производства и вдвое – темпы роста нефтедобычи. Это можно было бы назвать жизнеутверждающей тенденцией (наше правительство давно говорит о необходимости переориентации с сырьевого экспорта на предложение конечной продукции). Однако рост количественных показателей экспорта шел на фоне ухудшения качественной структуры: вывоз за пределы России мазута вырос на 43,6%, бензина – сократился на 15%.

По оценкам, на экспорте нефти российские нефтяные компании заработали $28,3 млрд., нефтепродуктов – еще $10,9 млрд. Итого – $39,2 млрд. От продаж на внутреннем рынке нефтяники выручили почти втрое меньше.

По сведениям Министерства природных ресурсов России, в 2002 году прирост запасов нефти полностью компенсировал объемы добытого сырья. В прошлые годы такой результативности геологоразведки удавалось добиваться Ханты-Мансийскому автономному округу и Республике Татарстан. Но в масштабах всей страны это произошло впервые за долгие годы. По предварительным данным, прирост запасов промышленной категории в России в 2002 году составил около 380 млн. тонн.

В нынешнем году МПР РФ обещает увеличить запасы нефти уже на 800 млн. тонн, а газа – на 800 млрд. кубометров. Правда, непонятно, на чем же основаны радужные планы министерских чиновников. Честно говоря, и достижения прошлого года вызывают недоумение: условия для частных инвестиций созданы не были, государственные средства на геологоразведку практически не выделялись. Впрочем, геологоразведка – сфера деятельности очень инертная, и провалы в политике недропользования последних лет проявятся в будущем. (см. рис. 5 Приложение 1)

Тревожным сигналом является спад интереса компаний к ведению буровых работ. По итогам 9-ти месяцев прошлого года объем разведочного бурения в нефтяной отрасли снизился на 37,9%, эксплуатационного – на 17,7%. Количество введенных в эксплуатацию скважин сократилось на 18,1%.

Упала и инвестиционная активность. Если в 2001 году на нефтедобычу приходилось 15,2% общепромышленных инвестиций, то год спустя – 13,6%. Доля инвестиций в нефтепереработку сократилась с 2,2% до 2,0%. И это на фоне общей инвестиционной апатии в промышленности России.

В то же время продолжала расти высокими темпами капитализация ведущих нефтяных компаний России. За 2002 год их общая стоимость выросла с $41,4 млрд. до $61,7 млрд., на 48,9%. Вследствие высоких мировых цен на нефть и изменений в налоговой системе налоговая нагрузка на 1 тонну добытой в России нефти выросла в среднем с $37,6 в 2001 году до $44,8 в 2002-м (на 19%). В бюджет нефтяные компании внесли $17 млрд. налогов (разумеется, в рублевом эквиваленте) – на $3 млрд. больше, чем годом раньше.

Изменения в системе налогообложения нефтяных компаний, опробованные в прошлом году, дали довольно странный, но вполне объяснимый результат. Налоговая нагрузка на одни компании выросла едва ли не вдвое, другие компании платили налоги в привычных размерах.

Ярчайшим представителем первой группы является «ЛУКОЙЛ»: по итогам 9 месяцев сумма налогов выросла у компании на 88,2%. По оценкам «ЛУКОЙЛА», введение налога на добычу обошлось компании в $0,5 млрд. дополнительных налоговых изъятий.

В то же время налоговая реформа практически не повлияла на финансы «ЮКОСа». И это притом, что и в прошлом компания отличалась чрезвычайно высокой способностью к «оптимизации» налоговой нагрузки.

Столь странный, на первый взгляд, раскол в рядах нефтяников-налогоплательщиков имеет довольно простое объяснение: именно «ЮКОС» был основным вдохновителем налоговой реформы.

В наступившем году правительство связывает с нефтегазовым комплексом большие надежды. Добыча нефти должна вырасти до 390 млн. тонн, переработка – до 190 млн. тонн, добыча газа – до 603-694 млрд. кубометров. Но очень многое будет зависеть от ситуации на мировых рынках. А она сегодня – в силу внешнеполитической нестабильности – совершенно непредсказуема.

В 2003 году экспортные мощности увеличились на 600 кб/д и должны увеличиться еще на 750 кб/д в 2004 и 2005 годах. За период с 2006 по 2008 годы ежегодный рост мощностей может незначительно сократиться и составить 400 кб/д. Основные направления, по которым предусматривается расширение экспорта в 2003–2005 годах включают:

* расширение мощностей Балтийской трубопроводной системы до Приморска – с 600 кб/д в конце 2003 года до 840 кб/д в настоящее время и до 1,0 млн. кб/д до конца 2004 года;
* расшивка узких мест при экспорте нефти через Новороссийск за счет строительства дополнительных 60 кб/д мощности во второй половине 2004 года и еще 50–60 кб/д – в 2005 году;
* расшивка узких мест при экспорте нефти через Туапсе на Черном море за счет увеличения мощностей на 100 кб/д путем разделения потоков легких сортов сибирской нефти;
* увеличение пропускной способности железной дороги при вывозе нефти компанией «Лукойл» в Высотск и Калининград, что позволит увеличить поставки таким путем не менее чем на 50 кб/д в 2004 году и еще на 65 кб/д в 2005 году;
* дальнейшее увеличение экспорта по железной дороге на 100 кб/д в 2004 году с учетом роста поставок в Китай;
* строительство новых мощностей в 100 кб/д на северном участке нефтепроводной системы «Дружба»;
* использование потенциала реверсивной транспортировки из Адрии в систему «Дружба», что может дополнительно обеспечить 100 кб/д в 2005 году.

Тем не менее, устойчивый рост объемов добычи в дальнейшем может оказаться более проблематичным. Это будет зависеть от инвестиций в добычу и от того, с какими темпами она будет развиваться в таких регионах, как Восточная Сибирь, российский сектор Каспийского моря, Баренцево море и Тимано-Печора. Инвестиции, в свою очередь, необходимы для строительства и расширения экспортных трубопроводов, в частности, систем нефтепровода «Дружба» и БТС. Частичное расширение системы БТС не обеспечит принципиального увеличения экспорта в более отдаленной перспективе. Для обеспеченя устойчивого роста производства до конца десятилетия и диверсификация экспортных рынков потребуются решения, способные увеличить пропускную способность на 1 мб/д. Эти решения включают строительство трубопроводов к азиатским рынкам, с одной стороны, и к Северной Америке через Мурманск или альтернативный северный порт, с другой. Разработанные ранее планы компаний-производителей по осуществлению таких проектов затормозились.

# 2. Проблемы нефтяной отрасли в РФ

## 2.1 Факторы, влияющие на внутренний рынок

Важным фактором, оказывающим влияние на состояние внутреннего рынка РФ, как показала статистика наблюдений за рынком в течение многих лет, стал фактор который для удобства можно назвать так: «уровень мировых цен на сырую нефть». Средневзвешенные значения вычисляются через нефтяные биржи, а высокая цена на нефть «вытягивает» вверх и цены на продукты ее переработки, в первую очередь мазут и дизельное топливо (половина производимого объема которых экспортируется из России). Система работает следующим образом: при резком повышении цен на нефтепродукты и нефть российские компании стремятся «вылить» на экспорт больше нефти и нефтепродуктов (у кого они имеются) при этом потребности внутреннего рынка в расчет не берутся, далее на внутреннем рынке вырастает цена на нефть (ее стало меньше), дорогую нефть «завели» на переработку (выходящие нефтепродукты также подорожали), экспортируемые объемы уже нефтепродуктов оголяют рынок и ситуация приводит к росту цен. Анализируя колебания мировых цен на нефть за год, решений правительства по регулировке таможенных пошлин и динамику индексов цен внутреннего рынка, специалисты центра выявили очевидную корреляцию между ними. Причем временной лаг при резком росте или падении цен на нефть обычно составляет от 10 до 14 дней. Сам внутренний рынок нефтепродуктов растет отнюдь не быстрыми темпами, радует только увеличение парка частных автомобилей, что приводит в больших городах к росту в секторе розничных продаж ГСМ. Впрочем, конкурентоспособность российских нефтепродуктов на европейском рынке вызывает сомнения.

**2.2 Причины непривлекательности российских НК для зарубежных инвесторов**

В 2002 году Россия вышла на 1-е место в мире по производству нефти, обогнав Саудовскую Аравию. Сложная политика маневрирования, которую правительство вело в этом году, позволила оказывать существенное влияние на мировой нефтяной рынок. Идейная поддержка ОПЕК и нежелание в нее вступать, обещания стабильных поставок нефти в США и Китай, развитие каспийских и шельфовых проектов – вот основные «карты» в мировой нефтяной игре, которые использовала Россия. Рост производства на ноябрь 2003 г. как в добыче нефти так и в переработке исчислялся 10–11% (так же как и рост экспорта). В 2004 году ожидаемая добыча нефти в России составит 430–450 млн. тонн. Сейчас прирост добычи составляет примерно 10–10.5%. Ни одна компания сейчас не снижает добычу. Так «ЮКОС» и «Сибнефть» наращивают темпы добычи. Увеличение добычи нефти происходит за счет внедрения новых методов разработки месторождений, прогрессивных технологий. Сейчас Россия увеличивает и объем экспорта. Товарные запасы в системе «Транснефть» и других системах магистральных нефтепроводов оптимальны. Каждый квартал трубопроводная система увеличивает перекачку нефти на экспорт.

Судя по базовым показателям, есть поводы для оптимизма: добыча газа в прошлом году увеличилась на 4,5%, а нефти – на 10%; обе отрасли росли быстрее ВВП; прибыли крупнейших компаний за прошлый год выросли почти в 1,5 раза. Резко возрос интерес к российским активам и со стороны иностранцев – транснациональный гигант British Petroleum уже приобрел ТНК, а ConocoPhillips планирует стратегические инвестиции в «ЛУКойл». Казалось бы, российские НК вполне могли бы образовать стратегический союз с ведущими западными компаниями и с их помощью усилить свои позиции в международном бизнесе. Однако извлечь выгоду и встать вровень с «семью сестрами» нашим компаниям вряд ли удастся; скорее им уготована роль даже не дочек, а падчериц ведущих мировых ТНК, которых интересует не менеджмент и не опыт российских компаний, а исключительно то, что находится в принадлежащих им недрах. «Поход» в Россию для западных инвесторов – мера вынужденная. Запасы и добыча в развитых странах падают. Чтобы поддерживать свою конкурентоспособность, они должны реинвестировать в богатые углеводородами страны. Россия на фоне политически нестабильного Ближнего Востока похожа на «тихую гавань», к тому же с недооцененными активами.

Что же не так в наших нефтяных и газовых компаниях, если даже при потрясающей динамике добычи и бешеном интересе западных отраслевых инвесторов в них первую очередь видят лишь закопанное в землю сырье?

Цифры роста добычи и прибылей являются не свидетельством успешного развития нефтегазового сектора, а скорее производной от благоприятной нефтяной конъюнктуры: изменится конъюнктура – автоматически изменится и ситуация в отрасли. Сам же процесс роста пока правильнее называть восстановлением. Добывая нефти на четверть, а газа в 1,5 раза меньше, чем в советские времена, мы уже почти научились правильно использовать старые советские активы, но пока не в состоянии ни создавать новые, ни решать стратегические для отрасли задачи. Об инфантильности нашего современного нефтегазового сектора свидетельствуют две проблемы, которые лишь усугубляются с ростом добычи.

Первая из них – «узость» экспортной трубы. Россия практически единственная страна, добывающая нефть на континенте, и для экспорта ее приходится перемещать по суше на 2500–3000 километров. США тоже добывают континентальную нефть, но они потребляют нефть на месте, транспортное плечо не превышает 200–300 километров. У всех остальных основных нефтедобывающих стран (Саудовской Аравии и др.) сухопутная транспортировка тоже составляет 200–300 километров. У нас плечо в 2500–3000 километров, и это очень сильно давит на экономику нефтяных компаний. Среднее налоговое бремя российских нефтяных компаний с учетом транспортных затрат сегодня значительно выше, чем у западных конкурентов.

Правительству нужно поставить свою подпись под мурманским проектом. Почему это не делается – огромная загадка. Мы сегодня отдаем нашим соседям порядка 8 миллиардов долларов в год из-за скидок на цену нефти (имеются в виду скидки по поставкам в Центральную и Восточную Европу по нефтепроводу «Дружба»). Это много, государственный бюджет из-за этого недополучает порядка 3–4 миллиардов долларов в год[[1]](#footnote-1).

Можно рассмотреть этот проект и в более широком контексте – с учетом перспектив емкости наших ключевых экспортных рынков по сырой нефти. Сегодня экономически эффективные рынки для России – это Европа, страны ближнего зарубежья. Но ни Европа, ни страны ближнего зарубежья не наращивают объемы потребления нефти. Более того, за последние десять лет потребление нефти на этих рынках сократилось. Все трубопроводы, которые реконструируются и строятся, и мурманский проект в том числе, – это поставки нефти на тот же самый рынок. А он не резиновый. Да, через мурманскую трубу мы получим дополнительную эффективность за счет снижения имеющихся сегодня скидок по «Дружбе», но кардинально вопрос не решится. Более перспективно восточное направление. По территориальной принадлежности наш рынок – это Китай и Дальний Восток. Но сегодня транспортная составляющая – это 95 долларов за тонну, и без строительства трубопроводной системы этот рынок экономически неэффективный.

Требуется не столько увеличение совокупных пропускных мощностей экспортных нефтепроводов, сколько обход конкретных «узких мест». Самый вопиющий пример – это Босфор, где мы на простое танкеров в год теряем до 400 миллионов долларов. Трубопроводы на Мурманск и на восток вовсе не взаимоисключающие – надо строить оба. Что касается восточного направления, то целесообразно тянуть нефтепровод до Находки и не ограничиться только этим, а обязательно построить в районе Находки крупный нефтеперерабатывающий завод – с прицелом на экспорт нефтепродуктов в быстрорастущие страны АТР, не имеющие своей нефтепереработки. Действующие НПЗ в Хабаровске и Комсомольске-на-Амуре не годятся для этой цели – они стоят не на «трубе».

Рассчитывая увеличить капитализацию компаний, их владельцы активно занимаются предпродажной подготовкой и, в частности, стремительно увеличивают добычу. Сегодня потенциал для роста еще достаточно велик, поскольку обеспеченность доказанными запасами исчисляется 25–30 годами.

Увеличение добычи породило проблему ограниченности экспортных возможностей. Более того, сокращаются объемы поставок через Босфорский пролив, приостановлен экспорт российской нефти через латвийский порт Вентспилс. Поставки нефти по системе трубопроводов «Транснефти» в Вентспилс неуклонно сокращались начиная еще со II квартала 2002 г., а в график транспортировки на I квартал 2003 г. порт, способный переваливать до 16 млн. т нефти в год, вообще не был включен. Причиной этого, по словам вице-президента «Транснефти» С. Григорьева, стала полная загрузка транспортной системы компании в этом направлении. Та нефть, которая раньше шла в Вентспилс, теперь поступает в российский порт в Приморске и в литовский Бутинге. По другой версии, причина сокращения транспортировки имеет политическую подоплеку. Но в любом случае восстановление поставок даже в полном объеме не способно удовлетворить растущие аппетиты нефтяных компаний. Из-за этого эксперты IEA даже спрогнозировали снижение темпов роста добычи в 2003 г. по сравнению с предыдущим годом.

Правда, «Транснефть» в ближайшее время планирует увеличить мощность российской системы магистральных нефтепроводов на 15 млн. т с нынешних 174 млн. т за счет расширения порта Новороссийска, строительства трубопроводов «Дружба – Адрия» и Омск – Чарджоу, а также второй очереди БТС. В частности, запуск второй очереди БТС предполагал увеличение к концу 2003 г. пропускной способности системы до 18 млн. т в год с нынешних 13 млн., а к 2005 г. мощность БТС может возрасти до 42 млн. т в год.

Наиболее реальный проект увеличения в короткие сроки экспортных поставок связан с заполнением сортом Urals трубопроводов, используемых для перекачивания Siberian Light, что позволит только за месяц увеличить экспортную мощность системы на 10 млн. т в год. Против этого, правда, возражает «Роснефть».

Таким образом, желаемый прирост пропускной способности в 45 млн. т в этом году может быть получен лишь в случае реализации всех указанных проектов. (см. Таблицу 8 Приложение 1)

Есть, конечно, и альтернативные способы транспортировки, например водным транспортом или по железной дороге. ЮКОС в III квартале экспортировал данными видами транспорта около 20% добытой нефти.

Объемы железнодорожных перевозок нефти и нефтепродуктов в последние годы интенсивно росли. Так, в 1999 г. по железной дороге было перевезено 150 млн. т топлива, в 2000 г. – 160 млн., в 2001-м – уже более 170 млн. т. В 2002 г. по сети российских железных дорог только на экспорт было отправлено 58 млн. т нефтепродуктов. Особенно большие объемы перевозятся по дорогам, ведущим к западным границам России: Октябрьской, Калининградской, Горьковской, Московской, Северной и Куйбышевской.

В августе 2001 г. стоимость перевозки нефти до российских портов снизилась втрое, что позволило увеличить ее вывоз. Расширилась география поставок: были задействованы и южные направления, причем поставки осуществлялись не только через российские порты, но и через Украину. Заметную часть экспорта по железной дороге заняли поставки в Китай, лидером по которым является ЮКОС. В планах ЮКОСа увеличение поставок нефти китайской компании Sinopec до 2,5 млн. т в 2004 г.; поставки другой китайской госкомпании CNPC в выросли в 2003 году до 2 млн. т.

Для оценки возможностей роста объемов транспортировки по железной дороге необходимо знать состояние железнодорожного парка. По данным Ассоциации собственников подвижного состава, рабочий парк цистерн в России насчитывает около 180 тыс. единиц (из них 98 тыс. – у частных собственников). В 2001 г. в России произведено 2500 цистерн (из них 2077 на «Уралвагонзаводе»), за первую половину 2002 г. – 2200 (в том числе 1800 на «Уралвагонзаводе»). Более 2000 цистерн в год для российских компаний производит украинский «Азовмаш». В итоге парк вагонов-цистерн прирастает примерно на 6,5 тыс. год, что эквивалентно увеличению объема перевозок не более чем на 4%, или 5–7 млн. т в год. Дополнительный прирост возможен за счет увеличения эффективности работы железных дорог.

Еще одним слабым местом в схеме экспорта являются морские порты, через которые переваливаются доставленные по трубе или железной дороге нефть и нефтепродукты. Пропускная способность портов носит сезонный характер, она сильно зависит от погодных условий. Так, Новороссийск часто бывает закрыт из-за штормов, а порт в Приморске и вовсе является замерзающим. (см. График 1 Приложение 1)

Колебания пропускной способности портов негативно сказываются на эффективности железнодорожных перевозок. Так, в середине февраля 2003 года свыше 8 тыс. вагонов с нефтеналивными грузами простаивали на Дальневосточной и Северо-Кавказской железных дорогах. Аналогичная ситуация сложилась и на перевалочных нефтебазах Эстонской железной дороги: почти 2,5 тыс. российских цистерн ждали очереди для разгрузки на станциях Мууга, Таллинн, Клайпеда, Маарду, при этом более 3 тыс. вагонов с нефтеналивными грузами были на пути к портам республики.

Из-за таких колебаний уже который год зимой происходит затоваривание внутреннего рынка, в результате чего внутренние цены на нефть падают в 2–3 раза. Это приводит к тому, что компании вынуждены консервировать скважины. Подобная история произошла в январе с Сургутнефтегазом: из-за перепроизводства скопилось около 750 тыс. т нереализованной нефти, что привело к временной остановке добычи.

Еще одним препятствием на пути увеличения добычи нефти служит ограниченность спроса. Потребность Западной Европы в нефти отстает от увеличения производства в России. Как следствие, ушедший год ознаменовался существенным расширением географии экспортных поставок. В частности, увеличился экспорт в США и в страны АТР. Прибыльность таких поставок стала возможной в значительной степени благодаря высоким ценам на нефть. К примеру, Лукойл осуществлял поставки из Новороссийска в Китай, что вряд ли принесло бы прибыль при средних ценах 2001 г. Возможно, расширением географии экспорта и увеличением доли железнодорожных поставок объясняется рост транспортных расходов ЮКОСа в III квартале 2002 г. (см. Таблицу 9 Приложение 1)

При таких темпах роста транспортных расходов сохранение темпов роста добычи возможно лишь при высоких мировых ценах на нефть.

В прошлом году мощности «Транснефти» были загружены полностью, а сейчас почти треть нефти приходится экспортировать альтернативными видами транспорта, что повышает стоимость ее доставки в 3–5 раз (см. График 2 Приложение 1). Любой затор в системе или в портах сразу же обваливает внутренний рынок нефти. «Евроцентричность» инфраструктуры (более 80% отечественных углеводородов экспортируются в западном направлении – в Европу и в Турцию) тоже создает целый букет проблем. С каждым годом растет плата за транзит целой цепочке стран посредников. Те не прочь выторговать для себя преференции, а потому чинят всевозможные препятствия российскому экспорту. Политическая консолидация в рамках Евросоюза и его расширение грозит отечественным экспортерам диктатом картеля потребителей. «Газпром» недавно был вынужден пойти на уступки и отказаться в своих долгосрочных контрактах от пункта, запрещавшего западным компаниям реэкспорт газа; под вопросом оказался и газпромовский проект Североевропейского трубопровода – он плохо вписывается в разрабатываемую Евросоюзом концепцию развития газотранспортной инфраструктуры. Из-за несовершенства транспортной инфраструктуры одна только нефтянка ежегодно напрямую теряет около 5 млрд. долларов, в такую же сумму оцениваются и косвенные потери.

Вторая проблема – недостаточные объемы внутренних инвестиций и низкие темпы освоения новых месторождений. Основной объем добычи отечественных компаний приходится на открытые и разведанные в советские времена запасы, темпы же разведки и освоения новых явно недостаточны, чтобы поддерживать добычу в долгосрочной перспективе. При этом следует понимать, что сливки – в виде легкодоступных и богатых месторождений – мы уже сняли, так что себестоимость новой нефти и газа будет выше. Особенно плохи в этом смысле дела у «Газпрома». В последние годы компания ввела в строй лишь одно крупное месторождение – Заполярное, остальные, запущенные еще в советские времена, находятся в стадии падающей добычи.

При всем при том ликвидация «узких мест» оказывается в большей степени задачей вовсе не нефтегазовых компаний, а государства, взявшего на себя инициативу по стратегическому руководству важнейшим для него сегментом экономики. Извлекать доходы из нефтяной отрасли у нас уже научились, а вот руководить и реализовывать какую-то стратегию пока не очень получается. Запретив строительство частных трубопроводов, государство так и не запустило ни одного собственного проекта. Не было создано и механизма, стимулирующего инвестиции в разведку и освоение новых месторождений, – и чехарда с лицензиями явно не способствует его созданию. А желание государства усилить свое участие и контроль над нефтегазовым сегментом экономики вряд ли воодушевит и обнадежит здравого инвестора (см. График 3 Приложение 1). И если усиление роли государства в «Газпроме» в целом можно рассматривать как факт позитивный, позволяющий консолидировать бизнес и облегчить выработку долгосрочной стратегии, то «дело ЮКОСа» и прессинг налоговых требований стали для частных компаний сигналом на снижение инвестиционной активности и вывод прибылей из отрасли и страны любыми способами, а для инвесторов – долгосрочным стимулом для игры на понижение[[2]](#footnote-2).

## 2.3 Влияние реформы налогообложения на развитие нефтяной промышленности РФ

Российские нефтяники готовы наращивать добычу сырья в ближайшие лет десять. Если только будут соблюдены два условия – государство позволит им или решится само кардинально расширить инфраструктуру экспорта и не станет агрессивно увеличивать налоговую нагрузку на отрасль.

В последние годы российская нефтянка превратилась в главную дойную корову экономики. По итогам 2003 года объем налоговых платежей нефтяных компаний составил почти четверть доходов консолидированного бюджета России, а доля нефти и нефтепродуктов в общем объеме экспортной выручки достигла 40%. За последние пять лет объем добычи вырос на 40% (до 420 млн. тонн) и не снижения не предвидится.

Реформа налогообложения отрасли, прошедшая в 2002 году, привела к резкому увеличению фискальной нагрузки на нефтяников. Бюджетные поступления значительно выросли, однако ни налоговики, ни нефтяные компании не считают нынешнюю систему налогообложения в отрасли не только оптимальной, но даже сколько-нибудь разумной. Первые сетуют на то, что нынешние налоги не справляются с задачей изъятия пресловутой ренты, которую в полном объеме должно получать государство как собственник недр и природных ресурсов. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) является инструментом изъятия в бюджет заранее запланированной суммы, но не соответствует той сути, которую он должен в себе нести, а именно изъятию ренты. Плюс этого налога – эффективность администрирования. Изъять ренту каким-либо одним платежом невозможно, а вот оптимальная система сборов с нефтяной промышленности могла бы выглядеть так. Первое – аукционные бонусы (определяемые на тендерной основе платежи за пользование месторождениями). Второе – арендные платежи (или налог на запасы, в процентах от их кадастровой стоимости). Третье – НДПИ акцизного типа в современном виде, возможно, с некоторыми элементами дифференциации (например, в зависимости от качества нефти и стоимостной оценки месторождений). И наконец, четвертое – это налог на дополнительный доход (НДД), который «снимает» последнюю составляющую ренты, зависящую от ценовой конъюнктуры рынка. Однако фискальный энтузиазм налоговиков не был поддержан не только нефтяниками, но и большинством экспертов.

За пределами 2010–2012 годов неизбежно сильное выбытие запасов и месторождений. Потребуется резкое увеличение инвестиций, которые очень чувствительны к налоговому бремени. Нам следует внимательно изучить западный опыт стимулирования инвестиций – например, каникулы роялти. На нашей почве это могло бы выглядеть, скажем, как освобождение от НДПИ первых сотен тысяч тонн добычи на новых участках месторождений.

Тем не менее пока правительство демонстрирует наступательную тактику на налоговом фронте. В мае 2004 года вновь было принято решение повысить основные для отрасли налоги – НДПИ и экспортные пошлины. Если в области низких цен на нефть (до 20 долларов за баррель) произошло снижение налоговой нагрузки, то в области высоких цен (более 25 долларов за баррель) налоговая нагрузка сильно возросла, прежде всего за счет резкого роста экспортной пошлины.

Впрочем, нефтяников волнует не только сам уровень налоговой нагрузки, но и ее несправедливость: плоская шкала НДПИ распространяется на компании с совершенно различными характеристиками сырьевой базы. Существующая налоговая система не позволяет вести рентабельную добычу нефти до отбора проектных объемов запасов и толкает компании на выборочную разработку высокопродуктивных участков. Опережающие темпы выработки высокопродуктивных пластов приводят к преждевременному обводнению скважин, захоронению в недрах разведанных запасов. Свидетельства тому – имеющийся в России фонд неработающих скважин (на начало 2004 года каждая четвертая скважина не работала) и снижающийся уже на протяжении нескольких десятков лет коэффициент нефтеизвлечения. С другой стороны, действующая система не обеспечивает изъятия сверхприбыли, образующейся при разработке молодых месторождений, находящихся в благоприятных горногеологических условиях. Плоская шкала позволяет одним компаниям выплачивать огромные дивиденды, а другим работать – на минимальной рентабельности. Однако простых решений проблема дифференциации НДПИ либо введения каких-то других налогов адвалорного типа (то есть привязанных к стоимостным показателям работы компаний, а не к тоннам добытой нефти), увы, не имеет.

Но, как выяснилось, есть и более вопиющие несуразности в налогообложении отрасли. А именно требуется безотлагательно отменить пошлину на вывоз нефтепродуктов. В противном случае с надеждами на модернизацию и развитие отечественной нефтепереработки можно проститься. Государству надо немедленно отменять экспортные пошлины на светлые нефтепродукты. Именно они создают контрстимулы для развития нефтепереработки. Да, будет краткосрочный дефицит бензина на внутреннем рынке, но бензин можно импортировать.

Еще совсем недавно рынок вполне обоснованно в качестве индикатора-ориентира перспектив акций нефтяных компаний рассматривал цену на нефть, которая определяла уровень доходов и прибыли компаний. Поэтому связь между уровнем цен на нефть и котировками акций российских нефтяных компаний была непосредственной и значимой. Растут цены на нефть – растут акции нефтяных компаний.

Но в этом году ситуация начала меняться. Была значительно увеличена налоговая нагрузка за счет пересмотра шкалы экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты и повышения налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

В настоящее время пошлины на экспорт устанавливает правительство в пределах трехступенчатой шкалы в зависимости от цены на нефть сорта Urals. При средней мировой цене до $15 за баррель пошлина не взимается, от $15 до $25 за баррель – 35% от разницы между сложившейся ценой и 15 долларами. При цене свыше $25 за баррель, $25,53 за тонну и 40% от превышения уровня цен над $25. (см. Таблицу 10 Приложение 1)

Новая шкала экспортных пошлин выглядит следующим образом: при цене нефти до $15 за баррель экспортная пошлина взиматься не будет, при цене от $15 до $20 за баррель пошлина составит до 35% от разницы между фактической ценой нефти и $15 за баррель. В интервале цен от 20 до 25 долларов за баррель будет установлена экспортная пошлина в размере 45%. При цене нефти свыше $25 за баррель пошлина будет повышена до 65%. Повышение экспортных пошлин вступит в силу с 1 августа текущего года, а НДПИ будет повышен на 15% (с 347 руб. до 400 руб. за тонну) с 1 января 2005 года[[3]](#footnote-3). (см. Таблицу 10 Приложение 1)

В результате этих фискальных нововведений положение отечественных нефтяных компаний изменится, рост экспортных пошлин отразится на финансовых результатах компаний уже по итогам четвертого квартала текущего года. Однако, в полной мере нефтяники испытают все прелести нового налогового режима только в 2005 году, когда вступят в действие поправки, увеличивающие ставку НДПИ. Первым следствием изменений станет **общий рост налоговой нагрузки** на нефтяные компании – так если сейчас при цене в $30/бар. после выплаты НДПИ и экспортных пошлин нефтяники получают $168 на тонну, то после введения нового налогового режима эта цифра снизится до $152. То есть при цене нефти в $30 за баррель величина налоговых выплат (пошлины + НДПИ) возрастет почти на 30% – с $51 до $67 на тонну. Важным также является **снижение зависимости доходов компаний от цен на нефть** (особенно при их высоком уровне). Особенно значительно возрастают государственные изъятия через экспортные пошлины при превышении цен $25 за баррель – в этом случае с каждого дополнительного доллара дополнительно изымается на 25 центов больше по сравнению с прежним уровнем. Таким образом, учитывая эти существенные госизъятия, можно говорить о перераспределении сверхдоходов от высоких цен на нефть в пользу государства и появлении особого уровня экспортной цены ($25/bbl) – при превышении которого российские нефтяники практически не получают дополнительных доходов. (см. Таблицу 11 Приложение 1)

Для компаний, которые большую часть нефти и нефтепродуктов поставляют на экспорт (ЮКОС, Татнефть, Сургутнефтегаз), снижение доходов в 2005 году будет более существенным. В то же время необходимо учитывать, что рост экспортных пошлин в сочетании со строгой регламентацией использования экспортных нефтепроводов, будет способствовать сохранению диспаритета экспортных и внутренних цен на нефть, стимулируя нефтяные компании поставлять больше продукции на внутренний рынок. Рост предложения нефти, а соответственно и бензина, приведет к снижению цен на них на внутреннем рынке, что также негативно скажется на доходах компаний.

Рост пошлин и НДПИ окажет также неодинаковое влияние на величину прибыли и рентабельность компаний – больше всего пострадают компании с наивысшими издержками (Татнефть, Сургутнефтегаз)[[4]](#footnote-4). (см. Таблицу 12 Приложение1)

Исходя из того, что, вероятно, рост налогового бремени съест весь выигрыш от повышения цен на нефть, перспективы нефтяной отрасли весьма плачевны. На этом фоне кажутся более привлекательными акции Лукойла и Сибнефти – воздействие повышения налоговой нагрузки на финансовые результаты компаний будет менее значительным, чем для остальных нефтяных компаний России.

Впрочем, проблема налогов все-таки уступает по своей остроте проблеме транспортировки нефти и нарастающего дефицита трубопроводных экспортных мощностей.

В экономическом смысле, самой большой опасностью для России является резкое снижение цен на нефть. Российская экономика и система финансов сконструированы таким образом, что когда цены на нефть падают, то все секторы экономики оказываются в большом напряжении. Сегодня, когда нефть стоит $50, России легко финансировать многие программы и наращивать золотовалютные резервы. Нефтяные цены держатся на высоком уровне из-за большого глобального спроса. В то же время, некоторые из ключевых поставщиков, например, ближневосточные страны и Венесуэла, по тем или иным причинам не производят столько нефти как раньше. Однако если рост глобальной экономики замедлится, цены на нефть быстро упадут. А когда цены на нефть упадут, и Россия захочет получить доступ к мировым рынкам, российская экономика вновь окажется в трудном положении.

Для России серьезной проблемой также является вопрос инвестиций. Однако надо делать различия между государственными и частными инвестициями. Ныне предприниматели, которые покупают внешние долги России, уверены в способности России погасить этот долг. После реструктуризации 2000 года, цены на российские долговые обязательства стали расти, и с этим стала расти вера в государственный сектор экономики страны. Для этого существуют весомые причины – государство располагает значительными резервами, даже существует бюджетный профицит, курс рубля стабилизировался. Большая часть этих положительных изменений произошла благодаря деньгам, полученным за счет доходов от продажи нефти.

Однако сегодня для России серьезной проблемой является привлечение частных иностранных инвестиций в свой частный сектор. Доверие иностранных инвесторов в этом секторе зависит от состояния правовой и институциональной структуры российской экономики. Во-первых, инвесторы будут наблюдать за тем, насколько сильны организации и институты, ответственные за защиту прав мелких акционеров. Во-вторых, должна существовать уверенность в том, что российское правительство признает и соглашается с существующим распределением частной собственности. В свете недавних политических событий в России, и особенно дела ЮКОСа, международные инвесторы стали выказывать значительные сомнения, что правительство России согласно предоставлять им беспрепятственный допуск к собственности, особенно в сфере природных ресурсов.

Пока неопределенность не закончится, частные инвесторы и организации будут продолжать давать взаймы российскому государству, однако инвестиций в экономику России будет поступать мало. Это может превратиться в серьезную опасность для российской экономики уже в ближайшем будущем. Россия не может до бесконечности опираться на доходы от продажи нефти и должна развивать другие секторы экономики, чтобы когда цены на нефть уменьшатся, ей было на что опереться.

В ближайшие пять лет объемы добычи нефти в России будут увеличиваться, однако темпы экономического роста серьезно замедлятся. Причины очевидны: во-первых, это снижение уровня капиталовложений в разведку и разработку новых месторождений, которые вызваны плохим инвестиционным климатом и возросшими политическими рисками.

Безудержное наращивание добычи уже в 2003 году создало нефтяным компаниям определенные проблемы. На рынке возникло затоваривание, и компаниям пришлось даже приостанавливать добычу, а «Транснефть» временно ограничила прием нефти. В дальнейшем такие случаи будут повторяться все чаще. Рынки сбыта дополнительных объемов нефти находятся вне пределов Западной Европы, а выход на них связан с дополнительными транспортными расходами или колоссальными инвестициями в развитие инфраструктуры. Все это имеет смысл только при высоких мировых ценах на нефть. В этой связи нефтяные компании должны пересмотреть свои планы по увеличению добычи, а государство – сформулировать наконец Энергетическую стратегию, которая должна служить ориентиром для частных инвесторов.

**2.4. Проблема повышения качества российской продукции**

Цены на нефтепродукты на мировых рынках, вслед за нефтяными, бьют новые рекорды, но объем экспорта нефтепродуктов из России сокращается. Причины этого феномена заключаются в объективных особенностях российской нефтяной отрасли, обреченной на экспорт сырья в ущерб экспорту продуктов переработки.

Выступая на совместном заседании Совбеза и президиума Госсовета РФ в феврале этого года, Владимир Путин говорил о стоящей перед Россией угрозе «оказаться на обочине мирового технологического развития со статусом сырьевого донора развитых стран». Результаты деятельности нефтяной отрасли пока что подтверждают худшие опасения российского президента. По данным Федеральной таможенной службы, опубликованным в начале сентября, в первом полугодии 2004 г. экспорт нефти из России вырос на 22.1% в сравнении с тем же периодом прошлого года, в то время как экспорт нефтепродуктов снизился на 5.3%.

Иными словами, нефтяные компании резко наращивают добычу и экспорт сырья, сокращая в то же время экспорт продуктов переработки нефти. Хотя на мировых рынках цены на нефтепродукты, вслед за ценами на сырую нефть, держатся на рекордно высоких уровнях. И что самое прискорбное, надежды на то, что нефтяники когда-либо изменят свои предпочтения, почти нет.

Изучив структуру инвестиций ведущих российских нефтегазовых компаний в последние годы, эксперты института отказывают им в праве именоваться «вертикально-интегрированными». «Фактически, в случае с российскими компаниями, именуемыми «ВИНК», мы имеем дело с upstream-компаниями, не развивающими другие сегменты интегрированной цепочки бизнеса, за исключением производств первого передела. В сектор upstream входят добыча и экспорт сырой нефти, и это направление нефтяного бизнеса в России, по мнению эксперта, на долгие годы останется основным, если государственная политика в этой сфере останется неизменной.

Российский мазут убыточный. К такому утверждению приводит анализ не только общей динамики, но и внутренней структуры экспорта нефтепродуктов. Как видно из таблицы 13 Приложение 1, экспорт светлых нефтепродуктов (бензина и дизтоплива) составляет менее половины (43%) общего объема экспорта. В том числе на экспорт бензина приходится всего 6% объем экспорта. При этом следует отметить, что дизтопливо, вывозимое из России, отличается низким качеством и продается на рынках Европы как газойль, то есть полупродукт, предназначенный для дальнейшей переработки, и его цена значительно уступает ценам на европейские сорта дизтоплива.

В то же время, до 35% в объеме экспорта российских нефтепродуктов составляет мазут, также весьма низкого качества, используемый потребителями как полупродукт для дальнейшей очистки и выделения светлых фракций. Цена на российский мазут на 30% ниже цены на сырую нефть, и это направление экспорта является наименее перспективным, так как спрос на мазут в Европе постепенно сокращается. Однако выход мазута на устаревших российских НПЗ по-прежнему весьма высок (32%), что в 6.4 раза выше, чем в США (5%), и нефтяные компании вынуждены поддерживать этот убыточный экспорт.

За счет мазута общая стоимость на мировых рынках корзины нефтепродуктов, вырабатываемых на российских НПЗ из одной тонны нефти, оказывается на 10–15% ниже, чем стоимость одной тонны сырой нефти. Это обстоятельство вынуждает нефтяников сокращать экспорт нефтепродуктов и наращивать экспорт нефти. Например, в июне этого года ЛУКОЙЛ ввел первую очередь терминала в Высоцке, предназначенного для экспорта 4.7 млн т нефтепродуктов в год. Но вывозит через него, в основном, нефть, так как выясняется, что продукты, произведенные в России, стоят меньше, чем сырье, из которого они изготовлены.

Если бы производственные показатели российских НПЗ соответствовали мировым аналогам, то стоимость корзины нефтепродуктов, полученных из 1 т нефти, оказалась бы на 20–25% дороже, чем стоимость тонны нефти. Но в России глубина переработки не превышает 73%, а выход светлых нефтепродуктов составляет около 55%, в то время как для западных стран нормальными считаются показатели, соответственно, 92% и 75%. И за десятилетие существования ВИНК эти показатели претерпели весьма незначительные изменения к лучшему, и то за счет выбытия наиболее изношенных перерабатывающих активов (в 2003 г. суммарные мощности российских НПЗ сократились до 83.75% от уровня 1994 г.)[[5]](#footnote-5).

Уместно задать вопрос: что мешает нефтяным компаниям вкладывать более значительные средства в модернизацию НПЗ и за счет этого увеличивать прибыльность своего бизнеса? Ведь в последние годы они не испытывают недостатка в средствах для инвестиций. Как выясняется, виной тому не только и не столько нежелание нефтяников думать о завтрашнем дне и заботиться о развитии российского производства, сколько объективные факторы, мешающие созданию полноценных интегрированных компаний, развивающих все звенья нефтяного бизнеса, от добычи до переработки и сбыта.

Из 25 российских НПЗ лишь два (в Туапсе и Киришах) находятся вблизи от морских терминалов, через которые нефтепродукты можно отправлять на зарубежные рынки с низкими издержками. Остальные спрятаны глубоко внутри страны, и среднее плечо доставки нефтепродуктов от них к морским портам составляет около 1.5 тыс. км. Доставка по железной дороге прибавляет по $6–7 к себестоимости каждого барреля нефтепродуктов, отправляемого на экспорт.

Использование нефтепродуктопроводов выгоднее, но, во-первых, их сеть недостаточно развита, а во-вторых, даже реализация проектов по строительству новых трубопроводных направлений (на Новороссийск и Приморск) не позволит снизить транспортные затраты но уровня, обеспечивающего конкурентоспособность экспорта российских нефтепродуктов на европейских рынках, по сравнению с экспортом сырой нефти.

Получается, что даже если нефтяные компании вложат крупные деньги в модернизацию своих НПЗ (необходимые для этого суммы составляют в среднем около $500 млн. на одно предприятие), транспортные издержки все равно съедят те 20–25% прибыли, которые образуются от продажи нефтепродуктов по сравнению с продажей сырой нефти. Кроме того, планам реконструкции действующих перерабатывающих мощностей не способствует и политика властей, облагающих экспорт нефтепродуктов экспортными пошлинами. До недавнего времени эти пошлины составляли 90% от ставки экспортной пошлины на сырую нефть, однако в последние месяцы правительство несколько понизило эту планку (до 65%).

Некоторые экономисты призывают правительство снизить экспортные пошлины на нефтепродукты, особенно светлые, что создаст стимулы для развития нефтепереработки на территории России. Но в действиях правительства тоже есть своя логика: от экспорта сырой нефти они получают полновесные доходы, а если экспортные пошлины на нефтепродукты будет снижены, то та же нефть будет вывозиться в виде нефтепродуктов, но уже без тех вливаний в госбюджет, которые сегодня образуются от экспорта нефти. Таким образом, модернизацию НПЗ государству придется фактически оплачивать из госбюджета, на что правительство в ближайшие годы вряд ли согласится.

Единственным выходом из этого замкнутого круга могло бы стать строительство новых НПЗ, расположенных вблизи морских портов. Именно по такому пути идут многие нефтяные державы, развивающие экспорт нефтепродуктов наряду с экспортом сырой нефти. Кувейт, Саудовская Аравия, Венесуэла, Алжир активно строят приморские НПЗ и увеличивают долю экспорта нефтепродуктов в общем объеме нефтяного экспорта. Однако в России таких проектов почти нет. «Роснефть» и «Сургутнефтегаз» уже несколько лет обсуждают планы строительства НПЗ в Приморске производительностью 10 млн. т в год, однако он позволит обеспечивать лишь европейские рынки, и без того затоваренные нефтепродуктами.

Чтобы выйти на удаленные и более выгодные рынки, нужны НПЗ в глубоководных портах. Но у России пока нет таких портов. В течение последних лет обсуждаются проекты строительства магистральных нефтепроводов в Находку и Мурманск, но правительство никак не может принять по ним окончательного решения. Что же касается размещения НПЗ в конечных точках этих маршрутов, то эти вопросы, насколько можно судить, пока что даже не обсуждаются. Это означает, что ориентация страны на экспорт сырой нефти закрепится на многие годы – до тех пор, пока в России не появится 2–3 новых высокоэффективных приморских НПЗ.

В этих условиях не приходится удивляться, что российские компании не спешат вкладывать деньги в модернизацию НПЗ. Как свидетельствует исследование ИЭП, в период с 1995 по 2002 г.г. инвестиции крупных нефтяных компаний в нефтедобычу в 6–10 раз превышали инвестиции в нефтепереработку. Даже в зарубежные НПЗ российские компании вкладывают денег больше, чем в российские, в расчете на тонну установленной мощности предприятий ($13.5 в зарубежные НПЗ и $10.8 – в российские). Что не удивительно, учитывая, что зарубежные НПЗ находятся, в основном, вблизи от морских портов (Одесса, Бургас, Мажейкяй и др.)[[6]](#footnote-6).

Вывод экспертов ИЭП косвенно подтверждают и сами нефтяники. Нефтепереработка не является самостоятельным бизнесом, она – амортизатор для сохранения объемов добычи нефти. Иными словами, экспорт нефтепродуктов нужен не сам по себе, а как страховка для нефтяных компаний на периоды снижения мировых цен на нефть. В этих условиях экспорт нефтепродуктов становится более выгодным, чем экспорт нефти, и позволяет компаниям пережить трудные времена.

Никаких фундаментальных оснований для длительного поддержания высоких мировых цен на нефть объективно не существует, риски скорого и серьезного падения мировых цен чрезвычайно велики. С учетом этих факторов экспортно ориентированная upstream-стратегия развития нефтяного сектора России, предлагаемая самими ВИНК, представляется неоправданно высокой. Но России еще долго не удастся снизить эти риски, что делает как нефтяной сектор, так и всю национальную экономику весьма зависимой от конъюнктуры мирового рынка нефти.

Основной объем вырабатываемых на российских предприятиях нефтепродуктов не соответствует европейским стандартам. В 2002 г. из общего объема произведенной продукции на экспорт направлено около 75 млн. тонн нефтепродуктов. В основном это дизельные топлива низкого по сравнению с европейскими требованиями качества по содержанию серы (0,2% и выше), топочный мазут, базовые масла, прямогонный бензин, вакуумный газойль и другие относительно дешевые продукты, пользующиеся спросом на Западе. Доля же товарных нефтепродуктов, соответствующих современным требованиям, крайне мала.

Основной причиной относительно низкого качества является как отсталая структура нефтепереработки на большинстве российских НПЗ, где для облагораживания продуктов используется в основном каталитический реформинг бензинов, гидроочистка дизельных топлив, так и отсутствие современных двигателей, выпускаемых в России. Очень низкая доля деструктивных процессов: каталитического крекинга вакуумного газойля, гидрокрекинга. Степень загрузки вторичных процессов не достигает оптимального уровня. В то же время следует отметить и положительные тенденции последних лет как по увеличению объемов переработки нефти, так и по структуре выпускаемых нефтепродуктов. С увеличением объемов переработки нефти, производства автомобильных бензинов и дизельных топлив, качественно изменилась структура выпускаемых топлив: – по автомобильным бензинам в сторону роста объемов высокооктановых бензинов (92 и выше); – увеличивается производство дизельных топлив, отвечающих европейским нормам по содержанию серы (менее 0,035%). При этом следует отметить, что ряд нефтеперерабатывающих предприятий отрасли имеют технические возможности для производства экологически чистых дизельных топлив с содержанием серы менее 0,035%, но из-за своего географического положения, отсутствия внутреннего спроса, не производят его, отметил заместитель начальника управления Минэнерго. По объему первичной переработки нефтяного сырья Россия занимает 4 место в мире после США, Китая, Японии. Суммарная мощность первичной переработки нефти в России составляет около 266 млн. тонн, в том числе 255,7 млн. тонн – мощности 27 нефтеперерабатывающих предприятий в составе нефтяных компаний. По территории Росси мощности НПЗ размещены крайне неравномерно.

Низкое качество российской нефти может поставить под удар бюджетные планы правительства. Рост цен на нефть, охвативший мировой рынок, на нашей стране отражается все меньше. Цены на основной российский сорт нефти – «Юралс» падают относительно мировых. Потребители предпочитают платить дорого за более качественные сорта.

Последние поставки российской «Юралс» из Приморска британская BP продала американской ExxonMobil с дисконтом против классической «Брент» $5,5 за баррель. Еще недавно «ЛУКОЙЛ» продавал свои поставки с дисконтом $4,5. Но даже этот показатель выглядит угрожающим для российских нефтяников. Обычная скидка, которую покупатели выплачивают за российский сорт по сравнению с «Брентом», колеблется около 2 долларов за баррель. Но иногда российские продавцы даже получают премию, поскольку «Юралс» торгуется выше «Брента». Но сейчас никто такую премию платить не собирается.

Трейдерам не нужна сернистая нефть из России. И судя по всему, в ближайшее время они не будут испытывать проблем с поставками. По информации, распространенной агентством Reuters, на европейский рынок надвигаются большие объемы сернистой нефти из Саудовской Аравии и Ирана, которые усилят депрессивные настроения покупателей. А именно они сейчас правят бал в Европе. Сюда уходит примерно 90% российского экспорта нефти. Заключение октябрьских контрактов проходит нервно. Все это лишний раз доказывает, что на мировом рынке нет дефицита нефти[[7]](#footnote-7).

**2.5 Деятельность НК ЮКОС и её роль в нефтяной промышленности России**

По итогам 2003 года НК ЮКОС – лидер по добыче нефти среди российских компаний. Доля НК ЮКОС в совокупной добыче нефти в России в 2003 году составила 19,5%.

В целом по компании 2003 году объем добычи нефти и газового конденсата составил 80,8 млн. тонн (591 млн. баррелей), включая долю НК ЮКОС в добыче зависимых компаний, учитываемых по методу долевого участия в объеме 0,8 млн. тонн (5,9 млн. баррелей), что на 16,3% больше объема добычи в 2002 году.

Объем добычи газа, включая долю НК ЮКОС в добыче зависимых компаний, увеличился с 2,39 млрд. куб. м. (84,3 млрд. куб. футов) в 2002 году до 5,65 млрд. куб. м. (199,7 млрд. куб. футов) в 2003 году, включая долю НК ЮКОС в добыче зависимых компаний в объеме 0,86 млрд. куб. м. (30,4 млрд. куб. футов).

Объем эксплуатационного бурения в 2003 году составил 1036,6 тысяч метров, не включая долю НК ЮКОС в бурении зависимых компаний, что на 10,1% выше аналогичного показателя предыдущего года. В 2003 году в эксплуатацию было введено 356 новых скважин (335 скважин в 2002 году), не включая долю НК ЮКОС во вводе скважин зависимых компаний.

Объем нефтепереработки в 2003 году увеличился на 15,7% по сравнению с 2002 годом и составил 38,1 млн. тонн (279 млн. баррелей).

Выход светлых нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах НК ЮКОС, включая Mazeikiu Nafta, составил в 2003 году 60,60% по сравнению с 58,78% в 2002 году. Без учета Mazeikiu Nafta выход светлых нефтепродуктов в 2003 году составил 57,84%.

В 2003 году экспорт нефти за территорию Российской Федерации, включая поставки на Mazeikiu Nafta, составил 49,2 млн. тонн (359 млн. баррелей), что на 33,6% превышает показатель 2002 года. Экспорт нефтепродуктов за территорию Российской Федерации в 2003 году составил 11,9 млн. тонн (83 млн. баррелей), что на 15,1% превышает показатель 2002 года.

Зарубежная реализация нефти НК ЮКОС в 2003 году составила 43,0 млн. тонн (314 млн. баррелей), что на 21,1% превышает показатель 2002 года. Объем зарубежной реализации нефтепродуктов в 2003 году составил 18,1 млн. тонн (131 млн. баррелей), что на 47,5% выше показателя 2002 года в основном из-за включения в объемы зарубежной реализации нефтепродуктов НК ЮКОС продаж Mazeikiu Nafta в объеме 6,5 млн. тонн (50 млн. баррелей).

Объем реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке в 2003 году составил 17,9 млн. тонн (136 млн. баррелей), что на 4,0% ниже, чем в 2002 году.

Девиз ЮКОСа – обновление и рост производства по всем направлениям деятельности. Уже не первый год подряд компания добивается значительного прироста объемов добычи нефти (по итогам 2003 года объем добычи нефти НК ЮКОС составил 80,8 млн. тонн (591 млн. баррелей), включая долю НК ЮКОС в добыче зависимых компаний, учитываемых по методу долевого участия в объеме 0,8 млн. тонн (5,9 млн. баррелей), что на 16,3% больше объема добычи в 2002 году.

Объем нефтепереработки в 2003 году увеличился на 15,7% по сравнению с 2002 годом и составил 38,1 млн. тонн (279 млн. баррелей). Увеличение объема нефтепереработки в основном связано с включением в операционные результаты НК ЮКОС объема переработки литовской компании Mazeikiu Nafta в 2003 году в размере 7,2 млн. тонн (52 млн. баррелей). (см. Таблицу 1 Приложение 2).

Главная задача, которая стоит перед нефтедобывающим комплексом ЮКОСа, – снижение себестоимости добычи нефти. Она успешно решается посредством применения передовых технологий, улучшения качества ремонта скважин, повышения нефтеотдачи пластов, а также внедрения передовых технологий использования попутного газа, в том числе применение газотурбинных установок малой мощности для выработки электроэнергии.

Во II квартале 2004 года объем добычи нефти и газового конденсата НК ЮКОС составил 21,3 млн. тонн (156 млн. баррелей), включая долю НК ЮКОС в добыче зависимых компаний, учитываемых по методу долевого участия в объеме 0,4 млн. тонн (3,2 млн. баррелей), что на 8% больше объема добычи за аналогичный период 2003 года.

В первом полугодии 2004 года объем добычи нефти и газового конденсата НК ЮКОС составил 42,4 млн. тонн (310 млн. баррелей), включая долю НК ЮКОС в добыче зависимых компаний, учитываемых по методу долевого участия в объеме 0,8 млн. тонн (6,1 млн. баррелей), что на 8,7% превышает результаты первого полугодия 2003 года. (см. Таблицу 2 Приложение 2)

Объем нефтепереработки во II квартале 2004 года увеличился на 7,7% по сравнению со II кварталом 2003 года и составил 9,6 млн. тонн (70 млн. баррелей). Объем нефтепереработки в первом полугодии 2004 года увеличился на 7,2% по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года и составил 19,4 млн. тонн (142 млн. баррелей).

Объем добычи газа увеличился на 28,9% – с 1,15 млрд. куб. м. (40,7 млрд. куб. футов) во II квартале 2003 г. до 1,49 млрд. куб. м. (52,5 млрд. куб. футов) во II квартале 2004 года, включая долю НК ЮКОС в добыче зависимых компаний в объеме 0,45 млрд. куб. м. (15,9 млрд. куб. футов).

Объем добычи газа за первые 6 месяцев 2004 года увеличился на 23,1% – с 2,66 млрд. куб. м. (93,9 млрд. куб. футов) в первом полугодии 2003 года до 3,27 млрд. куб. метров (115,6 млрд. куб. футов) в первом полугодии 2004 года, включая долю НК ЮКОС в добыче зависимых компаний в объеме 0,86 млрд. куб. м. (30,5 млрд. куб. футов).

Во II квартале 2004 года зарубежная реализация нефти НК ЮКОС составила 11,8 млн. тонн (86 млн. баррелей), что на 3,1% превышает показатель за аналогичный период 2003 года. Внутригрупповые поставки нефти на Mazeikiu Nafta в объеме 1,5 млн. тонн (11 млн. баррелей) и прочие внутригрупповые поставки были исключены из объемов зарубежной реализации нефти НК ЮКОС во II квартале 2004 года.

В первом полугодии 2004 года объем зарубежной реализации нефти НК ЮКОС составил 23,6 млн. тонн (173 млн. баррелей), что на 11,4% выше аналогичного показателя за соответствующий период 2003 года. В объемы зарубежной реализации нефти не включались внутригрупповые поставки нефти на Mazeikiu Nafta в объеме 3,5 млн. тонн (26 млн. баррелей) и прочие внутригрупповые поставки.

Объем зарубежной реализации нефтепродуктов во II квартале 2004 года составил 4,6 млн. тонн (35 млн. баррелей), что на 9,7% выше показателя II квартала 2003 года. Объем реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке во II квартале 2004 года составил 4,1 млн. тонн (32 млн. баррелей), что на 6,1% ниже, чем во II квартале 2003 года.

Объем зарубежной реализации нефтепродуктов в первом полугодии 2004 года составил 9,4 млн. тонн (71 млн. баррелей), что на 17,2% выше аналогичного показателя за первое полугодие 2003 года. Объем реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке за первые 6 месяцев 2004 года составил 7,9 млн. тонн (61 млн. баррелей), что на 10,7% ниже по сравнению с результатом за первые 6 месяцев 2003 года.

Во II квартале 2004 года экспорт нефти за территорию Российской Федерации, включая поставки на Mazeikiu Nafta, составил 13,3 млн. тонн (97 млн. баррелей), что на 7,5% превышает показатель за аналогичный период 2003 года. Экспорт нефтепродуктов за территорию Российской Федерации во II квартале 2004 года составил 3,0 млн. тонн (21 млн. баррелей), что на 2,8% ниже показателя за аналогичный период 2003 года.

В первом полугодии 2004 года объем экспорта нефти за территорию Российской Федерации, включая поставки на Mazeikiu Nafta, составил 26,8 млн. тонн (196 млн. баррелей), что на 13,3% выше уровня первого полугодия 2003 года. Экспорт нефтепродуктов за территорию Российской Федерации в первом полугодии 2004 года составил 5,8 млн. тонн (42 млн. баррелей), что на 9,4% больше показателя за соответствующий период 2003 года.

Выход светлых нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах НК ЮКОС, включая Mazeikiu Nafta, во II квартале 2004 года составил 59,73% по сравнению с 59,89% во II квартале 2003 года. Без учета Mazeikiu Nafta выход светлых нефтепродуктов во II квартале 2004 года составил 58,65% по сравнению с 58,10% во втором квартале 2003 года.

Выход светлых нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах НК ЮКОС, включая Mazeikiu Nafta, за первые 6 месяцев 2004 года составил 61,77%, по сравнению с 60,30% за соответствующий период 2003 года. Без учета Mazeikiu Nafta выход светлых нефтепродуктов в первом полугодии 2004 года составил 58,76% по сравнению с 57,92% за аналогичный период предыдущего года.

Во II квартале 2004 года объем эксплуатационного бурения, не включая долю НК ЮКОС в бурении зависимых компаний, составил 227,5 тысяч метров, что на 27,5% меньше по сравнению со II кварталом 2003 года. Во II квартале 2004 года в эксплуатацию было введено 76 новых скважин по сравнению с 95 скважинами во втором квартале 2003 года, не включая долю НК ЮКОС во вводе скважин зависимых компаний.

В первом полугодии 2004 года объем эксплуатационного бурения НК ЮКОС без учета объемов бурения зависимых компаний составил 397,2 тыс. метров, что на 26,1% меньше соответствующего показателя первого полугодия 2003 года. В первом полугодии 2004 года НК ЮКОС ввела в эксплуатацию 141 новую скважину по сравнению со 168 скважинами за первое полугодие 2003 года.

НК ЮКОС занимает одно из ведущих мест среди отечественных нефтяных компаний по объемам запасов нефти. Согласно независимой оценке компании DeGolyer and MacNaughton, нефтяная компания ЮКОС возместила 338% объемов своей добычи в 2003 году и увеличила доказанные запасы нефти и газа до 16,0 млрд. баррелей нефтяного эквивалента по методологии Общества инженеров-нефтяников (SPE). По методологии американской Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC) возмещение запасов составило 420%, а доказанные запасы нефти и газа выросли до 13,0 млрд. баррелей нефтяного эквивалента.

Значительные запасы нефти и газа остаются важным конкурентным преимуществом НК ЮКОС, которое позволит компании и далее сохранять лидерство в отечественном нефтяном бизнесе. Беспрецедентный для НК ЮКОС уровень капитальных вложений в этом году нацелен не только на выполнение плана добычи в объеме 90 млн. тонн, но и на активное возмещение запасов.

ЮКОС ведет геологоразведочные работы в пределах Ханты-Мансийского автономного округа, на территории Томской, Тюменской, Самарской, Саратовской, Оренбургской областей и Красноярского края. Поиск идет на Арктическом шельфе, шельфах Каспийского и Черного морей, на Западной Камчатке, в Эвенкии и на полуострове Ямал. Исследуется возможность разработки месторождений в некоторых зарубежных странах.

Совокупная мощность перерабатывающих заводов обеспечивает Компании безусловное лидерство в области производства нефтепродуктов и полностью удовлетворяет ее потребности в переработке сырой нефти, оставляя достаточно возможностей для маневра. Поэтому НК ЮКОС не стремится к экстенсивному наращиванию мощностей, концентрируя усилия на повышении эффективности нефтепереработки, улучшении ассортимента выпускаемой продукции.

Постоянное внимание уделяется повышению качества и экологических характеристик выпускаемых нефтепродуктов. Еще в 1996 году ЮКОС стал первой в России компанией, полностью отказавшейся от выпуска этилированных бензинов, что было по достоинству оценено потребителями. Сегодня ни один из выпускаемых бензинов не содержит добавок свинца. Дизельное топливо, производимое нефтеперерабатывающими заводами ЮКОСа, содержит не более 0,2% серы – это один из лучших показателей для российских НПЗ. И в наступившем году особое внимание будет уделено качественным параметрам нефтепродуктов, в первую очередь на это будут направлены инвестиции.

В 2002 году на рынке появились автомобильные масла U-tech. Новая линейка – плод совместной работы специалистов НК ЮКОС, ведущих зарубежных производителей масел и пакетов присадок и отечественных автопроизводителей.

В последние годы была проведена существенная реорганизация сбытовой сети. Реализация нефтепродуктов выделена в самостоятельный вид бизнеса, что потребовало изменения менеджерских подходов и организационной структуры. Серьезное внимание уделено развитию региональной сбытовой сети, оптимизации транспортных схем; более оперативным стал маркетинг региональных рынков нефтепродуктов.

Эффективное использование Компанией принципов корпоративного управления привело к росту стоимости компании уже в 2000 году. В мае 2002 года НК ЮКОС возглавила список из четырех крупнейших российских компаний в FT 500 – ежегодном рейтинге самых дорогих компаний мира, публикуемом влиятельной Financial Times. В январе 2003 года международное кредитное рейтинговое агентство Moody's Investors Service присвоило нашей компании самый высокий долгосрочный кредитный рейтинг по обязательствам в иностранной валюте среди частных российских компаний – Ba2 (прогноз изменения рейтинга – «стабильный»). (см. Таблицу 3 Приложение 2)

В июле 2003 года в рейтинге лучших компаний мира Global 500 американского делового журнала Fortune впервые в истории мировой экономики российская компания – ЮКОС – названа мировым лидером по возврату капиталовложений и второй в мире по рентабельности продаж.

В январе 2004 года ЮКОС был удостоен еще одной престижной международной премии: журнал «IR Magazine», одно из крупнейших британских изданий для профессионалов инвестиционного сообщества, объявил о вручении наград IR Magazine Awards 2004. Наша компания была признана лучшей в трех из четырех номинаций премии.

Наконец, в мае 2004 года ЮКОС вновь стал первой частной российской компанией в ежегодном рейтинге FT 500 и занял второе место в аналогичном рейтинге Financial Times по Восточной Европе и является одиннадцатой компанией в мире в нефтегазовом секторе.

**3. Перспективы развития нефтяного комплекса РФ**

**3.1 Развитие экспортных направлений российской нефти**

В настоящее время основным рынком экспорта российской нефти и нефтепродуктов является Европа. На этот рынок приходится порядка 90% экспорта в связи с тем, что сложившаяся транспортная инфраструктура страны ориентирована на удовлетворение потребностей этого региона.

Рынок нефти стран Западной и Центральной Европы останется для России крупнейшим и в предстоящие 20–25 лет.

В то же время, доля стран АТР в экспорте российской нефти возрастет с 3% в настоящее время до 30% в 2020 году за счет увеличения экспорта с Сахалина и с новых месторождений Восточной Сибири и Якутии.

На Дальневосточном направлении ведутся работы по созданию оптимальной транспортной инфраструктуры для освоения нефтегазовых ресурсов в районе острова Сахалин в рамках проекта «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

В настоящее время наиболее динамично развивающийся нефтегазовый проект в Дальневосточном регионе Российской Федерации – «Сахалин-2». В рамках проекта в 1999 году впервые в истории России началась промышленная добыча нефти с установленной на шельфе стационарной платформы. В течение пяти производственных сезонов в Японию, Китай, Южную Корею, Тайвань, США, Филиппины было поставлено около 6,7 млн. тонн высококачественной нефти.

Предусматриваются следующие основные направления развития систем транспортировки нефти:

Северо-Балтийское направление – строительство третьей очереди Балтийской трубопроводной системы с поэтапным увеличением мощности направления с 42 до 50 млн. тонн к концу текущего года и до 62 млн. тонн нефти в конце 2005 года. Работы по расширению этой системы проводятся с учётом пропускной способности транспортных маршрутов по бассейну Балтийского моря и требований международной конвенции по безопасности транспортировки нефти и нефтепродуктов.

Кроме того, начаты предпроектные работы по обоснованию создания новой трубопроводной системы в направлении Баренцева моря экспортной мощностью до 120 млн. тонн нефти в год для выхода на рынки США и Европы.

Согласно прогнозам, потребление нефти и нефтепродуктов в странах АТР к 2010 году возрастет до 1510 млн. тонн, к 2020 году – до 1970 млн. тонн, а к 2030 году – до 2205 млн. тонн. Поэтому на Восточносибирском направлении – ведётся разработка ТЭО строительства уникальной нефтепроводной системы Восточная Сибирь – бухта Перевозная (Находка) протяжённостью около 4160 км, мощностью до 80 млн. тонн в год и ориентировочной стоимостью около $15 млрд. в ценах 2004 года для выхода на новые рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Ввод в эксплуатацию этой нефтепроводной системы позволит ускорить формирование новых центров добычи нефти в Восточной Сибири и республике Саха (Якутия).

Каспийско-Черноморско-Средиземноморское направление планируется развивать путем увеличения пропускной способности трубопровода Атырау – Самара до 25 – 30 млн. тонн нефти в год. Рассматривается проект расширения мощности системы ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум» до 67 млн. тонн в год.

С учётом ограниченных пропускных возможностей проливов Босфор и Дарданеллы на Центрально-Европейском направлении ведутся работы по интеграции трубопроводных систем «Дружба» и «Адрия» с целью поэтапного (5-10-15 млн. тонн в год) увеличения экспорта нефти из России и стран СНГ через нефтеперевалочный терминал в порту Омишаль (Хорватия), минуя черноморские проливы.

Достижение намечаемых уровней добычи нефти в стране и соответствующего развития геологоразведочных работ и транспортной инфраструктуры требует значительного роста инвестиций. Минимальные ориентировочные уровни инвестиций в нефтяной сектор на период до 2020 года составляют $200–210 млрд., из них в добычу нефти – $155–160 млрд., в переработку – $19–21 млрд., в транспорт нефти – порядка $27 млрд.

По подписанному соглашению Китаю будут гарантированы поставки российской нефти в течение 25 лет. А российский бюджет получит от сделки $60 млрд. Определилась ситуация и со строительством восточных трубопроводов. Китайский лидер приехал в Россию раньше своего японского коллеги и тем самым дал неоспоримое преимущество направлению Ангарск-Дацин.

«ЮКОСу» удалось пристроить в Китай почти двухлетний объем добычи нефти всей России. Соглашение, подписанное председателем правления «ЮКОСа» Михаилом Ходорковским и президентом китайской CNPC Ма Фуцаем, предусматривает, что в 2005–2010 годах в Дацин будет уходить по 20 млн. тонн в год, а затем – по 30 млн. тонн. В итоге за 25 лет трубопровод перевезет 700 млн. тонн российской нефти, а в прошлом году страна добыла 379 млн. тонн. «Мы согласовали основные параметры сделки. Она принесет нам $150 млрд., из которых $60 млрд. получит российский бюджет», – подсчитывает Михаил Ходорковский. Эти миллиарды от китайцев не последние.

China-Oil подписала договор с «ЮКОСом» о поставках нефти по железной дороге, по которому китайцы получат еще 6 млн. тонн нефти стоимостью $1,1 млрд[[8]](#footnote-8).

Договоренность «ЮКОСа» с китайской компанией – это один из высоких аккордов визита китайского руководителя в нашу страну. Экспорт российской нефти на Восток давно стал внешнеполитическим вопросом.

В настоящее время «ЮКОС» ежегодно добывает 15 миллионов тонн из своих месторождений в Томской области, в планах компании увеличить до 13 миллионов тонн добычу нефти в Красноярском крае (Эвенкийский автономный округ) и до 18 миллионов тонн добычу нефти в Якутии.

**3.2 Перспективные проекты экспортной деятельности НК ЮКОС**

Будущее НК ЮКОС связано с освоением богатейших запасов нефти и газа Восточной Сибири, открытием новых экспортных направлений, развитием нового для ЮКОСа бизнеса – производства электроэнергии.

Реализацией одного из последних проектов, нацеленных на превращение ЮКОСа в нефтегазовую энергетическую компанию, стало введение в строй в июне 2002 года Лугинецкой газокомпрессорной станции для утилизации попутного нефтяного газа, добываемого Компанией на территории Томской области. Мощность Лугинецкой станции – 1,5 млрд. куб. м. газа в год. Полученный ЮКОСом газ поступает в Единую газотранспортную систему России. Его потребителями станут промышленные предприятия и электростанции, использующие его в качестве топлива, а также население городов и поселков Западной Сибири и Алтая.

Один из самых масштабных проектов Компании на ближайшую пятилетку – строительство нефтепровода в Китай мощностью 30 млн. тонн в год и ориентировочной стоимостью $1,7 млрд. Для развития других направлений экспорта, альтернативных отгрузкам через Черное море, ЮКОС приступил к реализации реконструкции нефтепровода «Адрия», позволяющего поставлять российскую нефть напрямую в Адриатическое море через хорватский порт Омишаль. (см. рис. 1 Приложение 2)

В декабре 2002 года председатель правления ЮКОСа Михаил Ходорковский, президент ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов, президент Сибнефти Евгений Швидлер и исполнительный директор ТНК Герман Хан подписали «Меморандум о взаимопонимании по вопросу создания нефтепроводной системы для транспортировки нефти через морской нефтеналивной терминал в районе Мурманска». Информационные агентства всего мира назвали это событие «новостью №1». Значение проекта состоит в том, что в лице ЮКОСа и других компаний-участников Россия должна напрямую выйти на американский нефтяной рынок.

В настоящее время рассматриваются два варианта маршрута трубопровода: Западная Сибирь – Ухта – Мурманск протяженностью 3600 километров и Западная Сибирь – Уса – Мурманск (через Белое море) протяженностью 2500 километров.

В апреле 2002 года ЮКОС приобрел 49% акций государственной словацкой трубопроводной компании Transpetrol – оператора магистральных нефтепроводов на территории Словакии. Это позволяет ЮКОСу обеспечить бесперебойные поставки по одному из наиболее перспективных экспортных направлений российской нефти в Европе. Годовая добыча нефти в 75–80 млн тонн и газа в объеме 15 млрд кубометров, производство 13 млрд КВт/час электроэнергии, 1600 фирменных АЗС по всей стране – таким будет ЮКОС в 2005 году, превратившись в полноценную энергетическую компанию.

**3.2.1 Нефтепровод Западная Сибирь – Мурманск**

Один из самых заметных «нефтяных» проектов последних лет – строительство нефтепровода Западная Сибирь – Мурманск. ЮКОС участвует в этом проекте совместно с тремя другими крупнейшими нефтяными компаниями России. 27 ноября 2002 года в Москве председатель правления ОАО «НК «ЮКОС» Михаил Ходорковский, президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов, президент ОАО «Сибнефть» Евгений Швидлер и исполнительный директор ОАО «ТНК» Герман Хан подписали «Меморандум о взаимопонимании по вопросу создания нефтепроводной системы для транспортировки нефти через морской нефтеналивной терминал в районе Мурманска».

Подписание этого документа было названо международными информационными агентствами новостью №1. Впервые в отечественной истории четыре крупнейших нефтяных компании объединились для решения общенациональной задачи, способной изменить мировой статус России как страны-экспортера.

Стороны договорились о разработке согласованного варианта Декларации о намерении по проекту (ДОН) к апрелю 2003 года. После этого будет принято решение о дальнейшем проектировании, осуществлен выбор оптимального маршрута трубопровода, согласованы основные требования к объектам нефтепроводной системы и подготовлен детальный график реализации проекта.

Мурманск на территории России – единственный незамерзающий порт с 60-километровой закрытой бухтой и уникальными глубинами, через который можно ежегодно отгружать нефть танкерами дедвейтом 300 тысяч тонн и выше. Предполагается, что в порт по специально для этого построенному нефтепроводу из Западной Сибири будет поступать до 80 миллионов тонн нефти в год. Большая часть этого сырья будет продаваться на рынках Западной Европы и Америки. (см. рис. 2 Приложение 2)

В настоящее время рассматриваются два варианта маршрута трубопровода: Западная Сибирь-Ухта-Мурманск протяженностью 3600 километров и Западная Сибирь-Уса-Мурманск (через Белое море) протяженностью 2500 километров.

Предположительно, общая стоимость проекта в зависимости от маршрута трубопровода составит от 3,4 до 4,5 миллиарда долларов.  
 Разработка обоснования инвестиций, ТЭО строительства и рабочей документации будет вестись на протяжении 2003–2004 гг. Само строительство трубопровода запланировано на 2004–2007 гг., ввод в действие – на 2007 год. Общие налоговые поступления в бюджет РФ от реализации проекта составят 9,2 млрд. долларов, в том числе в федеральный – 4 млрд. долларов, в региональные – 5,2 млрд. долларов. По оценке специалистов, в процессе строительства Мурманской трубопроводной системы будет создано 6000, в процессе эксплуатации – 2000 новых рабочих мест.

3.2.2 Строительство трубопровода в КНР

Компания ЮКОС становится стратегическим поставщиком нефти для Китая. Между Россией и Китаем подписано генеральное соглашение о разработке ТЭО строительства нефтепровода, который позволит уже в 2005 году экспортировать 20 млн. тонн, а в 2010 году – 30 млн. тонн нефти. В соответствии с подписанным Соглашением на сегодняшний день практически завершен первый этап разработки ТЭО «Обоснование инвестиций в строительство нефтепровода Россия-Китай», в рамках которого на основании **Технического задания** разработан раздел **«Оценка воздействия строительства и эксплуатации нефтепровода на окружающую среду»**. В соответствии с соглашением, НК ЮКОС будет обеспечивать не менее 50 процентов поставок нефти по нефтепроводу. (см. рис. 3 Приложение 2)

С Китайской Народной Республикой ЮКОС плодотворно сотрудничает с 1999 года, когда в Поднебесную была отправлена пробная партия нефти – 12 тыс. тонн. Сейчас объем поставок нефти в Китай составляет около 1,5 миллиона тонн в год. 28 мая 2003 года ЮКОС и Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC) подписали соглашение о заключении контракта на поставку 6 млн тонн нефти из России в Китай по железной дороге на $1,1 млрд. Срок действия контракта 3 года.

В 1999 году в рамках IV регулярной встречи глав правительств России и Китая, прошедшей в Москве, был подписан пакет соглашений о сотрудничестве двух стран в области энергетики. Среди них было и соглашение между ЮКОСом, ОАО «Транснефть» и Китайской национальной нефтегазовой компанией о разработке технико-экономических расчетов (ТЭР) проекта строительства нефтепровода Россия-Китай.

В январе 2000 года результаты ТЭР подтвердили эффективность проекта. А в сентябре 2001 года в рамках визита в Россию премьера Госсовета КНР Чжу Жунцзи было подписано генеральное соглашение о разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта[[9]](#footnote-9).

На основании российско-китайского Генерального соглашения о разработке технико-экономического обоснования проекта строительства нефтепроводной системы «Россия-Китай» участниками проекта с российской стороны являются НК ЮКОС и трубопроводная компания «Транснефть», с китайской – Китайская национальная нефтегазовая корпорация.

Генеральным проектировщиком российского участка нефтепровода протяженностью 1452 км является ОАО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (ОАО «Гипротрубопровод»).

В мае 2002 года для максимально эффективного использования самых современных технологий строительства и новейших проектировочных решений к разработке проекта привлечены признанные международные эксперты в области строительства нефтепроводов компании John Brown Hydrocarbons Ltd и ILF.

В проектировании нефтепровода также принимает участие ФГУП «Производственный и научно-исследовательский институт по инженерным изысканиям в строительстве» (ФГУП ПНИИИС).

Проект предусматривает строительство нефтепровода по маршруту Ангарск – Забайкальск – Дацин. Общая протяженность нефтепровода составляет 2247 км. (см. рис. 4 Приложение 2)

По территории России нефтепровод проходит через Иркутскую область, Республику Бурятия, а также Читинскую область. Протяженность российской части нефтепровода составляет 1452 км, китайской – 795 км.

**3.2.3 Поставки нефти по железной дороге**

Компания «Российские железные дороги» (РЖД) и НК ЮКОС 27 марта 2004 года подписали соглашение о сотрудничестве, регулирующее взаимоотношения сторон, связанные с организацией железнодорожных поставок нефти в Китай.

Объем транспортировки нефти ЮКОСа в Китай по железной дороге будет заметно возрастать. Так, в 2004 году поставки запланированы в объеме 6,4 млн. тонн, в 2005 г. – 8,5 млн. тонн, в 2006 г. – 15 млн. тонн. Предполагается, что после 2007 года объемы поставок в направлении Китая будут еще увеличены.

Подписывая соглашение, президент РЖД Геннадий Фадеев подчеркнул, что увеличение объема поставок потребует строительства новых путей и электрификации одного из участков железной дороги в Восточной Сибири, предусматривающие инвестиции в объеме 40 млрд. рублей.

Председатель совета директоров ЮКОСа Семен Кукес отметил в связи с этим, что Компания будет использовать объемы поставок для привлечения кредитов в рамках модернизации железной дороги. По его мнению, другие нефтяные компании также будут заинтересованы в участии в проекте модернизации железной дороги с освоением месторождений Восточной Сибири.

Соглашение с РЖД необходимо НК ЮКОС для увеличения поставок нефти в Китай. Представители китайских компаний CNPC Sinopec в конце марта 2004 года провели с руководством НК ЮКОС переговоры об условиях 7-летнего контракта на поставку Китай 15 млн. тонн нефти в год. Контракт предполагает ежегодные поставки по 10 млн. тонн нефти для CNPC и 5 млн. тонн для Sinopec.

В феврале 2004 года ЮКОС уже заключил контракты на 2004–2005 год на поставку нефти в Китай. В 2004 году ЮКОС намерен поставить CNPC 3,86 млн. тонн и Sinopec – 2,55 млн. тонн, затем в 2005 году – для CNPC 5,5 млн. тонн и Sinopec 3–3,5 млн. тонн.

**3.2.4 Каспийская нефтяная компания**

Участие в созданной в 2000 году совместно с «Газпромом» и ЛУКОЙЛом «Каспийской нефтяной компании» (КНК) для ЮКОСа не только выгодная сделка. Прежде всего, это вклад в реализацию масштабного проекта, имеющего для России огромное геополитическое значение.

«Каспийская нефтяная компания» образована в 2000 году. 25 июля ЮКОС, ЛУКОЙЛ и «Газпром» подписали учредительные документы. КНК создана для поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений в Каспийском регионе, и, прежде всего, на шельфе Каспийского моря. Штаб-квартира в Астрахани.

Каждой из трех компаний-учредителей принадлежит по трети уставного капитала КНК. Руководит КНК генеральный директор (сейчас – Александр Порохнин) и Совет директоров, избираемый на два года. В него от каждой компании входят по два представителя.

Совет директоров «Каспийской нефтяной компании» возглавил представитель НК ЮКОС – вице-президент ЮКОС ЭП Александр Афанасенков.

Принимая решение об участии в КНК, ЮКОС руководствовался следующими мотивами. Во-первых, проект служит укреплению позиций России в Каспийском регионе. Во-вторых, участие дает Компании бесценный опыт работ на шельфе с использованием самых передовых технологий. В третьих, участие в КНК даст ЮКОСу прирост запасов нефти в размере 200–300 млн. тонн. Наконец, в четвертых, сотрудничество ведущих отечественных компаний с разным стилем менеджмента, объединивших на Каспии свои инвестиционные возможности, позволит в перспективе распространить этот опыт на другие российские регионы, прежде всего Восточную Сибирь.

**3.2.5 Развитие прибалтийского экспортного направления**

Летом 2002 года ЮКОС значительно укрепил свои позиции на стратегически важных рынках сбыта российской нефти. После тщательной подготовки компанией была проведена сделка по приобретению пакета акций мощного литовского концерна Mazeikiu Nafta, в который входят Мажейкяйский НПЗ, терминал Бутинге и Биржайский нефтепровод. (см. рис. 5 Приложение 2)

Управлением Mazeikiu Nafta по соглашению с правительством Литвы занималась американская компания Williams International. Изначально ей принадлежали 33% акций концерна. Другим акционером концерна являлось Правительство Литвы.

В июне 2002 года, купив акции новой эмиссии за $75 млн. и предоставив концерну $75 млн. в качестве кредита на модернизацию НПЗ, в состав акционеров Mazeikiu Nafta вошел и ЮКОС. После этого НК ЮКОС и международному подразделению Williams стало принадлежать по 26,85% акций Mazeikiu Nafta, правительству Литвы – 40,66% акций.

20 августа 2002 года НК ЮКОС и Williams объявили о соглашении о приобретении дочерней компанией НК ЮКОС принадлежащих Williams International 26,85 процентов акций Mazeikiu Nafta за 85 млн. долларов США. Соглашение также предусматривало передачу нефтяной компании ЮКОС прав управления концерном Mazeikiu Nafta.

В соответствии с условиями соглашения о приобретении НК ЮКОС первоначальной доли в Mazeikiu Nafta, правительство Литвы было проинформировано о наличии у него пропорциональных опционных прав на приобретение части пакета акций Mazeikiu Nafta, продаваемого компанией Williams. После завершения сделки 19 сентября 2002 года доля НК ЮКОС в уставном капитале Mazeikiu Nafta увеличилась до 53,7%.

НК ЮКОС рада возможности увеличить свой пакет акций в Mazeikiu Nafta и готова осуществлять управление комплексом в интересах всех его акционеров. Её усилия будут направлены на модернизацию и улучшение работы Mazeikiu Nafta с тем, чтобы сделать предприятие прибыльным и превратить его в конкурентоспособного игрока на европейском рынке нефтепродуктов. Для обеспечения успешной деятельности Mazeikiu Nafta ЮКОС будет работать в тесном партнерстве с Правительством Литвы.

Приобретение в июне этого года первого пакета акций предприятия стало свидетельством долгосрочной приверженности НК ЮКОС интересам Литвы и Mazeikiu Nafta. Дополнительные инвестиции, а также управленческие функции, которые принимает на себя компания, вновь демонстрируют твердое намерение НК ЮКОС превратить Mazeikiu Nafta в ключевой европейский нефтеперерабатывающий комплекс.

**3.2.6 Реконструкция трубопровода Адрия**

В Хорватии компания ЮКОС ведет реконструкцию нефтепровода «Адрия». Его соединение с нефтепроводом «Дружба» позволит транспортировать нефть на побережье Адриатического моря без промежуточной перевалки, резко увеличивающей стоимость экспорта. (см. рис. 6 Приложение 2)

По части экспорта нефти одним из наиболее перспективных сейчас считается юго-западное направление. Российская нефть транспортируется до портов Черного моря, затем перевозится на юг Европы танкерами. Однако одного этого пути очень скоро станет недостаточно.

По прогнозам, к 2015 году экспорт из черноморских портов возрастет до 110 млн. тонн. Тем временем пропускная способность пролива Босфор может быть увеличена не более чем до 90 млн. тонн.

Отчасти эту проблему сможет решить начатая в 2000 году реконструкция нефтепровода «Адрия», которую ведет ЮКОС по соглашению с хорватской нефтетранспортной компанией JANAF. Реализация проекта позволит соединить хорватское направление нефтепровода «Дружба», ведущий нефть из России через Белоруссию, Украину и Венгрию на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) в хорватском городе Сисак, и «Адрию», связывающую Сисак с портом Омишаль.

Собственно, главная проблема состоит в том, что «Адрия» работает в ином направлении: не с востока на запад, как «Дружба», а, наоборот, с запада на восток.

Чтобы вывести российскую нефть в Адриатическое море, ЮКОС повернет нефтяные реки вспять.

На первом этапе пропускную способность нефтепровода в направлении порта предполагается довести до 5 млн. тонн в год, а впоследствии – до 15 млн. тонн.

В этот проект Компания инвестировала $20 млн. Для его реализации создано специальное подразделение – «ЮКОС-Адрия» с штаб-квартирой в Загребе. Усилия вполне оправданны: порт Омишаль – глубоководный. Это позволит работать с танкерами, способными перевозить до 350 тысяч тонн нефти. А возможность использования большегрузных танкеров делает высокорентабельными рейсы даже на такие направления, как Северная Америка.

**3.2.7 Нефтепровод Братислава-Швехат**

В августе 2003 года было заключено еще одно крупное экспортное соглашение: ЮКОС и австрийская компания OMV подписали меморандум о строительстве нефтепровода от словацкого города Братислава до австрийского Швехата, где находится принадлежащий OMV нефтеперерабатывающий завод.

Строительство новой ветки протяженностью 60 километров планируется завершить к концу 2005 года. Ориентировочная стоимость проекта – 28 млн. евро.

OMV – крупнейшая акционерная промышленная компания Австрии с объемом продаж 7,08 млрд. евро в 2002 году, текущей капитализацией – 2,8 млрд. евро и численностью 5828 человек. Как ведущая нефтегазовая группа в Центральной и Восточной Европе, OMV работает в области переработки и сбыта в 12 странах. В 17 странах OMV ведет разведку и добычу нефти. Группа также управляет рядом интегрированных химических предприятий.

По условиям соглашения, в 2006 году по новому нефтепроводу Братислава-Швехат австрийский НПЗ примет 2 млн. тонн нефти компании ЮКОС. Затем поставки будут увеличены до полной пропускной способности нефтепровода – 3,6 млн. тонн. На третьем этапе сотрудничества ЮКОС может ввести в строй дополнительные перекачивающие мощности, что позволит Компании увеличить объем поставок до 5 млн. тонн в год, что составляет половину мощности австрийского НПЗ. (см. рис. 7 Приложение 2)

Первоначальный период поставок, согласно подписанному меморандуму, составит 10 лет. Затем, если сотрудничество будет устраивать обе стороны, его срок будет продлен.

Подписанный меморандум – первый шаг на пути развития наших долгосрочных взаимовыгодных отношений с компанией ОМV. Реализация этого масштабного проекта позволит партнерам компании существенно диверсифицировать поставки нефти, а НК ЮКОС – увеличить объемы экспорта на перспективный европейский рынок.

Большую выгоду проекта признает и австрийская сторона. Сотрудничество с НК ЮКОС дает преимущество с точки зрения себестоимости и логистики.

Контракт с OMV – еще один решительный шаг НК ЮКОС на пути к завоеванию европейского рынка: до этого были заключены соглашение с венгерской компанией MOL на поставку 7,2 млн. тонн в год и с польским концерном PKN Orlen. В рамках контракта с PKN Orlen в течение 2003 года будет поставлено 3 млн. тонн, в 2004–2006 годах – по 3,6 млн. тонн нефти в год, а в 2006–2009 годах – до 5,2 млн. тонн[[10]](#footnote-10). Теперь, после соглашения с OMV, Компания ЮКОС займет прочные позиции на топливном рынке стран Центральной Европы.

Ключевыми рынками сбыта в «ЮКОСе» считают США, Европу и Китай. Для завоевания этих рынков надо обеспечить инфраструктуру (трубопроводы, перевалку, возможно, переработку) и долгосрочное партнерство с потребителями. Для этого, возможно, придется приобретать доли в НПЗ и участвовать в их реконструкции, чтобы увеличить переработку российской нефти Urals.

Ключевым звеном для увеличения континентальных поставок в Европу будет словацкая нефтепроводная компания Transpetrol, приобретенная в конце 2001 года. Магистрали Transpetrol соединяют украинскую часть нефтепровода «Дружба» с Чехией, Венгрией и Хорватией. Они будут использованы в проекте «Дружба – Адрия» по поставкам 5 млн. т нефти в хорватский порт Омишаль, откуда сырье супертанкерами может доставляться в США. Система Transpetrol также имеет выход на чешский трубопровод Mera, построенный для поставок сырья из порта Триест. Также можно реверсировать эту трубу и снабжать по ней три НПЗ в Южной Германии. С чешскими коллегами уже проводятся консультации. Третья возможность, которую открывает Transpetrol, – это поставки на расположенный близ Вены нефтеперерабатывающий завод компании ОMV. От словацкой трубы до Вены всего 40 км.

Загоревшись идеей поставлять нефть в США, «ЮКОС» теперь поддерживает план «ЛУКОЙЛа» построить нефтяной терминал в Мурманске и протянуть до него трубопровод. Трубу следует проложить из Западной Сибири через Тимано-Печору, где работает «ЛУКОЙЛ». Протяженность трубопровода составит немногим более 3000 км, мощность – 50 млн. т нефти в год, необходимые инвестиции – $4 млрд. Этот проект, как считают в «ЮКОСе», можно реализовать в течение пяти лет.

Если все эти планы будут выполнены, компания надеется к 2010 г. добывать 130 млн. т нефти и распределять их следующим образом: 30 млн. т – переработка в России, 20 млн. т – по нефтепроводу в Китай, 45 млн. т – по системе «Транснефти» в Западную Европу и 35 млн. т – через Мурманск в США[[11]](#footnote-11). Заявленный «ЮКОСом» рост добычи вполне реален. Единственным сдерживающим фактором является сбыт.

**Заключение**

Нефтяная промышленность России – стратегически важное звено в нефтегазовом комплексе – обеспечивает все отрасли экономики и население широким ассортиментом моторных видов топлива, горюче-смазочных материалов, сырьем для нефтехимии, котельно-печным топливом и прочими нефтепродуктами. На долю России приходится около 13% мировых запасов нефти, 10% объемов добычи и 8,5% её экспорта. В структуре добычи основных первичных энергоресурсов на нефть приходится около 30 процентов.

В целом ресурсная база нефтяной и газовой отраслей ТЭК страны позволяла обеспечить бесперебойное снабжение экономики и населения топливом.

Однако основными проблемами остаются:

– состояние сырьевой базы добывающих отраслей, как в количественном отношении (сокращение объемов запасов), так и в качественном (рост доли трудно извлекаемых запасов) отношениях,

– недостаточные объемы геологоразведочных работ,

– высокая степень износа основных фондов,

– отсутствие комплексного энергетического законодательства,

– недостаток инвестиционных вложений,

– отсутствие зрелой рыночной инфраструктуры, недостаточное внимание развитию малого предпринимательства,

– высокая степень зависимости нефтегазового сектора России от состояния и конъюнктуры мирового энергетического рынка.

Перспективные уровни добычи нефти в России будут определяться в основном уровнем мировых цен на топливо, налоговыми условиями, научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, а также качеством разведанной сырьевой базы. Добиться дальнейшего наращивания уровня добычи нефти до 360 млн. тонн к 2020 году можно за счет:

* изменения стратегии и повышения эффективности геологоразведочных работ;
* вовлечения в эксплуатацию бездействующего фонда скважин и доведения его до норматива;
* освоения новых месторождений нефти;
* подготовки к промышленному освоению нефтегазовых ресурсов Тимано-Печорского бассейна, Восточной Сибири, Республики Саха (Якутия), на шельфах северных морей, Каспийского моря и о. Сахалина.

Одним из приоритетов энергетической стратегии должна быть модернизация и коренная реконструкция предприятий нефтеперерабатывающей промышленности для выведения ее на современный технический уровень. Переработка нефти в 2020 году намечается в объемах 200-225 млн. тонн.

Структурная перестройка нефтеперерабатывающей промышленности предусматривает:

* повышение глубины переработки нефти до 75-80% в 2010 г. и 85% к 2020 г.;
* обеспечение в полном объеме потребности страны в высококачественных светлых нефтепродуктах и повышение эффективности экспорта жидкого топлива;
* вывод из эксплуатации излишних и неэффективных установок и других объектов НПЗ;
* снижение энергетических и материальных затрат в процессах производства продуктов нефтепереработки и нефтехимии;
* максимальное приближение производства нефтепродуктов к их потребителям, в том числе за счет строительства современных малых и средних НПЗ в местах потребления.

Увеличение загрузки мощностей нефтеперерабатывающих заводов до 90–95% и глубины переработки нефти до 80–85% позволит дополнительно переработать более 70 млн. тонн нефтяного сырья и увеличить выпуск нефтепродуктов до 65 млн. тонн, что равносильно увеличению доходов в среднем на 5–6 млрд. рублей. Техническое перевооружение и реконструкция нефтеперерабатывающей промышленности России позволит не только изменить качество продуктов нефтепереработки, но и увеличить выпуск высококачественных светлых нефтепродуктов, соответствующих мировым стандартам, повысить эффективность экспорта нефтепродуктов и существенно снизить при этом долю отгрузки нефти на экспорт.

Повышение нормативных требований к качеству нефтепродуктов и коренная реконструкция предприятий нефтепереработки должны обеспечить существенное улучшение экологической обстановки и привести к снижению выбросов вредных веществ, а также к снижению энергетических и материальных затрат в процессах производства продукции.

В России уже в 2005 году должны более чем в два раза сократиться суммарные выбросы в атмосферу оксидов серы от использования моторного топлива.

За счет использования высокоактивных и селективных катализаторов, современного оборудования, лучшей организации факельного хозяйства можно существенно снизить энергоемкость процессов нефтепереработки.

Важным перспективным направлением переработки нефтяного сырья является развитие нефтехимии, в том числе производства полимеризационных пластмасс.

Основным источником капитальных вложений должны стать собственные средства компаний. При освоении новых районов добычи возможно привлечение кредитных средств на условиях проектного финансирования. В перспективе до 25–30% общего объема инвестиций может составить заемный и акционерный капитал.

Гарантированное обеспечение нефтегазовой отрасли достаточными инвестиционными ресурсами возможно только при стабильности и предсказуемости на мировых рынках нефти, в том числе и установление справедливой цены на нефтяное сырье, учитывающей долгосрочные интересы производителей и потребителей нефти.

Развитие сотрудничества ОПЕК и Российской Федерацией, являющейся крупнейшим за пределами этой организации производителем и экспортером нефти, проведение регулярных консультаций с руководством ОПЕК и другими ведущими производителями и потребителями энергетических ресурсов будет, несомненно, способствовать нахождению баланса интересов всех сторон.

1. www.expert.ru - Журнал "Эксперт", 2004, №26. [↑](#footnote-ref-1)
2. www.expert.ru - Эксперт, 2004, №37 [↑](#footnote-ref-2)
3. Экспортировать бензин станет дороже// Коммерсант, 2004. №194, с.6-7 [↑](#footnote-ref-3)
4. www.superbroker.ru - ИК "Файненшл Бридж" 01 июня 2004 г. [↑](#footnote-ref-4)
5. www.tatcenter.ru [↑](#footnote-ref-5)
6. www.rusenergy.ru [↑](#footnote-ref-6)
7. Российская нефть никому не нужна//Известия, 2004, №56, с.14-15. [↑](#footnote-ref-7)
8. www.izvestiya.ru - Газета "Известия", 29 мая 2003 года [↑](#footnote-ref-8)
9. Нефть ЮКОСа возвращается в Китай//Коммерсант, 2004, №197, с. 28-29. [↑](#footnote-ref-9)
10. ЮКОС построит нефтепровод в Европе// Коммерсант, 2003, № 198, с. 13 [↑](#footnote-ref-10)
11. www.yukos.ru [↑](#footnote-ref-11)