

## КРАТКИЕ НАУЧНЫЕ СООБЩЕНИЯ

*А. В. Уразгалиев*

### **ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ**

В системе нефтяной промышленности каждая из ее пяти сфер (геологоразведка, добыча, транспортировка, переработка, сбыт) играет одинаково важную роль, поскольку неполадки в любой из них неизбежно тормозят эффективность функционирования нефтяного комплекса страны, являющегося флагманом и локомотивом развития российской экономики. В данной работе мы попытаемся дать краткую характеристику основных тенденций, противоречий и перспектив развития двух сфер нефтяного комплекса России — транспортировки и переработки нефти. Если первая сфера, будучи государственной монополией, динамично и успешно развивается, то вторая продолжает оставаться в хроническом застое, требуя огромных государственно-частных инвестиций.

Для транспортировки нефти и нефтепродуктов используют водный, железнодорожный, автомобильный и трубопроводный транспорт. Мы остановимся на анализе последнего, так как это основной, самый дешевый и эффективный вид транспортировки, который имеет наибольшую степень автоматизации, обладает высокой надежностью и простотой в эксплуатации, обеспечивает бесперебойное, круглосуточное и не зависящее от погоды гарантированное снабжение потребителей нефтью и продуктами ее переработки. Трубопровод представляет собой кратчайший путь между начальным и конечным пунктами назначения, который можно проложить на любое расстояние и в любом направлении. Все нефтепроводы подразделяются на внутренние, местные и магистральные. Первые имеют небольшую протяженность, так как находятся буквально внутри какого-либо объекта: промыслов, нефтебаз, нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). Местные нефтепроводы соединяют нефтепромыслы с магистральным нефтепроводом, нефтеналивным пунктом железнодорожных цистерн, танкеров и т. п. Они обладают большей протяженностью и иногда достигают даже сотен километров. Основная «ударная сила» — это магистральные нефтепроводы (МНП). К МНП относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км и диаметром от 219 до 1220 мм. Их конечным пунктом, как правило, является НПЗ или крупная перевалочная база. Управление нефтепроводами на территории России (за исключением Каспийского трубопроводного консорциума (КТК)) осуществляет акционерная компания (АК) «Транснефть», 100% обыкновенных акций которой принадлежит

---

**Алексей Владимирович УРАЗГАЛИЕВ** — аспирант кафедры экономической теории и экономической политики Экономического факультета СПбГУ. В 2006 г. окончил Факультет социологии СПбГУ. Автор 6 публикаций. Сфера научных интересов — развитие нефтегазового комплекса РФ.

© А. В. Уразгалиев, 2009

государству. Из всех МНП 7% нефтепроводов работают менее 10 лет, 25% — 10–20 лет, 34% — 20–30 лет, 34% — свыше 30 лет<sup>1</sup>.

Наиболее активно развитие трубопроводных систем в России происходило в 1960–1980-е годы, затем оно практически прекратилось и только в начале первого десятилетия XXI в. снова начало поступательное движение вперед. В 1997 г. Правительство РФ приняло важнейшее стратегическое решение о строительстве Балтийской трубопроводной системы (БТС), что позволило прокачивать нефть Западной Сибири, Урала-Поволжья и Тимано-Печорского региона в порт Приморска (Ленинградская область) и далее танкерами в Западную Европу. Дальнейшее расширение мощности БТС будет произведено за счет строительства новой ветки БТС-2. Данный проект возник в январе 2007 г. после конфликта с Беларуссией, когда в ответ на введение Россией экспортной пошлины в размере 180 долл. за тонну при поставках нефти в Белоруссию последняя ввела плату за транзит нефти по своей территории в 45 долл. за тонну. 12 января 2007 г. этот конфликт был улажен, но идея строительства БТС-2 осталась и, несмотря на первоначальное отрицательное заключение на проект БТС-2 со стороны Минпромэнерго, в июне 2008 г. решение о воплощении его в жизнь было принято, хотя конечный пункт маршрута перенесли из Приморска в Усть-Лугу (Унеча — Великие Луки — Усть-Луга). Его планируемая мощность — 50 млн т. На начало 2007 г. через Унечу прокачивалось около 100 млн т нефти в год, из которых 80 млн т шло в Европу, а 20 млн экспортировалось на заводы Беларуссии<sup>2</sup>. С пуском БТС-2 транспортировка нефти через порты Ленинградской области будет увеличена с 75 млн до 150 млн т. В 2007 г. стоимость новой ветки оценивалась в 2,3 млрд, однако во втором квартале 2008 г. проект оценивался уже почти в 4 млрд долл.<sup>3</sup>

В концепции БТС-2 имеется ряд проблем, положительное решение которых пока представляется далеко неоднозначным. Первая проблема — откуда взять необходимые для прокачки объемы нефти. Часть ресурсов может быть получена в результате «осушения» южной ветки нефтепровода «Дружба», ведущей в Чехию, Словакию и Венгрию, что может вызвать политические трения с этими странами и Евросоюзом. Кроме того, в связи с принятием Украиной решения по использованию трубопровода Одесса — Броды в аверсном режиме вся нефть, которую российские компании прокачивали по этому маршруту в реверсном режиме в порт «Южный», перейдет в БТС-2. Другая проблема связана с тем, что переход от трубопроводных поставок по северной ветке «Дружбы» к танкерным поставкам через Усть-Лугу вызовет осложнение с Польшей и Германией, так как в этом случае потребуются серьезные инвестиции для перепрофилирования порта Гданьск с экспорта на импорт нефти, расширение терминала в Ростке на прием дополнительного (в десятки миллионов тонн) нефтяного сырья, а также перевода труб в этих странах в реверсный режим. Серьезные проблемы могут возникнуть и в случае аварии любого российского танкера. В то же время потенциальные геополитические выгоды в результате ухода от «транзитной ловушки» со стороны недружественных и нестабильных стран в перспективе вполне могут превратиться в реальные экономические выгоды.

15 марта 2007 г. после тринадцатилетних переговоров подписано соглашение о строительстве нефтепровода Бургас — Александрополис (285 км, 35 млн т нефти в год с возможностью расширения до 50 млн т, стоимость — 1 млрд евро), где 51% принадлежит России и 49% — Греции и Болгарии<sup>4</sup>. Пока у этого проекта нет ТЭО (ТЭО, подготовленное в 2000 г., уже устарело), поскольку необходимо синхронизировать строительство данного трубопровода с расширением КТК (с 32 до 50, а затем и до 67 млн т), решение по которому пока не одобрено «Транснефтью». Основная загрузка обоих нефтепроводов рассчитана на поставки казахской нефти с месторождения Кашаган, освоение которого откладывается

на 2013–2014 гг. Но в любом случае это геополитически очень важный потенциальный прорыв поставок российской и транзита казахской нефти в Южную Европу.

В проектах развития нефтепроводной системы севера Европейской части РФ планируется строительство трубопровода Харьяга — Индига мощностью 24 млн т в год (протяженностью 465 км) и нефтяного терминала в районе Индиги мощностью 24 млн т (рассчитанного на прием танкеров дедвейтом до 150 тыс.т), а также создание Северного нефтепровода, ориентированного на экспорт нефти в США, через терминал на Баренцевом море мощностью в 50 млн т нефти в год, с возможностью увеличения до 100 млн т<sup>5</sup>. На наш взгляд, в современных условиях геополитической напряженности в отношениях с США рассчитывать на поставки нефти туда слишком опрометчиво.

Безусловно, самым масштабным и стратегически очень перспективным является осуществление проекта строительства нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» (ВСТО). ВСТО возник как результат объединения в мае 2003 г. проектов нефтепроводов Ангарск — Дацин (лоббируемый «ЮКОСом» и Китайской национальной нефтяной компанией) и Ангарск — Находка («Транснефть»). По первоначальному варианту труба должна была идти из Ангарска до Находки с ответвлением на Дацин (Китай). Окончательный же вариант маршрута ВСТО «Тайшет — Перевозная» был утвержден Правительством РФ 31 декабря 2004 г. В апреле 2006 г. распоряжением Президента В. В. Путина маршрут ВСТО был удлинен на 500 км для исключения возможности загрязнения озера Байкал в случае аварии нефтепровода. Длина ВСТО — 4,13 тыс. км, общая мощность — 80 млн т в год. Строительство осуществляется в два этапа. На первом этапе (ВСТО-1) будет построен участок Тайшет — Сковородино (2,7 тыс. км, мощность 30 млн т) и нефтеналивной терминал в бухте Козьмино, куда нефть из Сковородино будет поставляться по железной дороге. Из Сковородино также планируется построить 70-километровый нефтепровод до границы с Китаем. На втором этапе (ВСТО- 2) проложат трубу от Сковородино до Козьмино мощностью 30 млн т с последующим увеличением до 50 млн т, а также расширят первую очередь до 80 млн т<sup>6</sup>. Для заполнения первой очереди планируется использование ресурсов Западной Сибири, но возможно применение оригинальной реверсной схемы для прокачки нефти с месторождений Восточной Сибири, которые уже начинают осваиваться. Первая часть ВСТО-1 (Тайшет — Талакан) заработает уже осенью 2008 г. и сможет принять нефть Талаканского (Роснефть) и Верхнечонского (ТНК-ВР) месторождений, прокачивая ее на запад в реверсном режиме из Талакана в Тайшет, где нефть поступит в систему уже существующих трубопроводов и пойдет в направлении Ангарского НПЗ. Там через нефтеналивную эстакаду Мегет ее перегрузят в железнодорожные цистерны и по Транссибу отправят на восток.

По оптимистическому прогнозу мощности магистральных трубопроводов и морских терминалов для экспорта и транзита нефти из России за пределы СНГ «смогут возрасти к 2015 г. в 1,5 раза по сравнению с сегодняшним уровнем. Это позволит реализовать перспективные объемы экспорта нефти в дальнее зарубежье: примерно по 70 млн т по Западному и Северо-Западному направлениям; около 130 млн т по Черноморско-Каспийскому направлению; около 80 млн т — по Восточному направлению и до 20 млн т — по Северному направлению»<sup>7</sup>.

Помимо сырой нефти трубопроводным транспортом перекачиваются светлые нефтепродукты: бензин, дизельное и печное топливо, керосин, топливо для реактивных двигателей. Эксплуатацию системы нефтепродуктопроводов осуществляет АК «Транснефтепродукт», в состав которой входит восемь дочерних предприятий. Недавно АК «Транснефтепродукт» вошла в состав АК «Транснефть». Протяженность всей системы

нефтепродуктопроводов составляет 20,02 тыс. км, в том числе: магистральных нефтепродуктопроводов — 14,96 тыс. км, отводов — 5,06 тыс. км. В России к этой системе подключены Омский, четыре Башкирских, три Самарских, Нижнекамский, Нижегородский, Рязанский, Киришский, а также белорусские — Мозырьский и Полоцкий НПЗ. Объем транспортировки в 2003 г. составил 26,9 млн т<sup>7</sup>. Дальнейшее развитие данного вида транспортировки представляется крайне актуальным и перспективным как с точки зрения повышения эффективности внутри страны (существенное снижение транспортных издержек в цене светлых нефтепродуктов), так и при экспорте, поскольку при условии сбалансированности таможенных пошлин прибыльность экспорта нефтепродуктов по сравнению с экспортом сырой нефти не вызывает сомнения. Однако успешное решение данной задачи упирается в крайне слабую техническую и технологическую базу российской нефтепереработки.

Главная проблема нефтяного сектора — это крайне изношенная (износ основных фондов около 80%) и очень сильно отставшая технологически инфраструктура по переработке нефти. Все 26 крупных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) построены еще при СССР, а самый «молодой» из них, Ачинский НПЗ, запущен в 1981 г. Только 12 заводов располагают крекингowymi мощностями и как результат — глубина переработки всего 71% (в развитых странах 85–95%). У наших НПЗ из одной тонны нефти выходит 470 л светлых нефтепродуктов, в то время как в среднем по миру — около 700 л<sup>8</sup>. У лидера нефтеперерабатывающей сферы — «ЛУКОЙла» глубина переработки составляет 77,5% при выходе мазута 22%, а на Киришском НПЗ — только 54%, из которых половина — мазут. Ввод в начале 2009 г. в Киришах установки гидрокрекинга увеличит глубину переработки до 85%, а внедрение каталического крекинга доведет ее до 95–97%<sup>9</sup>. Но это еще треть проблемы, главное же — создание технологических возможностей по переходу на европейские стандарты моторного топлива в соответствии с утвержденным Правительством РФ 21 февраля 2008 г. техническим регламентом «О требованиях к бензинам, дизельному топливу и отдельным горюче-смазочным материалам». Сколько потребуется на это средств, никто не знает, а вот времени уже нет. По этому регламенту стандарт «Евро-2» может выпускаться только до 31.12.2008 (сейчас на российском автопарке в основном (91,5%) потребляется бензин «Евро-2» и ниже), «Евро-3» — до 31.12.2009, «Евро-4» — до 31.12.2012. Для «Евро-5» ограничений по срокам производства нет. Подобный подход применен и по отношению к дизельному топливу (ДТ). Так, ДТ «Евро-4» и «Евро-5» составляют всего лишь 16% от производимого в России. Около 75% ДТ содержит более 0,2% серы («Евро-1») и с 2009 г. производить его будет запрещено. Для перехода на производство «Евро-4» (сера 0,005%) и «Евро-5» (сера 0,001%) компаниям потребуются большие инвестиции в реконструкцию установок гидроочистки<sup>10</sup>.

С целью стимулирования модернизации нефтепереработки Правительство внесло ряд законодательных инициатив по снижению ставки акцизов. Так, с 1 января 2009 г. акциз на самый качественный бензин, соответствующий четвертому и пятому классу (отечественные аналоги стандартов «Евро-4» и «Евро-5») снижается до 3170 рублей за т (с индексацией до 3500 рублей в 2011 г.). Для бензина третьего класса («Евро-3») акциз на 2009 г. будет также снижен по сравнению с нынешней ставкой на высокооктановое — до 3300 руб за 1 т. Однако уже в 2010 г. он резко возрастет — до 3900 руб., увеличившись в 2011 г. до 4290 руб. Подобный подход относится и к налогообложению ДТ. Например, акциз для ДТ, не соответствующего «Евро-3,4,5», возрастет с 1300 рублей за 1 т в 2003 г. и до 1430 рублей к 2011 г., «Евро-3» — соответственно с 1100 до 1430 рублей, а «Евро-4» и «Евро-5» — с 900 до 990 рублей<sup>11</sup>.

Насколько это будет эффективно, покажет будущее, но мы не можем не согласиться с позицией М. Делягина о том, что целесообразно «постепенно сокращать объем экспорта сырой нефти, замещая ее экспортом нефтепродуктов, возможно, более высокой степени переработки. Следует прийти к положению, когда экспорт сырой нефти будет осуществляться лишь по трубопроводам, а танкерами и по железной дороге будут экспортироваться исключительно нефтепродукты»<sup>12</sup>. Однако это пока чересчур оптимистический прогноз перспектив экспорта нефтепродуктов.

---

<sup>1</sup> Карамзин Ф. В., Заренков Д. В., Дикарев В. И., Кринаш Б. В. Вода, нефть, газ и трубы. СПб., 2005. С.15.

<sup>2</sup> Симонов К. В. Глобальная энергетическая война. М., 1997. С.191.

<sup>3</sup> КоммерсантЪ. 2008. 14 апр. С.14.

<sup>4</sup> КоммерсантЪ. 2008. 25 марта. С.17.

<sup>5</sup> Российское экономическое чудо: сделаем сами. Прогноз развития экономики России до 2020 года. М., 2007. С. 212–213.

<sup>6</sup> КоммерсантЪ. 2008. 6 марта. С.14.

<sup>7</sup> Россия и мир. Новая эпоха. 12 лет, которые могут все изменить. М., 2008. С. 204.

<sup>8</sup> Эксперт. 2008. № 4. С. 95.

<sup>9</sup> КоммерсантЪ. 2007. 7 мая С. 10.

<sup>10</sup> КоммерсантЪ. 2008. 2 мая С. 14.

<sup>11</sup> КоммерсантЪ. 2008. 4 июн. С. 14.

<sup>12</sup> Делягин М. Г. Реванш России. М., 2008. С. 385.

Статья поступила в редакцию 24 декабря 2008 г.