

Регулирующие тенденции и перспективы развития российской нефтеперерабатывающей отрасли на период до 2015 года

© 2011 г. М.М. Козеняшева *

Нефтяной сектор ТЭК РФ в настоящее время характеризуется серьезным отставанием от развитых стран в техническом, технологическом и структурном отношении, а также острым дефицитом средств для производственного инвестирования и модернизации, что порождает серьезные проблемы в его развитии как для нужд растущего внутреннего потребления нефти и нефтепродуктов, так и для завоевания достойного места нефтяной отрасли РФ в складывающемся мировом энергетическом пространстве. Что касается такого важного сегмента российского ТЭК, как нефтеперерабатывающая промышленность, то при всей ее мощи¹ дальнейшее развитие и совершенствование структуры отрасли также требуют наращивания инвестиций.

Нефтеперерабатывающая промышленность РФ сталкивается с рядом сложных проблем, как доставшихся в наследство от социалистического периода, так и новых, возникших на этапе постсоциалистического развития. К первым относятся: морально и физически изношенные основные фонды, устаревшая технологическая база, отсталая конфигурация нефтеперерабатывающих заводов, обусловившая более низкий удельный вес продукции после вторичных процессов в нефтепереработке в сравнении с другими странами, преимущественная ориентация отрасли на потребности внутреннего рынка, несбалансированность размещения нефтеперерабатывающих производств по регионам страны и др. [1].

К указанным проблемам добавились новые, появившиеся в переходный к рыноч-

ной экономике период, например специфическая структура спроса на нефтепродукты, недостаточный рост их внутреннего потребления, излишние объемы производства ряда нефтепродуктов, которые необходимо балансировать экспортом, разрыв инвестиционных потребностей отрасли с реализуемыми капиталовложениями и др.

Анализ показывает, что вследствие структурной отсталости отрасли рост спроса на светлые нефтепродукты в РФ обуславливает увеличение выпуска темных нефтепродуктов, в частности мазута, потребности в котором в стране сокращаются, поскольку на тепловых электростанциях происходит замещение мазута газом, что делает проблему вывоза за пределы страны излишних его объемов крайне актуальной (рис. 1).

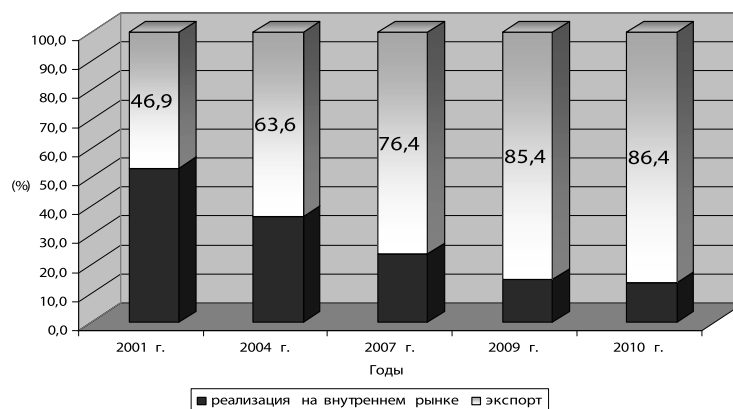


Рис. 1. Баланс сбыта топочного мазута в РФ на внутреннем и внешнем рынках в 2001 – 2010 годах (тыс. т) [2]

* Канд. экон. наук, зам. ген. директора ЗАО «Синтез Петролеум» по управлению и информации.

¹ Основу отрасли составляют 27 нефтеперерабатывающих заводов, суммарная мощность которых составляет 252 млн т в год, включая предприятия ОАО «Газпром», чьи мощности оцениваются в 7,7 млн т в год, мини-НПЗ, а также малогабаритные установки по переработке нефтяного сырья. По показателю суммарных мощностей переработки Россия уступает в мире лишь США и Китаю.

Многие из указанных выше проблем нефтепереработки являются следствием того, что ее основные мощности создавались в 1950–1980-е годы. При этом 15 % находящегося в эксплуатации оборудования было введено в действие в 50-х годах прошлого века, 38 % – в 70-е годы и только 4 % – после 1990 года [3]. По этой причине срок службы значительной части установок и производств различных технологических процессов по отрасли превышает

нормативный в 2–2,5 раза, что требует их обязательной замены². Несмотря на то что нефтяные компании вывели из эксплуатации значительные избыточные, морально и технологически изжившие себя мощности, потенциал таких сокращений в России еще далеко не исчерпан.

В советский период технологическая база нефтепереработки формировалась без достаточного развития процессов, определяющих глубину переработки нефтяного сырья и экологических требований к нефтепродуктам. Несмотря на наличие богатых запасов углеводородного сырья, по уровню развития нефтеперерабатывающей промышленности Россия серьезно отстает от развитых стран, и в первую очередь по глубине переработки нефти, которая в России находится в среднем на уровне 71 % (рис. 2), в то время как в развитых странах она достигает 85–90 % [4].

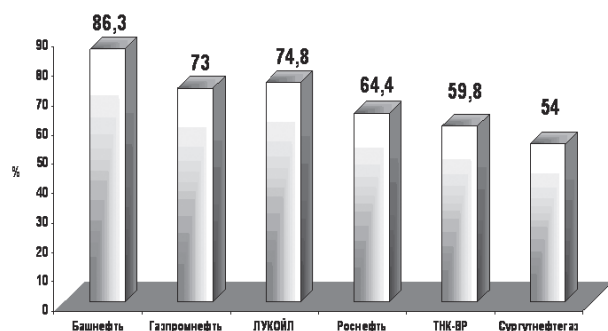


Рис. 2. Глубина переработки на НПЗ ведущих российских нефтяных компаний

В настоящее время 14 из 27 ведущих российских НПЗ не имеют комплексов глубокой переработки нефти. Удельный вес продукции после вторичных процессов нефтепереработки, т.е. выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью и конкурентоспособной на мировом рынке нефтепродуктов, в России, по данным последних лет, едва достигает 15 %, в то время как в Западной Европе этот показатель составляет 30 %, в США – 50 %, а в большинстве стран ОПЕК – 40 % [5].

На сегодняшний день НПЗ ведущих российских вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), таких, например, как ЛУКОЙЛ, Роснефть, ТНК-ВР, имеют большое число установок с низким индексом

Нельсона³. По этим причинам из тонны сырой нефти в России получается примерно 140 литров бензина, в то время как в США – свыше 450.

Модернизация и структурная перестройка нефтеперерабатывающей отрасли РФ стали в настоящее время крайне важной задачей, что потребовало усиления государственного влияния и регулирования в этой отрасли. Уже в Энергетической стратегии до 2020 года, принятой в 1992 году, планировалось довести глубину переработки до 80–85 %. Однако в последующие годы в этом направлении было сделано мало. Поэтому в проекте закона «О добыче, переработке и транспортировке по магистральным трубопроводам нефти и продуктов ее переработки», подготовленном Минэнерго в 2010 году, было предусмотрено законодательное закрепление уровня глубины переработки нефти на российских НПЗ не менее 89 %, для чего на модернизацию НПЗ отводилось пять лет [7]. Планировалось, что уже с 1 января 2009 года весь бензин и дизтопливо, производимые российскими НПЗ, должны соответствовать требованиям стандарта Евро-3, с 1 января 2010 года – стандарта Евро-4, а с 1 января 2013 года – Евро-5.

Поскольку решение этих задач требовало больших долговременных капитальных затрат, нефтяные компании постоянно ставили перед Правительством РФ вопрос о необходимости переноса этих сроков. По решению Правительства РФ сроки выпуска в оборот автомобильного бензина различных стандартов были сдвинуты на два года: выпуск топлив класса 3 (Евро-3) был разрешен до 31 декабря 2011 года, класса 4 (Евро-4) – до 31 декабря 2014 года. С 1 января 2015 года (вместо 1 января 2013 года) в оборот должно было войти топливо класса 5 (Евро-5).

Нынешнее состояние нефтеперерабатывающих заводов РФ показывает, что эти планы не будут достигнуты в указанное время. В преддверии 2012 года НПЗ страны продолжают выпускать топлива класса Евро-2 и Евро-3. Планы модернизации производственных мощностей нефтяные компании, несмотря на объявленные масштабные программы, реализуют недостаточно высокими темпами. Лидером модернизации в отрасли является частная ВИНК «ЛУКОЙЛ». Этой компании на своем НПЗ «Нижегороднефтеоргсинтез» в результате проведенной реконструкции удалось снизить содержание серы во всем объеме производимого дизельного топлива до менее чем 50 ppm (стандарт Евро-4), а также начать производство дизельного топлива с содержанием серы менее 10 ppm (стандарт Евро-5) [8]. Государственные нефтяные компании также реализуют программы модернизации, так, например, «Газпромнефть», которая на своем Омском НПЗ ведет строительство комбинированной установки ЭЛОУ-АТ мощностью 4 млн т в год, установки гидроочистки дизельного топлива, изомеризации, комплекса гидрокрекинга тяжелых остатков с производством водорода и утилизацией серосодержащих продуктов и т.д.

Перевод отрасли на современный уровень ее развития требует все более возрастающих капиталов-

² Например, на Омском НПЗ совсем недавно старейшая абсорбционная газодиффузионная установка (АДФУ-2), которой более 50 лет, была заменена после завершения этапа строительства секции газоочистки и газоразделения установкой С-100.

³ Индекс Нельсона: менее 5,7 – низкий; более 8 – высокий. Индекс комплексности Нельсона НПЗ США равен 9,5, что выше среднемирового, равного 5,9. В среднем по России индекс Нельсона равен 4,84 [6].

ложений. Так, по оценке Минэнерго, потребности в них до 2012 года составят в нефтеперерабатывающей отрасли 569 млрд руб., т.е. порядка 6,3 млрд долл. ежегодно [9]. Правительственный подход предусматривает, что решение этой задачи должно осуществляться, прежде всего, за счет средств российских нефтяных компаний, а также за счет привлечения средств иностранных инвесторов, которые также принесут новые технологии и современные методы управления, крайне необходимые для ускорения экономического роста, технического прогресса, обновления и модернизации производства.

Реальные же инвестиции в нефтепереработку в РФ, как показано на **рис. 3**, оказываются значительно ниже. Достигнутый самый высокий уровень капиталовложений в 2008 году был почти в 2,6 раза меньше требуемого.

Таким образом, необходимо отметить, что объем инвестиций, направляемых в развитие нефтепера-

их выплаты по дивидендам составили 8 млрд долл. [14]. Среди причин этого следует указать следующие. Во-первых, для нефтяных компаний России приоритетным направлением капиталовложений остается нефтедобыча, поэтому их объем в нее в 8 раз превышает вложения в нефтепереработку. Во-вторых, в нефтепереработке нет четкой грани между оправдывающими себя объектами и инвестициями, способными принести плоды в долгосрочной перспективе, и теми, по которым устраняются лишь краткосрочные проблемы и диспропорции на внутреннем рынке России. В-третьих, в течение длительного времени оставался приток иностранного капитала в российскую нефтеперерабатывающую промышленность.

Анализ показывает, что до 2010 года доля иностранных инвестиций в нефтеперерабатывающий сектор была на крайне низком уровне (**рис. 4**). В 2010 году их доля возросла до 18 % от всего объема иностранных инвестиций, направляемых в промыш-

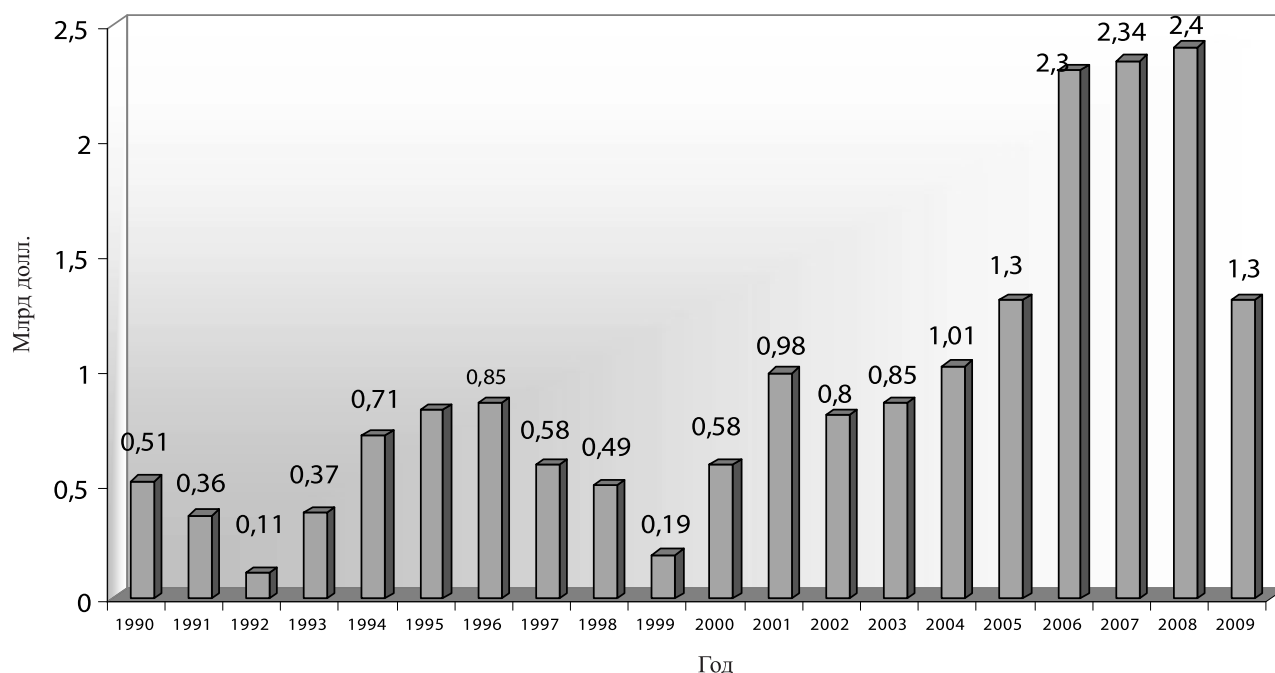


Рис. 3. Капиталовложения в нефтепереработку РФ в 1990–2009 годах [10–13]

ботки, в течение всего указанного периода оставался на низком уровне. Даже в условиях высоких мировых цен на нефть и огромных валютных доходов ВИНК от ее экспорта инвестиции российских нефтяных компаний в нефтеперерабатывающую промышленность оставались на невысоком уровне из-за недостаточной окупаемости проектов в этом сегменте. В условиях финансового кризиса 2008–2009 годов ВИНК, естественно, снизили общий объем своих инвестиций, и прежде всего в нефтепереработку.

Фактически речь идет о хроническом недофинансировании отрасли. В 2010 году нефтяные компании, по словам премьер-министра России В. Путина, недоинвестировали порядка 2 млрд долл., при этом

ленность РФ. Суммарно с долей инвестиций, направляемых в добычу (почти 30 %), доля иностранных инвестиций в нефтяной сегмент российского ТЭК в 2010 году достигла почти 50 %, что свидетельствует о возрастающем внимании иностранного капитала к России как источнику поставок углеводородных ресурсов в виде сырья и продуктов ее переработки на западные рынки.

Российская нефтепереработка испытывает потребность в первую очередь в притоке прямых иностранных инвестиций, прежде всего в их производственной форме, что должно содействовать выходу российской нефтеперерабатывающей промышленности на современный технологический

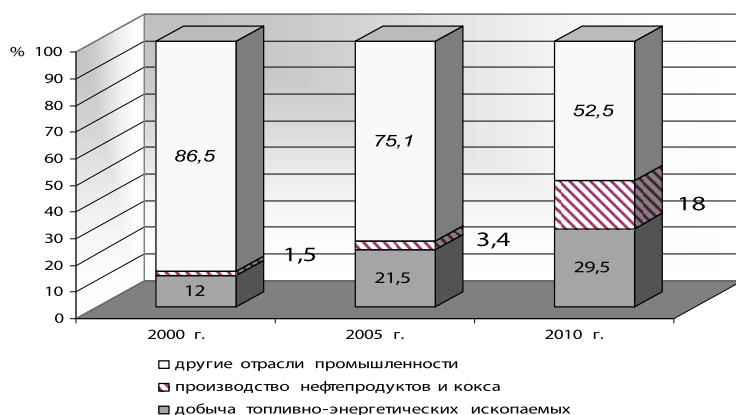


Рис. 4. Иностранные инвестиции в российскую нефтедобычу и нефтепереработку в 2000–2010 годах (%) [15–17]

уровень, обеспечению значительного повышения качества нефтепродуктов и доведению их до экологически обоснованных стандартов. Современное оборудование для изомеризации, каталитического крекинга и гидрокрекинга, позволяющее увеличить глубину переработки нефти, в большинстве случаев не производится на территории России, и его импорт значительно увеличивает затраты на техническое перевооружение отрасли. Поэтому требуется существенное повышение роли российских производителей оборудования, необходимого для модернизации отечественной нефтепереработки.

В-четвертых, серьезные недостатки системы налогообложения отрасли, которая до последнего времени слабо стимулировала российские компании к инвестированию в нефтепереработку. Задачи модернизации российских НПЗ требуют принятия существенных изменений в области налогообложения, и в первую очередь изменений ставок экспортной пошлины на нефть, темные и светлые нефтепродукты.

В последние годы экспорт нефтепродуктов облагался таможенными пошлинами по пониженной ставке по сравнению со ставками пошлин на экспорт сырой нефти в целях аккумулирования нефтяными компаниями средств на необходимую модернизацию нефтеперерабатывающей отрасли. В период с 2004 по 2010 год (фактически по январь 2011 года) пошлина на экспорт светлых нефтепродуктов составляла 71–72 % от ставки таможенной пошлины на нефть, для темных – 38–39 % (в среднем 56 %) [18]. Это делало очень выгодной простую переработку нефти, так как экспортировать мазут было более прибыльно по сравнению с экспортом сырой нефти и не способствовало наращиванию капиталовложений в углубление ее переработки. Поэтому програм-

мы модернизации нефтеперерабатывающих предприятий компаниями не выполнялись. Объем переработки нефти в стране рос и в 2010 году достиг 250 млн т без увеличения глубины ее переработки [19].

Для исправления ситуации была принята программа выравнивания пошлин на светлые и темные нефтепродукты на период 2011–2013 годов, которая предусматривала: с 1 февраля 2011 года пошлина на экспорт светлых нефтепродуктов составит 67,0 %, на темные – 46,7 % от нефтяной пошлины; в 2012 году они составят, соответственно, 64,0 % и 52,9 %, в 2013 году – 60,0 %, т.е. на светлые и темные нефтепродукты пошлины будут выравнены.

С 1 октября 2011 года Постановлением Правительства РФ от 26 августа 2011 г. №716 была внедрена налоговая система 60-66⁴ [20]. Это означало, что с 1 октября 2011 года для темных нефтепродуктов величина таможенной пошлины увеличилась с 46,7 % до 66 %, а для светлых нефтепродуктов снизилась с 67 % до 66 % от величины пошлины на нефть. В ноябре 2011 года экспортная пошлина на сырую нефть снизилась на 4,4 % (до 393 долл/т против 411,4 долл/т в октябре 2011 года). Единая ставка экспортной пошлины на светлые и темные нефтепродукты, кроме бензина, согласно новой методике с 1 ноября 2011 года составила 259,3 долл/т (в октябре 2011 года – 271,5 долл/т) [21].

В мае 2011 года была установлена специальная (заградительная) пошлина на экспорт бензинов с целью предотвращения нарастания его дефицита на внутреннем рынке. Расчеты показывают, что при средней цене нефти 1-го полугодия 2011 года – 115 долл/барр. [22] повышение таможенных пошлин на экспорт бензиновых фракций до уровня 90 % от величины пошлин на экспорт сырой нефти по сравнению с ситуацией до мая 2011 г., когда пошлина на экспортируемые бензины соответствовала пошлине на экспорт светлых нефтепродуктов, составила 104,9 долл/т. Ужесточение налогового режима для экспортеров темных нефтепродуктов еще более существенно. Согласно расчетам, при средней цене нефти 1-го полугодия 2011 года на уровне 115 долл/барр. пошлины на экспорт топочного мазута и прочих темных нефтепродуктов увеличились на 40,6 долл/т по сравнению с налоговыми условиями 2004–2010 годов. После введения с 1 октября 2011 года налоговой системы 60-66 их величина еще более возросла.

Однако сближение экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты может привести к негативным последствиям. Так, установление экспортной пошлины на нефтепродукты даже в размере 85–90 % от пошлины на нефть сделает нефтепереработку убыточной, если не будет снижена сама пошлина на нефть. В этой связи Министерство энергетики предлагает снизить максимальную ставку пошлины на нефть до 55 %, и в совокупности это обеспечит

⁴ Вторая цифра в названии новой налоговой системы (66) означает выравнивание таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты на уровне 66 % от величины пошлины на нефть.

бюджету, по расчету Минэнерго, дополнительные 8,55 трлн руб. доходов в 2012–2021 годах [23]. С другой стороны, снижение пошлины на нефть создаст стимул для увеличения именно экспорта сырой нефти, что будет закреплять и без того сложившуюся сырьевую специализацию российского нефтяного комплекса в глобализирующемся нефтяном хозяйстве. В настоящее время российский экспорт нефтепродуктов значительно уступает по объему экспорту нефти⁵. При этом в номенклатуре экспортируемых нефтепродуктов преобладающую долю занимают сернистый топочный мазут и дизельное топливо, а также промежуточные продукты, такие как вакуумный газойль и нефтя, т.е. продукция с невысокой добавленной стоимостью.

В 2010 году, когда цены на нефть стали постепенно расти, российские компании вновь возобновили интерес к развитию переработки. О продолжающейся модернизации своих НПЗ заявила Роснефть, которая одновременно приступила к реализации проекта создания современного НПЗ в Приморском крае мощностью в 20 млн тонн. ОАО «Татнефть» реализует инвестиционные проекты на строящемся заводе по переработке высокосернистой карбоновой нефти в Нижнекамске мощностью до 14 млн т в год, ЛУКОЙЛ продолжает осуществлять модернизацию своих НПЗ,

Сургутнефтегаз ведет строительство второй очереди Киришинского НПЗ проектной мощностью 12 млн тонн. О планах модернизации своих НПЗ заявили все вертикально-интегрированные нефтяные компании (табл. 1).

Из данных таблицы видно, что реализация этих планов позволит увеличить глубину переработки нефти до 92–96 % и долю выхода светлых нефтепродуктов до 70–75 %, но это может произойти только после 2015 года.

Таким образом, Россия, будучи одним из ведущих производителей нефти в мире, должна максимально использовать потенциал глубокой переработки нефти для выпуска высококачественной конкурентоспособной продукции для удовлетворения внутренних потребностей и экспорта. Необходимые условия этого – усиление инвестиционной привлекательности российской нефтепереработки и придание ей инновационного характера за счет внедрения новейших технологий, техники, передового опыта, в том числе и зарубежных. Помимо насущной задачи модернизации имеющихся НПЗ, необходимо строительство современных нефтеперерабатывающих комплексов экспортной ориентации в портах перспективных географических направлений.

Таблица 1

Планы некоторых российских нефтяных компаний по модернизации своих НПЗ [9, отчеты компаний на официальных сайтах]									
Название компании	Объем инвестиций (млн долл. США)	Период инвестирования	Капиталовложения	Изменение глубины переработки		Изменение показателя выхода светлых нефтепродуктов		Изменение индекса Нельсона	
				в н./в.	к концу периода	в н./в.	к концу периода	в н./в.	к концу периода
Башнефть	875	до 2017 г.	175	86,3	95	61,7	73	8,3	9,6
ЛУКОЙЛ	20 000	до 2027 г.	2 000	75	94	–	–	–	–
Газпромнефть	11 200	до 2018 г.	1 600	73	92	69	77	–	–
Роснефть	6 000	с 2009 г. до 2014 г.	1 000	64,4	96	56	78	4	7
ТНК-ВР	2 600	до 2016 г.	520	60	–	54	60	–	–

Библиографический список

1. Материалы международной конференции Petroleum Argus «Торговля нефтепродуктами в России: перспективы развития рынка», Москва, 30 ноября – 1 декабря 2006 г.
2. «О динамике цен на бензин автомобильный и ресурсах нефтепродуктов» за 2001–2010 гг. Федеральная служба государственной статистики РФ.
3. Нефтепереработка и нефтехимия. – М. 2007. №7. С. 7.

4. «Oil and Gas Journal». Nov.15. 2008. Refining Report. March, 2009. P. 44–45.

5. Иностранные инвестиции в нефтеперерабатывающей промышленности РФ. Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-информационный сборник. – М. № 5. 2007. С. 5.

6. «Oil and Gas Journal», March, 15th. 2008. P. 39.

7. Проект Федерального закона «О добыче, переработке и транспортировке по магистральным трубопроводам нефти и продуктов ее переработки». Quote.rbc.ru от 28.09.2010.

8. ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез». Отчет о деятельности 2010 г. (http://lukoil.ru/materials/images/Refining/2011/oil_refining_45-50_LUKOIL).

9. Миллиарды в НПЗ. // Ведомости. 24 октября 2011 г. С. 10.

⁵ По итогам 2009 г. экспорт нефти с газовым конденсатом из РФ составил 214 млн т, превышая объем экспорта нефтепродуктов в 1,6 раза. Рассчитано по [19].

10. «Интерфакс – нефть» // Ежедневные обзоры. 2007 г., 2008 г., 2009 г.

11. Доклад руководителя Федерального агентства по энергетике С. Оганесяна на форуме «ТЭК России в XXI веке», март 2005 г.

12. Cambridge Energy Research Association. Обзор «Реконструкция НПЗ и рационализация нефтеперерабатывающей отрасли России», 2003. С. 31.

13. ТЭК России: Нефтеперерабатывающая промышленность, Москва, февраль 2005 г. С. 24–30.

14. Новостная лента Росбизнесконсалтинга. Экономика. ТЭК. 25.10.2011 г.

15. Российский статистический ежегодник: Статистический сборник / Федеральная служба государственной статистики РФ. – М. 2010.

16. ТЭК России: Нефтеперерабатывающая промышленность, Москва, март 2006 г. С. 30–31.

17. ФСГС. Россия в цифрах. Справочники за 2006–2010 гг. Раздел «Структура инвестиций в основной капитал по видам экономической деятельности».

18. «Интерфакс – нефть» // Ежедневный обзор. 17 февраля, 2011 г.

19. «Нефтяная торговля» // Спецвыпуск 2010 г. С. 13.

20. Постановление Правительства РФ от 26 августа 2011 г. № 716 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1155».

21. Нефтегазовая вертикаль. 17.10.2011 г. (<http://www.ngv.ru/>).

22. Platts Crude Oil Marketwire. <http://www.platts.com/>.

23. Российский бизнес. 12.10.2010 г.

УДК 553.04

Инновационные аспекты технологии информационного обеспечения воспроизводства МСБ России

©2011 г. Л.Е. Чесалов, Д.Б. Аракчеев, С.А. Кимельман*

Повышение эффективности системы отечественного недропользования, помимо прочего, определяется внедрением собственно экономических механизмов управления государственным фондом недр. Немаловажную роль здесь играет информационная обеспеченность. Интерактивная карта инвестиционной привлекательности объектов минерально-сырьевой базы (МСБ) твердых полезных ископаемых (ТПИ) должна стать одним из информационных ресурсов, обеспечивающих принятие управленческих решений в области планирования развития МСБ ТПИ органами государственного управления фондом недр [1,2].

Принятие управленческих решений на инновационной основе предполагает:

– использование интерактивных карт и схем инвестиционной привлекательности объектов минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых;

– разработку и применение технических средств для составления таких карт и схем;

– применение информационных технологий, позволяющих в режиме непрерывного мониторинга корректировать карты и схемы инвестиционной привлекательности;

– рассмотрение инвестиционной привлекательности не только с позиции бизнеса (инвестора, недропользователя), но, прежде всего, с позиции гармоничного сочетания интересов инвестора и собственника недр – государства, а также гражданского общества.

Интерактивные карты создаются отдельно для основных групп твердых полезных ископаемых: *металлических, неметаллических и горючих*.

При выборе объектов оценки инвестиционной привлекательности МСБ ТПИ основное внимание уделяется объектам нераспределенного фонда. В пределах нераспределенного фонда выделяются две основные группы: *месторождения, ранее не вовлекавшиеся в эксплуатацию, и месторождения, на которые*

* Чесалов Л.Е. – д-р техн. наук, директор ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем.

Аракчеев Д.Б. – канд. техн. наук, вед. науч. сотр. ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем.

Кимельман С.А. – д-р геол.-минер. наук, проф. ФГУП ВСЕГЕИ.