

Интернет-журнал «Наукovedение» ISSN 2223-5167 <http://naukovedenie.ru/>
Выпуск 6 (25) 2014 ноябрь – декабрь <http://naukovedenie.ru/index.php?p=issue-6-14>
URL статьи: <http://naukovedenie.ru/PDF/114EVN614.pdf>
DOI: 10.15862/114EVN614 (<http://dx.doi.org/10.15862/114EVN614>)

УДК 339.91

Соломонов Алексей Павлович

ФГБОУ ВПО «Рязанский агротехнологический университет им. П.А. Костычева»
Россия, Рязань¹

Доцент кафедры «Финансы и кредит»

Кандидат экономических наук

E-mail: Elena-solomonov@mail.ru

Факторы и проблемы развития нефтепереработки России в контексте государственного регулирования внешней торговли углеводородами

¹ 390035, г. Рязань, ул. Гоголя, д. 47, кв. 40.

Аннотация. Современная российская нефтеперерабатывающая промышленность развивается под воздействием комплекса факторов, обуславливающих основные проблемы отрасли. Россия, не имея четкой стратегии в области модернизации нефтепереработки, отстает по многим показателям развития отрасли в отличие от ведущих развитых стран. Пока в России нет четкой стратегии перехода к глубокой переработки нефти, равно как и экспортозамещения нефти на качественные нефтепродукты. Экономическая политика вертикально интегрированных нефтяных компаний по переработке сырья не способствует модернизации нефтеперерабатывающих заводов, а также заставляет их увеличивать себестоимость нефтепереработки взамен роста качества и количества готовой продукции и уменьшения энергопотребления. В статье проанализированы основные направления и перспективы развития российской нефтеперерабатывающей промышленности под воздействием государственного регулирования внутреннего рынка нефтепродуктов и экспорта энергоносителей.

Ключевые слова: Российский рынок нефти; нефтеперерабатывающие заводы; нефтепереработка; вертикально-интегрированные нефтяные компании; рынок катализаторов; мировая энергетика; «нефтепродуктовая политика».

Ссылка для цитирования этой статьи:

Соломонов А.П. Факторы и проблемы развития нефтепереработки России в контексте государственного регулирования внешней торговли углеводородами // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» 2014. № 6 <http://naukovedenie.ru/PDF/114EVN614.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/114EVN614

На современном этапе основными *проблемами* российского сектора нефтепереработки являются:

- ориентация российских компаний на экспорт сырья ввиду низкого качества отечественных нефтепродуктов и их невостребованности на внешних рынках. Доля продукции нефтепереработки в России, не соответствующей требованиям ЕС Евро-3, Евро-4 (не говоря уже о Евро-5), составляет порядка 40% по бензину и около 20% по дизелю;
- преобладание в структуре экспорта российской нефтеперерабатывающей продукции дешевых нефтепродуктов (например прямогонный бензин, низкокачественное дизельное топливо, мазут топочный) и фактически отсутствие нефтепродуктов с высокой долей добавленной стоимости;
- нерациональное и неравномерное размещение НПЗ на экономическом пространстве РФ, сложившееся еще в советское время: большинство НПЗ располагается вдали от морских баз, в глубине страны, что осложняет и уменьшает эффективности экспорта их продукции; кроме того, следует указать, что Россия является одной из немногих стран мира, добывающих нефть внутри континента, на большой глубине (2,5-3 км). У других крупных нефтедобывающих стран плечи транспортировки не превышают 300 км, поэтому компании несут дополнительные высокие издержки на транспортировку нефтепродуктов из НПЗ, расположенных в азиатской части страны;
- наличие большого числа мини-НПЗ по первичной переработке небольших объемов производства, где осуществляется неквалифицированная переработка сырья; функционирование этих НПЗ осложняет экологическую ситуацию в регионах;
- несбалансированность предложения и спроса на нефтепродукты, в разрезе федеральных округов, объясняемой тем, что большая часть предприятий в отрасли располагается на Западном Урале и в Поволжье, а также (незначительно) в Центральной России и Сибири. В Южном, Дальневосточном и Северо-западном федеральных округах, которые являются наиболее привлекательными с точки зрения внешней торговли, практически нет НПЗ. Также следует учесть, что решения о строительстве НПЗ в разных регионах принимались полвека назад с учетом спроса в конкретном регионе, то сегодня степень загрузки заводов существенно различается. Например, в Поволжье мощности имеют нормальный коэффициент загрузки до 90%, тогда как Дальневосточный федеральный округ, напротив, испытывает дефицит мощностей;
- высокая степень изношенности производственных фондов (20 (из 27) заводов построены давно, с открытием крупных месторождений нефти в Западной Сибири.² Лишь 15% НПЗ в России эксплуатируются меньше 15 лет, а 70% установок были введены в эксплуатацию тридцать лет назад.³ В отличие от развитых стран, применявших интенсивный путь развития нефтепереработки, в

² Латыпова К.Д., Райская М.В. Оценка характера инновационного развития среднетехнологичных отраслей высокого и низкого уровня на примере автомобильной и нефтеперерабатывающей промышленности // Вестник Казанского технологического университета. 2013. Т.16. №21. С.333.

³ Святенко А.В., Калашникова Т.В. Нефтеперерабатывающая промышленность России // В сборнике: ИМ-ПУЛЬС–2012 Труды IX Международной научно-практической конференции студентов, молодых ученых и преподавателей в сфере экономики, менеджмента и инноваций. В 2-х томах. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Томск, 2012. С. 115.

России по причине наличия крупных месторождений использовался преимущественно интенсивный путь развития. Технологии переработки нефти являются весьма устаревшими;

- недозагруженность перерабатывающих мощностей при сохраняющемся дефиците мощностей по вторичной переработке нефти. Вместе с тем, в США последние примерно в 1,5 раза выше мощностей по первичной переработки. В России же мощности по вторичной переработке составляют лишь 0,7 часть от первичных мощностей, а доля мощностей по вторичной переработке не превышает 50%.⁴

В долгосрочной перспективе актуальными останутся такие направления развития российской нефтеперерабатывающей промышленности, как: улучшение качества производимых моторных топлив с приближением его к новым европейским стандартам; наращивание глубины переработки на основе новейших технологий; тенденция утверждения зависимости роста объемов нефтепереработки от объемов потребления автомобильных бензинов в стране и возможностями экспорта их избытков в страны АТР и ЕС; интенсификация сроков обновления ввода новых мощностей и замены имеющихся технологических установок. В результате по прогнозам переработка нефти достигнет к 2020 г. 252 млн. т, а к 2030 г. – 273 млн. т.⁵

Россия пока существенно отстает от развитых стран по производству катализаторов для нефтепереработки (60-е место в мире).

Таблица 1

**Зависимость России от импорта катализаторов для нефтепереработки
(по группам катализаторов)**

№ п.п.	Способ нефтепереработки	Уровень зависимости от импорта, %	Общая потребность в катализаторах, тыс. т
1.	Каталитический крекинг	80	18
2.	Гидроочистка нефтяных фракций	70%	6-8
3.	Риформинг прямогонных бензинов	70	3,5
4.	Гидрокрекинг нефтяных фракций	100	0,5
5.	Изомеризация углеводородных фракций	70	0,5

Источник: составлено автором

4 Чернышева Е. Проблемы и пути развития глубокой переработки нефти в России // [Электронный ресурс]. - URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-05/2/>

5 Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Томск, 2013. С. 46-47.

Следует отметить и нерациональное использование и прочих углеводородов: для России характерны:

- низкий уровень переработки природного газа;
- невысокий уровень эффективности попутного нефтяного газа (на факелах сжигается до 55 млрд. куб. м попутного газа);
- слабый уровень использования биосырья для производства топлива и продуктов органической химии.

Также необходимо указать на необходимость решения проблемы изменения географической структуры мировой нефтепереработки с учетом возросшей активности компаний Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии, которые зачастую поддерживаются государством. В результате формируются новые центры торговли и производства, применяющие современные технологии. Эти изменения усложняют позиции российских ВИНК в борьбе за рынки сбыта. Эти проблемы, как отмечается в литературе, возможно решить на основе создания принципиально новейших катализаторных производств с учетом объединений усилий ВИНК и научно-исследовательских организаций.⁶

В целом, к *факторам*, обуславливающим невысокую конкурентоспособность российской нефтеперерабатывающей промышленности, относятся:

- невысокий технический уровень большинства российских НПЗ, характеризующийся, как уже отмечалось ранее, низкой степенью глубины переработки (по мнению экспертов, даже с учетом реализации всех запланированных инвестиционных проектов к 2017 г. глубина переработки в РФ будет соответствовать европейским показателям 2006 г.⁷);

Таблица 2

Сопоставление основных показателей первичной переработки нефти у российских и зарубежных компаний

Компания	Мощности по переработке нефти, млн. т	Индекс Нельсона	Деструктивные процессы, %	Облагораживающие процессы, %
Сopoco Phillips	6,7	10,8	59,1	108,3
Exxon Mobil	3,0	7,5	55,1	74,2
Total	5,1	6,9	35,6	82,2
Средний в мире показатель		6,7	36,0	65,7
Башнефть	10,4	6,3	47,0	53,7
Газпромнефть	14,5	5,2	21,8	51,7
Лукойл	10,7	4,9	29,2	43,2
ТНК - ВР	12,1	4,0	20,7	41,8
Роснефть	9,1	3,9	16,0	36,8
Средний по России показатель		4,4	23,2	45,0

Источник: Пущик Е., Пириев Н. Долгий путь к качественному бензину// Нефть России. 2012. №3.

6 Ерофеев В.И. Современное состояние нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова. Томск, 2012. С.160-161.

7 Пущик Е., Пириев Н. Долгий путь к качественному бензину// Нефть России. 2012. №3.

- высокая степень изношенности основных фондов российских НПЗ, обуславливающий высокий уровень энергопотребления (коэффициент полезного действия печных агрегатов в РФ не превышает 60%, а в Европе составляет около 90%);
- низкое качество нефтепродуктов и низкий уровень их конкурентоспособности на мировом рынке;
- низкая доля сырья, идущего на производство продукции нефтехимии (около 3%, что по меньшей мере в два раза ниже уровня развитых стран)⁸;
- низкая эффективность основных каталитических процессов в нефтепереработке;
- нерациональная географическая структура размещения НПЗ в России, которые, как правило, удалены от основных портов и мест потребления продукции нефтепереработки; это ведет, например, к необходимости строительства мини-НПЗ.

Следует учитывать, что российская нефтеперерабатывающая промышленность и сегодня продолжает оставаться одной из крупнейших в мире, уступая по объемам переработки только США и Китаю. Однако все крупнейшие НПЗ в нашей стране были построены до 1979 г. Однако по структуре производства мы еще существенно отстаем от развитых стран: так, выход мазута, автобензина и дизельного топлива в 2012 г. составил 29, 14 и 28% от объема переработанной нефти соответственно. Одновременно в США эти показатели составили 4, 46 и 27%, а в Европе – 14, 25 и 44% соответственно. Такая ориентация обусловлена историческим фактором, поскольку низкая себестоимость добычи нефти СССР позволяла развивать примитивные процессы нефтепереработки. Территориальная структура также сыграла немаловажную роль, поскольку новые НПЗ располагались преимущественно за пределами нынешней России – в Белоруссии, Казахстане, Литве.

После распада СССР модернизацией НПЗ в стране практически никто не занимался и лишь в начале 2000-х гг. у российских компаний появилось два важных стимула для инвестиций в нефтепереработку – трансформация структуры внутреннего спроса и установление дифференцированных пошлин на экспорт нефти и нефтепродуктов. Для мазута были установлены самые низкие пошлины, и этот продукт быстро стал альтернативным экспортным товаром. В дальнейшем, несмотря на изменение соотношений пошлин на нефтепродукты и нефть, а также интенсивный рост объемов первичной переработки, выгодность экспорта мазута оставалась неизменной. Экспортная цена мазута превышает его цену на внутреннем рынке на 15-30%. Немаловажен и стабильный спрос со стороны европейских заводов на мазут (последний подвергается последующей переработке с извлечением из него светлых фракций легких нефтепродуктов).

Вскоре выгодным экспортным товаром стало и дизельное топливо, использовавшееся на европейских НПЗ как сырье для последующей переработки. Однако экспорт дизельного топлива по нефтепродуктопроводам требовал его очистки от вредных примесей, что обусловило массовый прирост инвестиций в установки гидроочистки. По бензину эти инвестиции ограничивались небольшими установками по производству присадок для роста октанового числа бензина: эти установки в структуре реализованных инвестиционных проектов уверенно лидируют, ими занималось большинство компаний. Эти обстоятельства

⁸ Уважаев А.Н. Современное состояние и проблемы развития нефтеперерабатывающего комплекса в России // Российский экономический интернет-журнал. 2013. №4. С.61.

способствовали наращиванию производства качественного дизельного топлива и бензинов, однако не способствовало росту глубины переработки.

Несмотря на ожидаемый эффект от экспорта светлых нефтепродуктов высокого качества, компании не всегда заинтересованы в росте глубины переработки нефти. Это обусловлено рядом факторов, основным из которых является несовершенная налоговая система. В конце 2004 г. был установлен низкий размер экспортной пошлины на мазут по сравнению с уровнем пошлины на экспорт светлых нефтепродуктов. Низкий показатель рентабельности от реализации мазута на внутреннем рынке и от экспорта сырой нефти ввиду высокой экспортной пошлины, компенсируется увеличением цен на нефтепродукты на внутреннем рынке (см. табл. 3).

Таблица 3

Взаимосвязь ценообразования на внутреннем и мировых рынках нефти и нефтепродуктов

Нефть и нефтепродукты	Цена внутреннего рынка	Экспортная цена	Интенсивность экспорта	Цена на мировом рынке (FOB)
Стоимость сырой нефти в российских нефтяных компаниях	Р	-	-	-
Сырая нефть	1.21Р	1.37Р	Основной экспортный товар	1.45Р
Бензин (АИ-95)	3.02Р	--	Не экспортируется	2.68Р
Бензин (АИ-92)	2.60Р	2.08Р	Небольшие объемы экспорта	2.67Р
Прямогонный бензин	2.02Р	2.31Р		2.51Р
Керосин	2.76Р	2.11Р		2.70Р
Дизельное топливо	2.12Р	2.23Р	Основной экспортный товар	2.58Р
Мазут	0.97Р	1.22Р		1.27Р

Поэтому основная прибыль нефтегазовых компаний образуется на внутреннем рынке, увеличивая цену на нефтепродукты без должного улучшения качества. Политика взимания акцизов и экспортных пошлин, действующая в нашей стране, не принимает во внимание качество нефтепродуктов и не стимулирует развитие производства топлив с высокими эксплуатационными и экологическими характеристиками. Дифференцированы лишь ставки на высокооктановые бензины. Такая политика не стимулирует модернизацию НПЗ и не способствует росту капиталовложений в отрасли.

Одновременно европейский опыт свидетельствует о принятии комплекса мер (в том числе налоговых), направленных на стимулирование производства качественных дистиллятов. В итоге структура потребительского спроса в ЕС была смещена в сторону наиболее качественного бензина и дизельного топлива.

Ряд важных решений в этой области был принят в 1999 г. с введением экспортных пошлин на нефтепродукты, привязанных к уровню пошлины на нефть (пошлина на мазут была установлена в размере 50% от нефтяной пошлины, на светлые нефтепродукты – от 80 до 120%). К 2003 г. все пошлины на нефтепродукты были выровнены до 90% от экспортной нефтяной пошлины, хотя в 2005 г. на светлые и темные нефтепродукты пошлины были вновь

дифференцированы (до 2011 г. на темные нефтепродукты пошлина составляла 40%, на светлые – 72% от экспортной пошлины на нефть).⁹

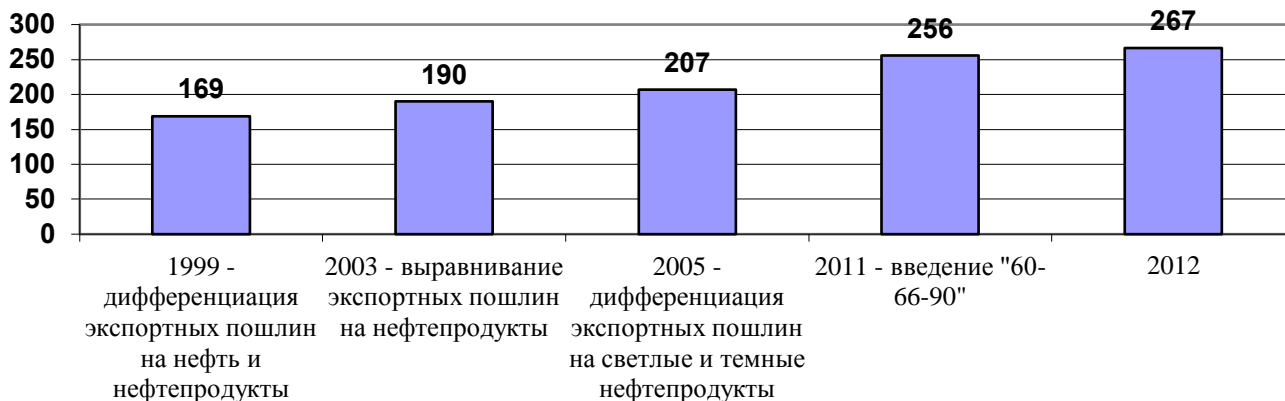


Рис. 1 Объемы первичной переработки нефти и динамика экспортных пошлин

Источник: Выгон Г. и др. Система «60-66-90-100» и сценарии развития нефтепереработки в России. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2013. С.7.

Такая система пошлин стимулировала чрезмерную первичную переработку нефти с ростом объема экспорта газойля и высокосернистого мазута. При этом отсутствовали фактические стимулы к модернизации НПЗ ввиду низкой ставки пошлины на мазут, а увеличение переработки достигалось преимущественно путем максимальной загрузки простаивающих мощностей по первичной переработке. После 2005 г. темпы роста объемов первичной переработке по сравнению с объемами добычи нефти возросли, в то же время снизился экспорт нефти. Последнее, вместе со строительством магистральных трубопроводов, способствовало появлению новых мощностей по экспорту нефти. Дифференциация ставок пошлин на нефтепродукты и нефть была по сути существенной субсидией для нефтепереработки, объем которой доходил до 20 млрд. долл. в год и возрастал при росте мировой цены на нефть.

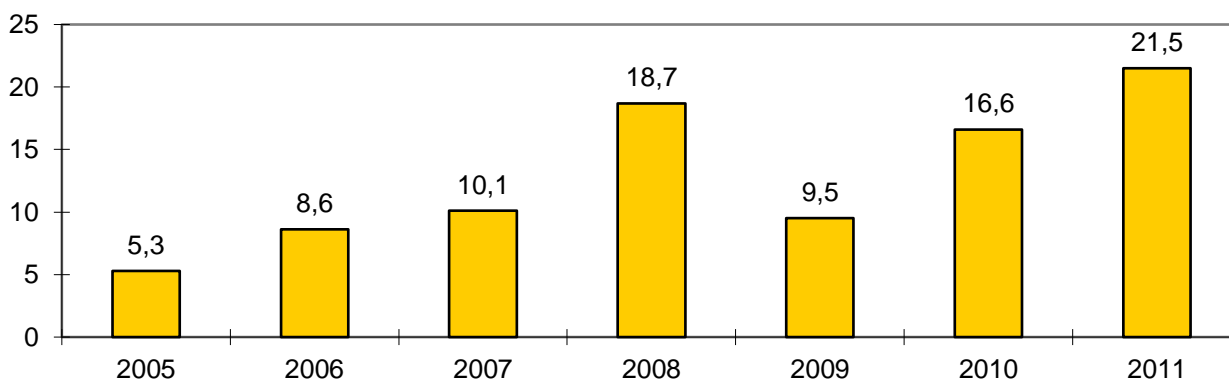


Рис. 2 Объем государственной субсидии отрасли нефтепереработки за счет применения пониженных ставок экспортных пошлин на нефтепродукты, 2005-2011 гг., долларов за баррель

⁹ Выгон Г. и др. Система «60-66-90-100» и сценарии развития нефтепереработки в России. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2013. С.7.

Источник: Выгон Г. и др. Система «60-66-90-100» и сценарии развития нефтепереработки в России. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2013. С.8.

Данная субсидия обеспечивала высокий уровень прибыли в нефтепереработке, однако это не способствовало буму инвестиций в отрасли, поскольку компании были не уверены в сохранении пошлин в перспективе. Поэтому компании довольствовались в получении прибыли от нефтепереработки не в рамках модернизации, а в рамках традиционной системы.

Ключевыми проблемами российских НПЗ являются нехватка вторичных мощностей, а также удаленность от внешнего рынка при избытке перерабатывающих мощностей для удовлетворения внутреннего спроса. Сегодня средний российский НПЗ проигрывает в доходности европейскому НПЗ около 83 долл. за тонну продукции нефтепереработки. Кроме этого, высокий уровень транспортных издержек на доставку продукции нефтепереработки на экспорт ведет к утере части маржи переработки российскими заводами. В итоге экспорт нефтепродуктов с НПЗ, который находится в Центральном федеральном округе, дороже экспорта нефти примерно на 50 долл. США за тонну. Одновременно субсидирование пошлин на нефтепродукты по сравнению с пошлинами на экспорт нефти, компенсирует российским НПЗ отставание в логистике и конфигурации.

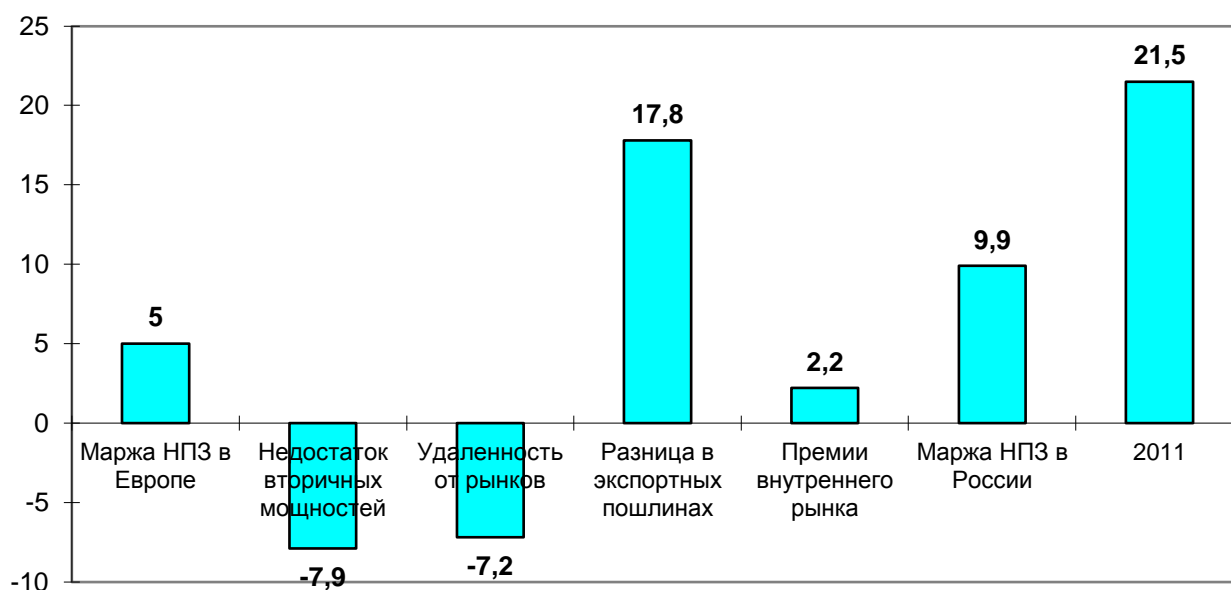


Рис. 3. Факторы формирования российской маржи нефтепереработки, долларов за баррель

Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

В конце 2011 г. правительством была предложена новая фискальная схема расчета экспортной пошлины на нефть, более известная как система «60-66-90-100»¹⁰. Эта схема должна была стимулировать нефтедобычу, падение которой ожидается начиная с 2015 г., и наращивание глубины переработки на базе установления барьера на темные нефтепродукты. Через два года после введения схемы ВИНК остались ей в целом довольны. Предложения по корректировке схемы касаются уменьшения пошлины на нефть до 55% (с 60%), а на нефтепродукты – до 60% (с 66%), а также отмены заградительной пошлины на бензин прямой перегонки.

10 Российская нефтепереработка: векторы развития // Деловая Россия: промышленность, транспорт, социальная жизнь. 2013. №7. С.72.

Следует отметить основные недостатки схемы «60-66-90-100»:

- уменьшения ставки экспортной нефтяной пошлины до 60% недостаточно для стимулирования добычи нефти;
- ставка на уровне 60% не закреплена на законодательном уровне и в любой момент может измениться;
- простая (первичная) переработка получает неоправданно высокую маржу;
- дифференциация ставок экспортных пошлин на дизельное топливо и бензин относительно ставок пошлин на нефть ведет к созданию искусственных экономических преимуществ гидрокрекинга по сравнению с каталитическим крекингом, тем самым стимулируется производство избытка дизельного топлива, а бензин остается в дефиците;
- единая пошлина на нефтепродукты не принимает во внимание различные технологии и производства;
- потери бюджета в результате разницы цен на нефть и нефтепродукты составляют порядка 20 млрд. долл. в год;
- использование системы «60-66-90-100» откладывает реформирование налогообложения нефтедобычи на неопределенный срок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Выгон Г. и др. Система «60-66-90-100» и сценарии развития нефтепереработки в России. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2013.
2. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Томск, 2013.
3. Ерофеев В.И. Современное состояние нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова. Томск, 2012.
4. Латыпова К.Д., Райская М.В. Оценка характера инновационного развития среднетехнологичных отраслей высокого и низкого уровня на примере автомобильной и нефтеперерабатывающей промышленности // Вестник Казанского технологического университета. 2013. Т.16. №21.
5. Пущик Е., Пириев Н. Долгий путь к качественному бензину// Нефть России. 2012. №3.
6. Российская нефтепереработка: векторы развития // Деловая Россия: промышленность, транспорт, социальная жизнь. 2013. №7.
7. Святенко А.В., Калашникова Т.В. Нефтеперерабатывающая промышленность России // В сборнике: ИМПУЛЬС–2012 Труды IX Международной научно-практической конференции студентов, молодых ученых и предпринимателей в сфере экономики, менеджмента и инноваций. В 2-х томах. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Томск, 2012.
8. Уважаев А.Н. Современное состояние и проблемы развития нефтеперерабатывающего комплекса в России // Российский экономический интернет-журнал. 2013. №4.
9. Чернышева Е. Проблемы и пути развития глубокой переработки нефти в России»// [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-05/2/>

Рецензент: Шкапенков Сергей Иванович, заведующий кафедрой «Финансы и кредит» Рязанского агротехнологического университета им. П.А. Костычева.

Alexey Solomonov Pavlovich

Ryazan State Agrotechnological University named after P.A. Kostychev
Russia, Ryazan

E-mail: Elena-solomonov@mail.ru

Factors and problems of development of oil processing of Russia in the context of state regulation of foreign trade in hydrocarbons

Abstract. The modern Russian oil-processing industry develops under the influence of a complex of the factors causing the main its problems. Russia, without having accurate strategy in the field of oil processing modernization, lags behind on many indicators of development of branch from the leading developed countries. So far in Russia there is no accurate strategy of transition to deep oil refining, as well as there is no strategy of replacement of oil export on qualitative oil products. The economic policy of vertically integrated oil companies on processing of raw materials doesn't promote modernization of oil-refining plants, and also forces them to increase cost of oil processing instead of growth of quality and quantity of manufactured oil products and reduction of energy consumption. In the article the main directions and prospects of development of the Russian oil-processing industry as a result of state regulation of domestic market of oil products and export of energy carriers are analysed.

Keywords: Russian oil market; oil refineries; oil processing; vertically integrated oil companies; market of catalysts; world power; "oil-product policy".

REFERENCES

1. Vygon G. i dr. Sistema «60-66-90-100» i stsenarii razvitiya neftepererabotki v Rossii. – M.: Energeticheskiy tsentr Moskovskoy shkoly upravleniya SKOLKOVO, 2013.
2. Erofeev V.I. Problemy i perspektivy razvitiya neftepererabatyvayushchey i neftekhimicheskoy promyshlennosti Rossii // V sb.: Problemy geologii i osvoeniya nedr Trudy XVII Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 150-letiyu so dnya rozhdeniya akademika V. A. Obrucheva i 130-letiyu akademika M. A. Usova, osnovatelye Sibirskoy gorno-geologicheskoy shkoly. Natsional'nyy issledovatel'skiy Tomskiy politekhnicheskii universitet. Tomsk, 2013.
3. Erofeev V.I. Sovremennoe sostoyanie neftepererabatyvayushchey i neftekhimicheskoy promyshlennosti Rossii // V sb.: Problemy geologii i osvoeniya nedr: Trudy XVI Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova. Tomsk, 2012.
4. Latypova K.D., Rayskaya M.V. Otsenka kharaktera innovatsionnogo razvitiya srednetekhnologichnykh otrasley vysokogo i nizkogo urovnya na primere avtomobil'noy i neftepererabatyvayushchey promyshlennosti // Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta. 2013. T.16. №21.
5. Pushchik E., Piriev N. Dolgiy put' k kachestvennomu benzinu// Neft' Rossii. 2012. №3.
6. Rossiyskaya neftepererabotka: vektory razvitiya // Delovaya Rossiya: promyshlennost', transport, sotsial'naya zhizn'. 2013. №7.
7. Svyatenko A.V., Kalashnikova T.V. Neftepererabatyvayushchaya promyshlennost' Rossii // V sbornike: IMPUL'S–2012 Trudy IX Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, molodykh uchenykh i predprinimateley v sfere ekonomiki, menedzhmenta i innovatsiy. V 2-kh tomakh. Natsional'nyy issledovatel'skiy Tomskiy politekhnicheskii universitet. Tomsk, 2012.
8. Uvazhaev A.N. Sovremennoe sostoyanie i problemy razvitiya neftepererabatyvayushchego kompleksa v Rossii // Rossiyskiy ekonomicheskii internet-zhurnal. 2013. №4.
9. Chernysheva E. Problemy i puti razvitiya glubokoy pererabotki nefti v Rossii»// [Elektronnyy resurs]. – Rezhim dostupa: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-05/2/>