

УДК 338.5

*М.Е. Фрай***ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ**

В статье рассмотрены роль нефтяной промышленности Российской Федерации в экономике страны, состав, структура и состояние нефтяного комплекса России. Приведена общая статистика по состоянию и общему составу нефтедобывающих компаний, нефтеперерабатывающих компаний, компаний, которые реализуют нефть и нефтепродукты. Более подробно изложена информация по купным вертикально интегрированным компаниям (ВИНК). Рассмотрены уровень разведанности месторождений на всей территории России, а также факторы, способствовавшие росту нефтедобычи, позитивные и негативные тренды, поддерживающие и снижающие рост нефтедобычи в разных частях страны. Проанализированы экспорт нефтепродуктов за рубеж, состояние и развитие переработки нефти и производства нефтепродуктов в разрезе компаний и территориально. Приведены основные показатели внутреннего рынка топлив: бензины, дизельное топливо, масла, мазут, битум и прочие. Рассмотрены состояние биржевой торговли нефтепродуктами, развитие вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) за последние годы, перспективы развития в будущем. Приведены аналитические данные в разрезе компаний, регионов, стран. Рассмотрена международная ситуация в нефтяной отрасли.

Ключевые слова: нефтяная промышленность, топливно-энергетический комплекс (ТЭК), вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК), начальные суммарные ресурсы, месторождения, нефтедобыча, гринфилды, проходки в бурении.

Нефтяная промышленность (далее – НП) Российской Федерации является важной составной частью экономики нашей страны. Она объединяет в своем составе предприятия, сооружения и технологические объекты, обеспечивающие добычу, переработку и реализацию топливных ресурсов как внутри страны, так и за ее пределами. Ее масштабы и роль для Российской Федерации настолько велики, что можно говорить о НП как о ключевом факторе существования и развития общества внутри страны и страны внутри геополитического пространства в мире.

В состав нефтяной промышленности России входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке и сбыту нефти и нефтепродуктов.

В отрасли действуют 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов (мощность от 1 млн т/год), мини-НПЗ и заводы по производству масел. Протяженность магистральных нефтепроводов составляет около 50 тыс. км и нефтепродуктопроводов – 19,3 тыс. км.

По состоянию на 01.01.2014 г. добычу нефти и газового конденсата (нефтяного сырья) на территории российской Федерации осуществляли 294 организации, имеющие лицензии на право пользования недрами, в том числе:

- 111 организаций, входящих в структуру 10 вертикально интегрированных компаний, включая Газпром (далее – ВИНК), на долю которых по итогам года приходится суммарно 87,4 % всей национальной нефтедобычи;
- 180 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК;
- 3 компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (далее – операторы СрП) [1].

Структуру нефтяной отрасли составляют крупные вертикально-интегрированные нефтяные компании. Наиболее мощными из них являются нефтяные компании «Роснефть», «Газпром нефть», «Лукойл» и «Сургутнефтегаз», «Славнефть» и «Русснефть».

Транспортировка нефти и нефтепродуктов осуществляется предприятиями акционерных компаний «Транснефть» и «Транснефтепродукт».

Нефтяной комплекс России оказывает мощное положительное влияние на развитие экономики. Несмотря на экономический кризис последних лет, Россия сохранила ведущее место в мире среди нефтегазодобывающих стран-экспортеров. Такое относительно благополучное положение во многом определяется сформировавшейся в эпоху советского периода сырьевой базой углеводородов (УВ), неравномерно сосредоточенной в основных нефтегазоносных провинциях [2].

Начиная с 1994 г. ситуация с воспроизводством сырьевой базы УВ стала ухудшаться. Из-за недостаточного финансирования резко снизились объемы геолого-разведочных работ (ГРП), соответственно сократилось число открытых новых месторождений.

Вместе с тем прогнозы показывают, что по крайней мере в течение всей первой половины XXI в. основными энергоносителями в мире и России останутся нефть и газ. Из этого неизбежно следует необходимость развития сырьевой базы УВ – основы нефтегазового комплекса страны.

Сырьевая база жидких УВ (нефть и газовый конденсат). Запасы, имеющие промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные (категории А, В, С1) и предварительно оценочные (категория С2). Категория С1 – запасы залежи или части залежи, изученные разведочными скважинами, по которым получен промышленный приток нефти или газа. Категория С2 – запасы неразведанной части выявленной залежи.

Ресурсы – это количество УВ, находящееся в недрах в виде скоплений нефти, газа и конденсата, доступное для оценки на основе прямых или косвенных геологических данных. Ресурсы по степени обоснованности разделены на категории, образующие с категориями запасов единый ряд А–Д. По степени изученности ресурсы подразделяются на перспективные (С3) и прогнозные категории (Д1 и Д2) [3].

Начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти России, включающие накопленную добычу, запасы категорий А+В+С1+С2, перспективные (категория С3) и прогнозные (категории Д1+Д2) ресурсы, распределены неравномерно и составляют на суше 87,6 %, на шельфе – 12,4 %.

Из общего объема НСР накопленная добыча нефти составляет 16 %, разведанные запасы категорий А + В + С1 – 17 %, предварительно оцененные запасы категории С2 – 8 %, перспективные и прогнозные ресурсы – 58 %.

Наибольший объем НСР сосредоточен в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Всего на территории России открыто 2407 нефтесодержащих месторождений, в том числе 1958 – нефтяных, 193 – газонефтяных, 32 – нефтегазовых и 224 – нефтегазоконденсатных. Из общего числа открытых месторождений 1253 вовлечены в разработку, в которых сосредоточено 53,3 % общероссийских запасов нефти [3].

По крупности запасов месторождения распределяются следующим образом: 10 уникальных (запасы каждого месторождения больше 300 млн т); 139 крупных (30–300 млн т); 219 средних (10–30 млн т); остальные – мелкие (менее 10 млн т). При этом на месторождения с извлекаемыми запасами более 30 млн т приходится 73 % общероссийских запасов и около 76 % добычи нефти [3].

К уникальным месторождениям относятся:

- Ромашкинское в Республике Татарстан;
- Самотлорское, Федоровское, Салымское, Приобское, Тевлинско-Русскинское, Красноленинское, Ватъеганское в Ханты-Мансийском АО;
- Русское в Ямало-Ненецком АО;
- Юрубчено-Тохомское в Эвенкийском АО.

Следует отметить, что месторождение Русское не разрабатывается, а годовая добыча по Приобскому, Юрубчено-Тохомскому и Салымскому месторождениям составляет менее 3 % разведанных запасов каждого.

Большая часть разведанных запасов нефти (91 %) уже передана недропользователям. На долю вертикально интегрированных нефтяных компаний приходится около 77 % запасов нефти.

В целом, если полагаться только на сухие цифры, можно было бы охарактеризовать состояние сырьевой базы нефтяного комплекса России как благополучное: разведанные запасы нефти составляют 12 % мировых (второе место в мире), обеспеченность добычи разведанными запасами – около 50 лет.

Однако запасы и ресурсы нефти в основном сосредоточены в отдаленных, труднодоступных и недостаточно обжитых районах, характеризуются сложными горно-геологическими условиями, сравнительно низким качеством нефти. Рентабельность разработки таких запасов в условиях рыночной экономики находится в сильной зависимости от мировых цен на нефть.

В настоящее время возникает необходимость в проведении переоценки ресурсов и запасов нефти на совершенно новой методологической и классификационной основе, в том числе с учетом изменившихся экономических условий, но уже сейчас очевидно, что имеющиеся результаты оценки состояния сырьевой базы несколько преувеличены.

В общем числе разведанных месторождений 82 % составляют мелкие. Выработанность запасов в целом по России достигла 50 %, особенно высокая степень выработанности характерна для месторождений Урало-Поволжья и Северного Кавказа. Доля запасов с выработанностью более 80 % превышает 1/4 разрабатываемых запасов, свыше 1/3 составляют запасы с обводненностью более 70 % [4].

Из текущих запасов нефти 19 % находятся в подгазовых зонах нефтегазовых залежей, 14 % представлены тяжелыми и высоковязкими нефтями. Снижаются текущие дебиты эксплуатационных скважин.

Большое значение имеет проблема воспроизводства сырьевой базы нефтегазового комплекса России.

В соответствии с разрабатываемой «Энергетической стратегией России на период до 2020 года» задача прогнозирования развития сырьевой базы нефтегазового комплекса имеет концептуальное и варианты решения, учитывающие величину, размещение и структуру запасов и ресурсов нефти и газа, а также комплекс экономических, технико-технологических, экологических и социально-политических факторов, определяющих объемы добычи и потребления, транспортные и другие издержки.

Прогноз добычи УВ. Согласно проекту «Энергетической стратегии...» добыча УВ-сырья будет развиваться во всех существующих нефтегазодобывающих районах России, а также в новых районах Восточной Сибири, Дальнего Востока и на шельфе. Преобладающая часть добывающих мощностей будет размещаться в Западной Сибири, где сосредоточены наибольшие запасы и ресурсы. Вместе с тем, сколь оптимистично ни оценивался бы потенциал этого региона, снижение его возможностей в отношении добычи неизбежно уже в обозримом будущем. Прежде всего прогнозируется снижение добычи в добывающих районах европейской части России и на острове Сахалин.

На протяжении всего 2013 г. отмечалось устойчивое превышение уровня среднесуточной добычи нефти по сравнению с 2012 г., при этом в декабре отчетного года был достигнут максимальный показатель среднесуточной добычи не только за прошедший год, но и весь постсоветский период функционирования отрасли (1 451,3 тыс. т / сут.).

Технологическая основа роста производства нефтяного сырья была обеспечена:

– освоением новых месторождений Восточной Сибири и дальнего Востока (годовой прирост добычи на Ванкорском месторождении компании «Роснефть» составил +3,1 млн т к уровню 2012 г., на Верхнечонском – +0,6 млн т, на Северо-Талаканском месторождении компании «Сургутнефтегаз» – +0,6 млн т);

– вовлечением в разработку и освоением новых месторождений севера европейской части России (месторождения Титова и Требса компании «Башнефть» – +0,3 млн т), и шельфа Каспийского моря (месторождение им. Корчагина компании «ЛУКОЙЛ» – +0,8 млн т).

Базовыми экономическими факторами, способствовавшими росту нефтедобычи стали:

– повышение инвестиционной привлекательности нефтедобычи вследствие снижения налоговой нагрузки на добывающие компании за счет введения дифференцированного НдПИ и иных налоговых льгот;

– стабильно высокий уровень цен и благоприятная конъюнктура спроса.

В результате по итогам года рост добычи показали две основные группы компаний-производителей нефти (ВИНК и независимые компании):

– по группе ВИНК суммарный прирост добычи в сравнении с 2012 г. составил +3,5 млн т (+0,8 %);

– по группе независимых добывающих компаний прирост добычи составил +1,9 млн т (+3,8 %).

Вместе с тем сохранилась тенденция предшествующего года к снижению производства операторами Сахалинских СрП, вследствие чего сократился объем добычи по группе операторов СрП в целом (–0,2 млн т, или –1,4 % к 2012 г.) [1].

При этом следует отметить, что:

– стабилизация производства на территории старейшего района нефтедобычи европейской части России – в Урало-Поволжье – была обеспечена более широким применением современных методов повышения нефтеотдачи и вводом в эксплуатацию малых месторождений, ранее считавшихся недостаточно рентабельными, чему способствовали изменения режима налогообложения в отрасли;

– рост производства на европейском севере России и на востоке страны поддерживается за счет создания и ввода в эксплуатацию новых добывающих мощностей на перспективных месторождениях, которые в течение еще нескольких последующих лет могут сохранять потенциал роста;

– фиксируемое в течение последних лет сокращение производства нефти в западной Сибири носит прогрессирующий характер (–0,2 % в 2012 г. и –0,5 % в 2013 г.). Тем не менее регион по-прежнему сохраняет статус крупнейшего нефтедобывающего центра страны. Доля Западной Сибири в национальной нефтедобыче по итогам года составила 60,3 %, объем годовой добычи – 315,7 млн т.

По итогам 2013 г. валовая добыча нефти на новых месторождениях (со сроками ввода в эксплуатацию не более 5 лет) составила 37,2 млн т, снизившись относительно уровня предыдущего года на –0,4 млн т (–1,1 % к 2012 г.). В отчетном году на долю новых месторождений пришлось 7,1 % от суммарной нефтедобычи по стране, что на 0,2 % ниже, чем в 2012 г. [3].

Отмечаемое снижение объемов нефтедобычи на новых месторождениях является следствием постепенного сокращения количества перспективных и крупных гринфилдов на большей части территории страны (за исключением европейского севера и востока России) по мере сокращения ресурсно-сырьевой базы.

В то же время сохраняется положительная динамика высоких темпов роста производства нефтяного сырья на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В 2013 г. нефтяная отрасль России сохранила положительную динамику роста капитальных вложений ВИНК в нефтедобычу. Суммарные капвложения в нефтедобычу составили 896,2 млрд руб. (+34,8 млрд руб. к 2012 г.). Однако темпы роста капвложений относительно предшествующего периода замедлились с +14,6 % в 2012 г. до +4,0 % за отчетный период. Удельные капвложения на тонну добываемой нефти в среднем по России возросли с 1 961,1 руб. / т в 2012 г. до 2 032,3 руб. / т (+71,2 руб. / т, или +3,6 % к показателю прошлого года) [3].

При этом следует обратить внимание, что при региональном распределении капвложений в нефтедобычу данный показатель крупнейшего нефтедобывающего региона страны – Западной Сибири – не только не увеличился, но и впервые за несколько лет заметно снизился с 525,5 млрд руб. в 2012 г. до 502,0 млрд руб. в отчетном году (–23,5 млрд руб., или –4,5% к 2012 г.).

Капвложения в добычу на месторождениях европейской части России, а также регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока выросли, однако и в этих регионах отмечавшиеся в предшествующие периоды высокие темпы роста инвестиций в нефтедобычу замедлились. По итогам 2013 г. капвложения ВИНК в нефтедобычу составили:

– в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – 149,6 млрд руб. (+5,5 млрд руб., или +3,8 % к 2012 г.);

– в европейской части России – 244,6 млрд руб. (+52,9 млрд руб., или +27,6 % к 2012 г.) [3].

С учетом начальных стадий разработки и вследствие слаборазвитой инфраструктуры удельные капвложения на тонну добываемой нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке практически вдвое превышают аналогичные показатели европейской части России и Западной Сибири и в полтора раза выше среднего значения по России.

По итогам 2013 г. объем вывоза нефти из России (российские ресурсы) составил 235,0 млн т, снизившись по сравнению с 2012 г. на 4,7 млн т (–2,0 %).

Сокращение вывоза нефтяного сырья с таможенной территории российской Федерации было отмечено по всем группам производителей:

– по группе ВИНК на 3,5 млн т (–1,7 % к 2012 г.);

– по группе независимых производителей (без учета операторов СрП) на 1,1 млн т (–5,8 % к 2012 г.);

– по операторам СрП на 0,1 млн т (–0,7 % к 2012 г.).

В рамках мероприятий по комплексному развитию системы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» в 2013 г. проводились работы по следующим ключевым проектам:

– строительство нефтепровода «Куюмба – Тайшет»; в декабре 2013 г. началась прокладка линейной части трубопровода общей протяженностью около 700 км; ввод нефтепровода в эксплуатацию намечен на 2017 г., проектная мощность – 15 млн т в год;

– строительство нефтепровода «Заполярье – Пурпе» (общая протяженность – 488 км, пропускная способность – 45 млн т нефти в год); завершение строительства I этапа на участке от пос. Тарко-Сале до пос. Пурпе запланировано на IV кв. 2014 г. [6].

В 2013 г. переработку нефти и газового конденсата на территории страны и промышленное производство из всех видов нефтяного сырья товарных нефтепродуктов осуществляют 68 специализированных нефтеперерабатывающих предприятий (НПЗ и ГПЗ) мощностью первичной переработки нефтяного сырья (данные на 01.01.2014 г.) 299,0 млн т в год. Из них:

– 26 НПЗ и ГПЗ, находящиеся в собственности ВИНК, в том числе 3 предприятия Газпрома (далее – НПЗ ВИНК); мощность предприятий этой группы по первичной переработке нефти составляет 257,0 млн т в год (86,0 % от общероссийских мощностей); доля данной группы в объеме переработанного в 2013 г. сырья составила 85,6 %;

– 10 НПЗ, не входящие в структуру ВИНК, или контролируемые двумя и более акционерами, включая ВИНК (далее – независимые НПЗ); мощность первичной переработки в 2013 г. составила 32,2 млн т в год (10,8 % от общероссийских мощностей); доля в национальном объеме переработки – 11,5 %;

– 32 малых НПЗ (мини-НПЗ), включая предприятия, принадлежащие ВИНК, мощностью первичной переработки 9,8 млн т нефти в год (3,2 % от общероссийских мощностей); на их долю в объеме переработки в 2013 г. пришлось 2,9 % [1].

По итогам 2013 г. мощности НПЗ и ГПЗ по первичной переработке увеличились по сравнению с предыдущим годом на +7,4 млн т (+2,5 % к 2012 г.), в том числе за счет ввода в эксплуатацию новой установки АВТ-12 на Туапсинском НПЗ и реконструкции действующих установок на Ухтанефтепереработке, Саратовском НПЗ, Афипском НПЗ и Хабаровском НПЗ.

Увеличение технологических мощностей стало результатом предпринимаемых в последние годы усилий по модернизации нефтеперерабатывающих предприятий и строительству новых НПЗ, включая малые предприятия (так называемые мини-НПЗ), а также возрастающей коммерческой привлекательности нефтепереработки. В соответствии с четырехсторонними соглашениями между нефтяными компаниями, ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом на 2016 г. были запланированы ввод в эксплуатацию 10 новых установок и завершение реконструкции 3 имеющихся установок вторичной переработки и облагораживания. По итогам года из 13 установок, запланированных к вводу в эксплуатацию и окончанию реконструкции в отчетном году, работы завершены по 11 установкам, по 2 установкам завершены строительные-монтажные и ведутся пусконаладочные работы.

В 2013 г. продолжился рост капитальных вложений нефтяных компаний в нефтепереработку: прирост относительно уровня 2012 г. составил +25,3 %. Суммарный объем капитальных вложений в нефтепереработку в отчетном году составил 250,0 млрд руб. Удельные вложения на 1 тонну переработанной нефти по итогам отчетного года возросли на +21,9 % – до 916,9 руб.

Ввод новых и реконструкция действующих технологических мощностей, реализуемых на НПЗ ВИНК России, позволил по итогам 2013 г. добиться следующего:

- увеличить среднюю по НПЗ ВИНК глубину переработки нефти на +0,4 % к 2012 г., до 72,4 %;
- нарастить выход светлых нефтепродуктов на НПЗ ВИНК на +0,2 % к 2012 г. до 56,4 %;
- повысить качество выпускаемой продукции и обеспечить переход к производству топлив экологического класса К3 и выше в объемах, полностью обеспечивающих потребности внутреннего рынка.

Модернизация НПЗ и ввод новых мощностей вторичных процессов до настоящего времени реализуется практически исключительно предприятиями группы ВИНК и не распространяются на независимых производителей и мини-НПЗ, в подавляющем большинстве не располагающих мощностями углубляющих и облагораживающих процессов. Вследствие этого по данным категориям производителей рост объемов переработки сопровождается ухудшением показателей глубины переработки и выхода светлых нефтепродуктов. По итогам 2013 г. выход светлых по группе независимых снизился на 2,4 %, по мини-НПЗ – на 1,5 %. Глубина переработки уменьшилась соответственно на 2,6 % и 3,6 %.

Принимая во внимание опережающий рост объемов переработки нефтяного сырья в 2013 г. именно этими двумя категориями производителей (независимыми и мини-НПЗ), отметим, что качественное ухудшение показателей производства независимых и мини-НПЗ негативно сказалось на динамике глубины переработки и выхода светлых в целом по нефтеперерабатывающей отрасли России. Среднеотраслевой показатель глубины переработки снизился за 2013 г. относительно уровня 2012 г. на 0,1 % (до 71,1 %), выход светлых уменьшился на 0,3 % (до 55,6 %). Одновременно возросло производство прямогонных фракций и остаточных компонентов (прямогонный бензин, мазут) [1].

Увеличение объемов переработки сопровождалось в целом по России наращиванием выпуска основных видов топлива.

При этом дифференцирование акцизов по классам топлива, постепенный вывод из обращения на территории Российской Федерации автомобильного топлива экологических классов ниже К3 и модернизация НПЗ создали необходимые предпосылки и стимулы, способствовавшие увеличению объемов производства в первую очередь более высококачественных нефтепродуктов. Производство топлив класса качества К3+ росло опережающими темпами, что позволило:

- существенным образом преобразовать структуру производства в пользу более высококачественных видов продукции;
- нарастить общие объемы производства, несмотря на сокращение выпуска выводимых из оборота нефтепродуктов, не соответствующих нормам Технического регламента;
- в целом по итогам года полностью обеспечить потребности внутреннего топливного рынка страны и сформировать переходящие запасы топлива;
- увеличить экспорт моторных топлив, одновременно изменив его товарную структуру за счет увеличения доли в экспорте более высококачественных и ликвидных светлых нефтепродуктов.

По итогам года рост производства моторных топлив составил:

- автомобильных бензинов всего +0,5 млн т, или +1,3 %, при росте производства высококачественных автобензинов класса К3 и выше на +3,9 млн т, или +11,9 % к 2012 г.;
- дизельного топлива всего +2,5 млн т, или +3,7 % при одновременном увеличении выпуска высококачественного дизтоплива классов К3 и выше на +5,9 млн т, или +10,8 % к 2012 г.

Всего на НПЗ России за 2013 г. произведено основных видов нефтепродуктов:

- автомобильного бензина всех марок – 38,7 млн т;
- дизельного топлива – 72,0 млн т;
- авиационного керосина – 10,3 млн т (+3,0 %, или +0,3 млн т к 2012 г.);
- мазута топочного – 76,9 млн т (+3,2 %, или +2,4 млн т к 2012 г.) [1].

Вывод из розничного оборота топливного рынка Российской Федерации моторных топлив, не соответствующих требованиям Технического регламента Таможенного союза, способствовал увеличению доли более высококачественных видов топлива в структуре отгрузок нефтепродуктов на внутренний рынок. При этом вследствие вывода из оборота низкокондиционного топлива общий объем отгрузки всех видов автобензина и дизтоплива незначительно сократился.

По итогам года на внутренний рынок страны с НПЗ России поставлено:

- автомобильного бензина всего – 34,3 млн т, в том числе класса 3 и выше – 34,0 млн т (+8,3 % к 2012 г.), что эквивалентно 99 % всей поставки автобензина российским потребителям;
- дизельного топлива всего – 33,0 млн т, в том числе класса 3 и выше – 30,9 млн т (+37,3 % к 2012 г.), что составило 93,6 % общего объема поставленного дизтоплива;
- авиационного керосина – 9,5 млн т (+4,4 %, или +0,4 млн т к 2012 г.);
- мазута топочного – 16,1 млн т (+15,8 %, или +2,2 млн т).

Экспортные поставки основных видов нефтепродуктов, кроме авиакеросина, в 2013 г. увеличились в сравнении с 2012 г. и составили:

- автомобильного бензина – 4,4 млн т (+22,2 %, или +0,8 млн т);
- дизельного топлива – 38,7 млн т (+7,8 %, или +2,8 млн т);
- авиационного керосина – 0,8 млн т (–11,1 %, или –0,1 млн т);
- мазута топочного – 58,5 млн т (+0,9 %, или +0,5 млн т) [1].

Доля ввозимого топлива в объеме потребления нефтепродуктов в России незначительна (менее 3 % по автобензину и менее 1 % по дизтопливу). Поставки осуществляются в приграничные регионы и носят стабилизирующий характер для локальных рынков запада Европейской части страны, а также позволяют нефтяным компаниям высвободить ресурсы для экспорта,кратно превышающего объемы ввоза частично замещаемых таким образом видов топлива.

В 2012 г. по сравнению с предыдущим годом на 11,8 млн т (+4,6 %) увеличился объем переработки нефти, включая газовый конденсат, достигнув максимального после распада СССР уровня в 270,0 млн т. Наблюдалось повышение глубины переработки с 70,6 % в 2011 г. до 71,2 % в 2012 г. [3].

Продолжившийся в 2012 г. рост российской экономики способствовал увеличению внутреннего спроса на все виды топлива, соответствующего требованиям Технического регламента.

По итогам 2012 г. по отношению к 2011 г. потребление автомобильного бензина возросло на 4 % и составило 35,1 млн т, потребление керосина авиационного составило 9,0 млн т, на уровне 2011 г.; потребление мазута топочного возросло на 1,7 % и составило 23,7 млн т. Потребление дизтоплива в 2012 г. составило 28,2 млн т против 31,7 млн т в 2011 г., что на 10,8 % ниже факта 2011 г. Увеличение внутреннего спроса на моторные топлива внутри страны в отчетном году сопровождалось снижением экспортных отгрузок этих нефтепродуктов. В 2012 г. объем экспорта нефтепродуктов составил 138 млн т, в том числе объем экспорта сократился по автобензину до 3,2 млн т, что ниже факта за 2011 г. на

19,7 %, экспорт дизтоплива в 2012 г. увеличился 41,2 млн т, что выше факта за 2011 г. на 3,8 %, увеличился экспорт по керосину авиационному в 2012 г. – 0,85 млн т, или на 22,8 % против 2011 г., экспорт мазута топочного – 51,4 млн т, или на 0,5 % ниже уровня 2011 г. [1].

В рамках модернизации нефтеперерабатывающих заводов в 2012 г. выполнены работы по 15 установкам, что на 9 установок больше, чем в 2011 г. За отчетный период фактически инвестировано в модернизацию вторичной переработки нефти 177,5 млрд руб., что на 84,2 % больше фактических инвестиций 2011 г. Введено в эксплуатацию 6 новых установок: 2 установки гидроочистки бензина каталитического крекинга – на НПЗ ОАО «Славнефть – ЯНОС» и на ОАО «Газпромнефть – ОНПЗ»; 3 установки гидроочистки дизельного топлива – на НПЗ «Кинеша» ОАО «Сургутнефтегаз», на НПЗ «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» и на ОАО «Газпромнефть – ОНПЗ» и установка алкилирования на Новоуфимском НПЗ ОАО «АНК «Башнефть» (осуществляются пусконаладочные работы). Реконструировано 8 установок: 1 установка каталитического крекинга на Омском НПЗ (первая очередь); 4 установки гидроочистки дизельного топлива на Саратовском НПЗ, Рязанском НПЗ, ОАО «ТАИФ-НК», Газпром нефтехим Салават; 3 установки каталитического риформинга на Ангарской НХК, Комсомольском НПЗ и Газпром нефтехим Салават (осуществляются пусконаладочные работы). Кроме того, раньше срока закончены работы по реконструкции установки каталитического риформинга на НПЗ «Орскнефтеоргсинтез» ЗАО «Форте Инвест» (план 2014 г.).

В соответствии с проектом «Энергетической стратегии...» и предложениями по ее уточнению добыча нефти (с газовым конденсатом) достигнет 340–405 млн т в 2020 г. (средний сценарий – 360 млн т). Добыча по стране в целом обеспечена запасами распределенного фонда открытых месторождений.

Для поддержания требуемого уровня добычи нефти на период после 2015 г. необходимы открытие новых месторождений и ввод их в разработку, потребность в которых во времени неизбежно будет возрастать.

Геолого-экономический анализ сырьевой базы нефтедобычи Западной Сибири указывает на возможность ее выхода на максимальный уровень добычи в 211–217 млн т при условии вовлечения в разработку подготовленных и разведываемых нефтяных месторождений. При этом прогнозируется его снижение до 175 млн т в 2020 г. и 145 млн т в 2030 г.

ГРП на нефть и газ. Для обеспечения разведанными запасами стабильной добычи УВ-сырья в объемах, предусмотренных проектом «Энергетической стратегии России...», планируется проведение комплекса ГРП, направленного:

- на разведку и доразведку открытых месторождений и перевод предварительно оцененных запасов категории С2 в более высокие категории;
- на поиски, разведку и подготовку к разработке новых месторождений в обустроенных нефтегазодобывающих районах для поддержания уровней добычи;
- на региональное изучение и поиски месторождений в новых менее изученных районах для формирования сырьевой базы на перспективу, в том числе с целью создания новых объектов нефтегазодобычи.

Конкретные направления, виды и объемы планируемых ГРП определялись ежегодными программами геологического изучения недр, которые в последующем корректировались в зависимости от полученных результатов выполненных работ.

Проведенные расчеты требуемых объемов глубокого бурения как основного наиболее дорогостоящего вида работ на нефть и газ по основным нефтегазоносным регионам России показывают, что для адекватного восполнения планируемых уровней добычи приростами разведанных запасов до 2020 г. необходимо пробурить не менее 50 млн м поисковых, разведочных и параметрических скважин, или в среднем 2,5 млн м в год.

По прогнозным расчетам суммарные затраты на все виды ГРП до 2020 г. должны составить около 1 трлн руб., или в среднем 50 млрд руб. в год.

Сейчас очевидно, что необходимо выработать такие экономические механизмы, которые позволят заинтересовать недропользователей финансировать ГРП за счет собственных средств, а также обеспечить более эффективное освоение участков недр, предоставленных в пользование.

Итоговая динамика за 2008–2012 гг. по добыче, переработке и потреблению нефтепродуктов представлена в таблице.

Краткие итоги добычи, переработки и потребления нефтепродуктов в 2008–2012 гг. по данным ИнфоТЭК

	2008 г.	2012 г.
Объем добычи нефти и газового конденсата	490,5	518,4
Первичная переработка нефти	220,2	248,6
Производство светлых нефтепродуктов:		
– автомобильных бензинов	34,4	36,7
– дизельных топлив	64,2	76,4
– авиационного керосина	9,1	9,0
Внутреннее потребление:		
– автомобильных бензинов	28,6	29,5
– дизельных топлив	32,4	34,3
– авиационного керосина	9,1	9,0

Рассматривая развитие нефтяного комплекса Российской Федерации, необходимо учитывать характерные особенности, которые обуславливают условия и специфику его развития. К ним относятся:

- 1) постоянно растущее производство и потребление нефтепродуктов в народном хозяйстве;
- 2) широкая взаимозаменяемость использования нефтепродуктов;
- 3) высокий уровень концентрации производства нефтепродуктов и централизации их распределения;
- 4) неравномерность размещения производства и потребления нефтепродуктов по территории страны;
- 5) высокая капиталоемкость;
- 6) существенное (в том числе и негативное) влияние на окружающую среду;
- 7) активное влияние на общее инфраструктурное развитие районов и территорий;
- 8) зависимость социальной сферы от деятельности отраслей нефтяного комплекса.

Кроме того, на современном этапе развития национальной экономики нефтяной комплекс характеризуется высокой степенью монополизации, что обуславливает необходимость структурных преобразований, а также большой зависимостью бюджета от него.

Помимо этого, необходимо учитывать, что требования к нефтяному комплексу как элементу национальной экономики предопределяются состоянием внутреннего и внешнего спроса на энергоресурсы, конкурентоспособностью различных видов энергоносителей на региональных внутрироссийских и внешних рынках, а также эффективностью функционирования отраслей, входящих в ТЭК. В свою очередь, объемы и динамика внутреннего спроса зависят от изменения макроэкономических показателей, структуры валового внутреннего продукта (ВВП) и промышленного производства, уровня эффективности использования энергетических ресурсов различными потребителями, их платежеспособностью и рядом других факторов.

На развитие нефтяного комплекса в последнее десятилетие оказали существенное влияние экономические процессы, происходившие в народном хозяйстве нашей страны (спад промышленного производства, резкое сокращение инвестиций, негативные изменения в структуре промышленного производства, снижение платежеспособного спроса как результат непродуманной ценовой и налоговой политики). Вместе с тем в этих условиях нефтяной комплекс и ТЭК в целом продемонстрировали наибольшую стабильность.

В это трудное для народного хозяйства время он, несмотря на значительные экономические потери, обеспечил формирование рыночных отношений, фактически дотируя другие сферы экономики на многие сотни миллионов рублей ежегодно. Темпы снижения объема производства в целом по народному хозяйству в этот период вдвое превосходили данный показатель в нефтяном комплексе. По результатам его работы можно сделать вывод о том, что комплекс в основном выполнил задачи по обеспечению экономики страны топливно-энергетическими ресурсами, хотя в значительной степени это обусловлено резким уменьшением объема промышленного производства. Снижение более чем в 3,5 раза объемов инвестиций, невозможность в условиях действовавшего ценообразования компенсировать образовавшийся дефицит средств привели к нарушению процесса воспроизводства мине-

рально-сырьевой базы, к существенному отставанию в развитии производственного потенциала и воспроизводственных процессов на входящих в него предприятиях. Состояние нефтяного комплекса на определенный момент времени отражается его топливно-энергетическим балансом. В физическом смысле он представляет собой полное количественное соответствие (равенство) между суммарной подведенной (произведенной) энергией, с одной стороны, и суммарной потребляемой энергией с учетом потерь – с другой.

Сопоставление темпов снижения объемов производства и инвестиций в ТЭК иллюстрирует факт физического и морального старения созданных ранее фондов, что привело к их износу.

Существенным недостатком отечественной экономики является ее высокая энергоемкость, которая уже в начале 1990-х гг. была в 3,5–3,7 раза выше аналогичного показателя развитых стран. Динамика объемов промышленного производства и потребления топливно-энергетических ресурсов за годы реформ свидетельствует об ее увеличении на 20–30 %. Этим объясняется огромная величина потенциала энергосбережения, который оценивается в 360–430 млн т у. т., что составляет 40–48 % от современного уровня потребления. Причем треть потенциала экономии сосредоточена в отраслях ТЭК. Использование имеющихся возможностей в этом направлении является одной из важнейших задач перспективного развития нефтяного комплекса.

С учетом решающей роли нефтяного комплекса в обеспечении функционирования народного хозяйства и жизнедеятельности населения при разработке Энергетической политики РФ на период до 2020 года было введено понятие энергетической безопасности. Под энергетической безопасностью понимается состояние защищенности страны (региона), ее граждан, общества, государства, обслуживающей их экономики от угроз надежному топливно- и энергоснабжению. Достигнуть ее можно, если нефтяной комплекс будет способен обеспечить достаточный внутренний и экспортный спрос энергоносителей требуемого качества, потребители обеспечат эффективное использование энергоресурсов, а энергетический сектор в целом будет обладать устойчивостью к внешним экономическим, политическим, техногенным и природным угрозам и способностью минимизировать ущерб, вызываемый их проявлением.

Очень мало внимания по сравнению с зарубежными компаниями российские ВИНК уделяют инвестициям в сферу НИОКР. Компания Shell выделила 0,28 % дохода в 2009 г. на инвестирование НИОКР. Самым высоким показателем в России отличается Сургутнефтегаз – 0,18 % в НИОКР, а крупнейшая компания ЛУКойл – всего лишь 0,1 % [5].

Для благополучного конкурирования на мировом рынке российским нефтяным и газовым компаниям необходимо создавать собственные технологические инновации, которые будут способствовать ликвидации отставания от конкурентов, и обеспечить первенство по отдельным технологиям.

Россия находится на высоких местах в рейтинге по переработке нефти, но для того, чтобы выйти на лидирующие позиции, нужно уделять больше внимания повышению качества переработки.

Нужно отметить, что дальнейшее инновационное развитие нефтяного сектора российской экономики во многом зависит от повышения объемов инвестирования и создания высокоэффективных научно-технических и технологических идей в сфере инноваций. Эти решения должны быть направлены на развитие сырьевой базы, создание новых технологий, повышающих нефтепереработку, эффективность и качество работы нефтегазотранспортных систем.

Даже в условиях неустойчивого восстановления мировой экономики спрос на нефть устойчиво растет. Как вы помните, в кризис прошлого века наблюдалось значительное падение спроса: в начале 1980-х гг. спрос снизился на 7 % и только к 1987 г. вернулся к уровню 1979 г. Сегодня такого падения не наблюдается. Растущее мировое население потребляет все больше энергии. Несмотря на повышение энергоэффективности и конкуренцию со стороны других видов топлива, нефть остается главным источником энергии для транспорта и сырья для растущей нефтехимии. По оценкам ведущих мировых аналитических центров, к 2020 г. потребление нефти вырастет на 10 % от сегодняшнего уровня, а к 2030–2035 гг. – еще на 10 %.

Растущий спрос на фоне увеличения темпов падения базовой добычи потребует все больших инвестиций в освоение новых месторождений высокотехнологичной нефти, а значит, и более высоких цен, чтобы привлечь такие инвестиции. Сопутствующие инвестиции в смежные отрасли будут способствовать росту мировой экономики, в том числе ее высокотехнологической части.

Итак, мы видим глубокое несоответствие фундаментальных факторов и рыночной реакции на них. Что же приводит к подобным искажениям? Какие проблемы существуют в механизмах ценообразования на рынке нефти?

В первую очередь обратим внимание на возросшую роль финансовых инструментов и финансовых игроков в формировании цен на нефть. За последние 20 лет объемы открытых позиций по фьючерсам Brent и WTI увеличились в пять–десять раз, в то время как потребление нефти – только на 32 %. Уже было отмечено, что такой рост «бумажной нефти» во многом привел к ценовой нестабильности 2008 г. В результате того, что нефтяной рынок стал разновидностью финансового рынка, на него все большее влияние оказывают не реальные хозяйственные взаимоотношения, а спекулятивные факторы, в том числе движение капитала, ликвидность, популярность альтернативных инвестиционных активов [6].

Встает вопрос о необходимости развития инфраструктуры рынка и в части надлежащего регулирования, которое бы обеспечило прозрачность как рынка нефтяных фьючерсов, так и рынка ценных бумаг, в том числе акций и облигаций нефтяных компаний.

Государственное регулирование присутствует на нефтяном рынке, однако оно зачастую носит протекционистский характер и не способствует эффективному развитию мирового рынка нефти. Так, например, государственное регулирование США, запрещающее уже в течение более 40 лет экспорт нефти, приводит к формированию неконкурентных преимуществ у североамериканских нефтепереработчиков перед европейскими.

В целом в мире обостряется борьба за премиальные рынки и извлечение ренты из нефти. Правительства стран-потребителей через акцизы на нефтепродукты зачастую облаживают нефть и газ большими налогами, чем страны-производители. В случае с европейскими странами эти начисления на нефтепродукты превышают саму цену нефти.

По существу, наиболее действенной опорой глобального рынка нефти является деятельность и взаимодействие крупных корпораций мирового уровня, включая их стратегические соглашения, долгосрочные контракты, обмен активами, технологическими ноу-хау, другие современные формы долгосрочного сотрудничества.

В этих условиях правительство Российской Федерации и российские ВИНК должны стремиться к серьезным улучшениям инфраструктуры рынка нефти. Такие улучшения должны в первую очередь затронуть следующие направления.

Что касается участников рынка и торговых площадок, необходимо, во-первых, контролировать влияние финансовых игроков в ценообразовании нефти и повысить роль реальных производителей и потребителей. Во-вторых, повысить долю физических объемов нефти в ценообразовании до 10–15 % общего объема товарных потоков. В-третьих, развивать региональные площадки торговли нефтью с учетом особенностей соответствующих рынков и преимущественных сортов нефти на них.

Для улучшения же рыночной информационной инфраструктуры полезно, во-первых, реорганизовать биржевую инфраструктуру рынка за счет резкого повышения роли в ней производителей и потребителей нефти, сопровождая это качественным повышением прозрачности биржевых площадок с целью снижения возможностей ценового манипулирования (аналогично проведенным мероприятиям в отношении банковских ставок и деятельности ценовых агентств). Во-вторых, повысить оперативность и качество рыночной информации, например, об объемах производства, потребления, запасов, о ценообразовании, условиях стратегических контрактов по нефти, регистрации внебиржевых сделок.

В современных условиях успешная работа отдельно взятых ВИНК на мировом рынке представляется крайне сложной, если вообще возможной. При улучшении показателей добычи, качества переработки, роста производственных показателей и внедрения новых технологий любая, даже самая крупная, ВИНК должна опираться на государственную поддержку на мировом рынке. Для России это значит не только стабильное экономическое состояние и развитие, но и существование в принципе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сайт Министерства энергетики Российской Федерации. URL: <http://www.minenergo.gov.ru/activity/oil/> (дата обращения: 23.01.2014).
2. Дмитриевский А. Откуда нефть возьмем? URL: <http://www.energyland.info/interview-show-212> (дата обращения: 13.12.2014).
3. Категории запасов и ресурсов. Запасы категорий C1 и C2, объект подсчета запасов по этим категориям. Принципы выделения границ категорий C1 и C2. Отличие категории C1 от категории C2. URL: <http://psgendal.narod.ru/shpilman/09.htm> (дата обращения: 13.12.2014).

4. Сырьевая база химической промышленности Российской Федерации и Республики Татарстан: курсовая работа. URL: http://www.rf-u.ru/ekonomika_i_ekonomicheskaya_teoriya/syrevaya_baza_ximicheskoi.php (дата обращения: 13.02.2015).
5. Голомедов В.И. Стратегии российских ВИНК в условиях глобального рынка. // Вестник МГИМО .2013. № 5. С. 162-168. URL: <http://vestnik.mgimo.ru/razdely/ekonomika/strategii-rossiyskih-vink-v-usloviyah-globalnogo-rynka> (дата обращения: 13.02.2015).
6. Лабькин А. России не страшны и 30 долларов за баррель // ExpertOnline. 28.01.2015) URL: <http://expert.ru/2015/01/28/rossii-ne-strashnyi-i-30-dollarov-za-barrel/> (дата обращения: 28.01.2015).

Поступила в редакцию 15.02.15

M.E. Fray

ASSESSMENT OF THE CURRENT STATE OF RUSSIAN OIL INDUSTRY

The role of oil industry in the national economy of the Russian Federation is considered; the content, the structure, and the state of Russian oil complex are discussed. A general statistics on the state and the structure of oil-extracting companies, oil-refining companies, and companies which realize oil and oil products is given. More detailed information on large vertically integrated companies (VIOC) is stated. The following issues are mentioned: the extent of fields' exploration on the whole territory of Russia; the factors promoting the oil production growth, the positive and negative trends supporting and reducing the oil production growth in different parts of the country; export of oil products abroad; the current state and the development of oil refinery and oil products production with relation to companies and territorially; main indicators of the domestic fuel market (gasolines, diesel fuel, oils, fuel oil, bitumen and others); exchange trade of oil products; development of vertically integrated oil companies (VIOC) in recent years, future prospects. Analytical data concerning companies, regions, and countries are provided. The current international situation in oil industry is considered.

Keywords: oil industry, fuel and energy complex (FEC), vertically integrated oil companies (VIOC), initial total resources, fields, oil production, greenfields, drivings in drilling.

Фрай Максим Евгеньевич, аспирант
ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет»
426034, Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1 (корп. 3)
E-mail: maximfrei@yandex.ru

Fray M.E., postgraduate student
Udmurt State University
462034, Russia, Izhevsk, Universitetskaya st., 1/3
E-mail: maximfrei@yandex.ru