

# НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА: ТАК ЖИТЬ НЕЛЬЗЯ

Являясь одним из мировых лидеров по добыче нефти, по мощностям первичной переработки жидких углеводородов Россия уступает только США. В то же время технологический уровень наших предприятий оставляет желать много лучшего. Дефицит мощностей вторичной переработки приводит к перепроизводству темных нефтепродуктов, глубина переработки сырья незначительна. Изменить ситуацию способна только масштабная модернизация. С середины 2000-х ею охвачены в разной степени практически все крупные НПЗ. Государство требует активизировать этот процесс, но стимулирует модернизацию преимущественно мерами административного принуждения. Не факт, что и после модернизации в структуре выпуска продукции нефтепереработки произойдут кардинальные перемены. Внутренний рынок не готов принять большие объемы высококачественного топлива. А экспортировать нефтепродукты с заводов, удаленных на многие тысячи километров от границы, не всегда выгодно.

**П**ереработкой нефти в России занимаются 28 крупных заводов и 80 официально зарегистрированных мини-НПЗ (последние ориентированы на обеспечение топливных потребностей удаленных и труднодоступных районов страны). На совещании, которое в феврале 2010 года провел в Омске президент РФ Д. Медведев, было сказано, что неофициально переработкой нефти занимаются еще 116 мини-НПЗ.

## Производственный потенциал

Суммарная мощность перерабатывающих мощностей на территории РФ — 279 млн тонн. По этому показателю Россия занимает второе место в мире (после США). Однако по объемам выпуска продукции наша страна отстает не только от США, но также от Японии и Китая, чьи производственные мощности скромнее российских.

**В ЭС-2030 одной из самых острых проблем назван высокий износ основных фондов — в нефтепереработке он достиг 80%. Большинство НПЗ были построены до середины 1960-х годов**

Основные производства размещены преимущественно вблизи районов концентрированного потребления нефтепродуктов: в Рязанской, Ярославской, Горьковской, Ленинградской областях, Краснодарском крае, Сибири (здесь построены два крупнейших НПЗ — в Омске и Ангарске).

Но это правило соблюдалось не всегда: НПЗ были построены также в Башкирии, Самарской и Пермской областях — регионах, являвшихся в то время крупнейшими центрами нефтедобычи. Впоследствии, когда главная база нефтедобычи переместилась в Западную Сибирь, это привело к появлению избыточных мощностей на Урале и в Поволжье.

В ЭС-2030 одной из самых острых отраслевых проблем назван высокий износ основных фондов — в нефтепереработке он достиг 80%. Это объясняется тем, что большинство НПЗ на территории России были построены в период с конца 1940-х по середину 1960-х годов. Единственным крупным нефтеперерабатывающим предприятием, построенным в России после 1966 года, стал Ачинский НПЗ, введенный в эксплуатацию в 1982 году. Кроме того, в 1979 году была организована переработка нефти на «Нижнекамскнефтехиме» для обеспечения потребности в сырье нефтехимического производства.

За минувшее десятилетие существенно вырос уровень использования производственных мощностей НПЗ: с 70% до 85% к концу периода. Причем, многие базовые предприятия отрасли загружены практически полностью. Например, по предприятиям ЛУК-ОЙЛа — свыше 99%.

Однако данный показатель характеризует использование первичных мощностей переработки. Для структуры технологических мощностей большинства НПЗ характерны исторически сложившиеся диспропорции между воз-

можностями первичной и вторичной переработки (со значительным креном в сторону первичной переработки).

Дефицитные мощности вторичных процессов, обеспечивающих выход качественной продукции с высокой добавленной стоимостью, используются практически полностью. Именно отставание в развитии производственных мощностей для вторичных процессов является главной причиной невысокой глубины переработки в целом по отрасли.

Если в передовых странах мира нормой считается глубина переработки 85–95%, то по России она находится на уровне 72%. Это средний показатель: более половины НПЗ работают с глубиной переработки 50–70%, статистику спасают несколько относительно успешных заводов с глубиной переработки на уровне 80% и выше.

## Под контролем ВИНК

Более 70% перерабатывающих мощностей страны сконцентрированы в собственности ВИНК. Обладание собственными мощностями переработки обеспечивает нефтедобывающим предприятиям страны важное стратегическое преимущество. Не удивительно, что подавляющая часть значимых для отрасли НПЗ находится в собственности или под контролем крупных нефтедобывающих предприятий.

Так, ЛУКОЙЛу принадлежат четыре крупных завода с суммарной мощностью переработки 44,7 млн тонн. «Газпром нефть» владеет Омским НПЗ мощностью 19,5 млн

тонн в год, это одно из крупнейших и наиболее технически совершенных перерабатывающих предприятий страны. Два крупных завода, принадлежащих ТНК-ВР, позволяют компании перерабатывать до 25 млн тонн нефти в год.

Сектор нефтепереработки «Сургутнефтегаза» представлен заводом в Киришах — ПО «Киришиннефтеоргсинтез», производственные мощности которого за последние годы увеличены с 17,3 до 22 млн тонн в год. Базовым НПЗ «Славнефти» является «Ярославнефтеоргсинтез» (мощность первичной переработки — 14 млн тонн в год).

Существовавшие собственные производственные мощности «Роснефти» после приобретения госкомпанией «Юганскнефтегаза» уже не отвечали масштабам ее бизнеса. Поэтому «Роснефть» приложила все усилия к тому, чтобы выставленные на аукционы весной 2007 года НПЗ ЮКОСа достались именно ей.

В результате к двум «исторически» принадлежащим «Роснефти» заводам (Комсомольский и Туапсинский НПЗ) суммарной мощностью переработки 10,8 млн тонн нефти в год компания добавила еще пять заводов, ранее принадлежавших ЮКОСу. Теперь мощности семи заводов позволяют «Роснефти» самостоятельно перерабатывать до 58 млн тонн нефти в год и обеспечивают госкомпанию лидерство в стране по объемам переработки.

Контроль ВИНК над основными НПЗ России является серьезным сдерживающим фактором для развития независимого сегмента нефтедобычи. Не имея возможности сдавать нефть на переработку на давальческой основе, они вынуждены продавать значительную ее часть на внутреннем рынке, нередко по заниженным ценам. При этом налог на добычу им приходится платить исходя из мировых цен на нефть, а не из фактической стоимости реализации.

Очевидно, что отсутствие собственных перерабатывающих производств снижало конкурентоспособность «РуссНефти» — самой молодой интегрированной нефтяной компании страны. Воспользовавшись удобным случа-

ем, компания приобрела в конце 2005 года у ТНК-ВР «Орскнефтеоргсинтез» и сразу же развернула активную инвестиционную деятельность по модернизации производства.

В результате производительность завода увеличилась на треть (до 5,1 млн тонн в 2009 году), а доля высокооктановых бензинов в общем объеме продукции, выпускаемой этим предприятием, выросла с 55% до 72–73%.

### **Агитация за модернизацию**

Серьезные потрясения отрасль пережила в 1990-е годы, когда и потребность в нефтепродуктах оказавшейся в глубоком кризисе экономики обвально сократилась, и денег на модернизацию производственных мощностей ни у государства, ни у новых собственников не было.

С возрождением экономики спрос на нефтепродукты начал расти. Но еще продолжительное время не только вкладывать деньги в модернизацию НПЗ, но и просто обеспечивать более полную загрузку мощностей частные собственники компаний не торопились — на фоне низких внутренних цен на нефтепродукты нефтяники отдавали безусловное предпочтение сырьевому экспорту. При этом даже экспортировать готовые нефтепродукты было менее выгодно, чем продавать за рубеж сырую нефть.

Существенно ситуация начала изменяться только в середине минувшего десятилетия, когда в силу изменений в российской фискальной политике и благоприятной конъюнктуры на мировых рынках экспорт нефтепродуктов стал для компаний более выгодным по сравнению с сырьевым экспортом.

В последнее время ситуация в перерабатывающей отрасли привлекает повышенное внимание руководства страны. С начала 2007 года высшие руководители регулярно проводят совещания, на которых с участием руководителей нефтяных компаний обсуждаются проблемы развития нефтегазовой отрасли в направлении выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью.

В феврале 2009 года такое совещание В.Путин проводил в Киришах, спустя год — Д.Медведев в Омске.

### **Нефтяники ждут от государства создания условий, при которых модернизация нефтепереработки станет выгодной. А правительство уповает на административный ресурс и ужесточает требования**

«Нужно ускорить модернизацию существующих и строительство новых нефтеперерабатывающих предприятий, наладить производство высококачественных и конкурентоспособных нефтепродуктов, которые соответствуют мировым стандартам. Это должно быть приоритетом всех наших крупных компаний», — в очередной раз напомнил президент в феврале 2010 года.

### **Если и дальше на фоне 10%-ной рентабельности производства качественного бензина соответствующий показатель по мазуту будет составлять 30%, светлые нефтепродукты так и останутся побочным продуктом производства мазута**

Однако говорить о согласованных действиях власти и бизнеса все еще не приходится. Нефтяники ждут от государства корректировки правил игры, создания условий, при которых модерниза-

### **С середины прошлого десятилетия нефтяники вплотную занялись модернизацией перерабатывающих мощностей. Она ориентирована на опережающее развитие технологических комплексов по углублению переработки**

ция и переход на новый качественный уровень нефтепереработки станут выгодными. А правительство уповает на административный ресурс и ужесточает требования.

В частности, в 2008 году правительство утвердило технический регламент на моторные топ-

лива. С 2011 года выпуск доминирующего сейчас на внутреннем рынке бензина класса 2 и ниже должен быть прекращен, а с 2015 года отрасль полностью должна перейти на выпуск продукции по стандарту Евро-5. Такие перемены требуют колоссальных инве-

### Сегодня практически все НПЗ имеют программы модернизации и довольно последовательно их реализуют

стиционных затрат, целесообразность и окупаемость которых сейчас не очевидна — кризис существенно изменил оценки перспектив развития, как внутреннего, так и внешних топливных рынков.

В то же время не факт, что правительство твердо решило уравнять даже с 2012 года экспортные

### «Роснефть» планировала построить новый НПЗ в конечной точке ВСТО. Радужные планы фактически завершились крахом, телега оказалась впереди лошади

пошлины на светлые и темные нефтепродукты. Показательна реплика В.Путина на соответствующее предложение главы Минэнерго, высказанное на совещании в Киришах: «Мы поднимем на темные, а девать мы куда их будем? Мы их здесь не затарим?»

Но если и дальше на фоне 10%-ной рентабельности производства качественного бензина соответствующий показатель по мазуту будет составлять 30%, светлые нефтепродукты так и останутся побочным продуктом производства мазута. Какими бы современными ни были новые производства.

### Модернизация на марше

С середины прошлого десятилетия нефтяники вплотную занялись модернизацией перерабатывающих мощностей. Она ориентирована не столько на рост объемов, сколько на опережающее развитие технологических комплексов по углублению переработки нефти и снижению удельного потребления нефти на единицу целевых продуктов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование остатков, висбрекинг, производство битумов и другие).

Большое внимание уделяется внедрению современных технологий по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей, изомеризации и алкилированию.

Крупнейшим объектом модернизации стал «Киришинефтеоргсинтез», на базе которого создаются новые комплексы по глу-

бокой переработке нефти. В конце 2010 года здесь планируется запустить установку глубокой переработки нефти на базе гидрокрекинга мазута. Это стратегически важный проект компании «Сургутнефтегаз». С пуском этого комплекса глубина переработки нефти достигнет 75%. Доля светлых нефтепродуктов в целом по предприятию вырастет с 49% до 70%.

После завершения строительства гидрокрекинга будет реализован проект каталитического крекинга. Одновременно рассматривается возможность строительства второй очереди комплекса глубокой переработки нефти с широким внедрением процессов нефтехимии. В результате к 2011 году глубина переработки нефти достигнет 92–95%.

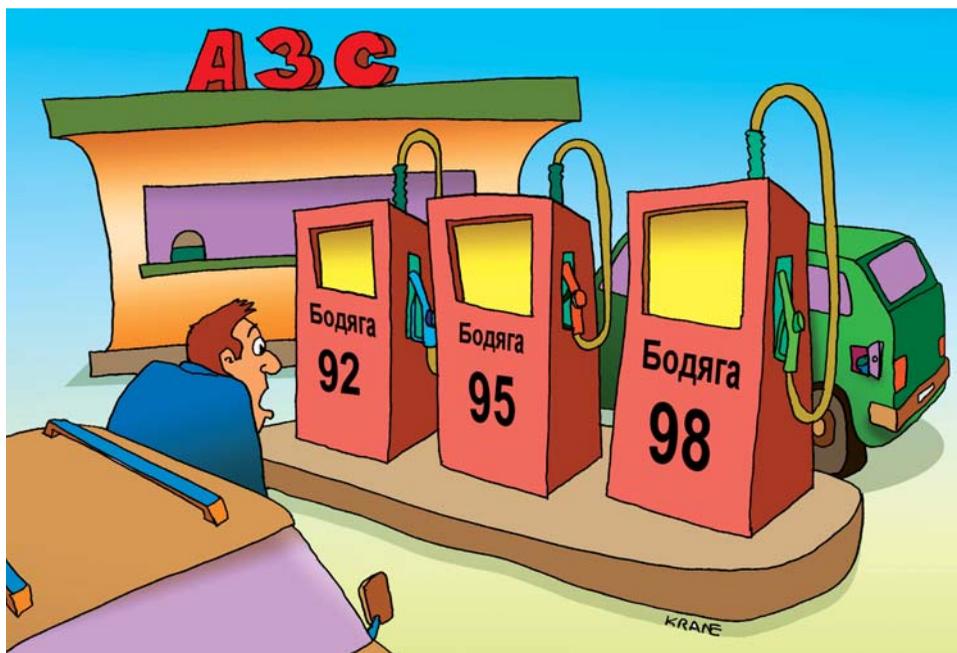
Масштабная реконструкция проводится на Туапсинском НПЗ — старейшем предприятии «Роснефти», построенном еще в 1929 году. Реконструкция направлена на увеличение мощности предприятия с 5,2 до 12 млн тонн и увеличение глубины переработки с 56% до 95%.

На Комсомольском НПЗ «Роснефть» продолжает реализацию комплексной программы реконструкции и модернизации, которую планируется завершить в 2013 году. В результате будет получен прирост мощности с 7,1 до 8 млн тонн, а глубина переработки вырастет с 60% до 95%.

Очень активно занимается модернизацией своих НПЗ ЛУКОЙЛ. За период с 2004-го по 2008 год объем ежегодных капиталовложений в этот сегмент вырос у компании в 2,5 раза и достиг к концу периода \$1,02 млрд. Всего за пять лет в развитие нефтепереработки вложено \$3,38 млрд.

С 2007 года масштабную реконструкцию Хабаровского НПЗ проводит НК «Альянс». В результате реализации проекта стоимостью \$1 млрд произойдет увеличение глубины переработки нефти с 63% до 92% и увеличение выхода светлых нефтепродуктов с 56% до 72%, а объем переработки вырастет до 4,5 млн тонн нефти в год (в 2009 году — 3 млн тонн).

Собственно, сегодня практически все НПЗ имеют программы



модернизации и довольно последовательно их реализуют. Что касается новых крупных заводов, то сейчас можно говорить о единственном успешном проекте.

На октябрь 2010 года запланирован ввод в эксплуатацию установки первичной переработки нефти мощностью 7 млн тонн и ряда других производственных объектов первой очереди строящегося в Нижнекамске комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТАНЕКО». В дальнейшем производственная мощность будет удвоена. Капитальные вложения в проект в ценах 2008 года оцениваются в 222,7 млрд рублей.

«Роснефть» планировала построить новый НПЗ мощностью 20 млн тонн в конечной точке нефтепровода ВСТО с глубиной не ниже 95%. Предполагалось, что основной приоритет будет отдан производству наиболее востребованной продукции нефтепереработки и нефтехимии (дизельное топливо, авиатопливо, полипропилен, параксилон). Основными рынками сбыта продукции рассматривались страны АТР, чему способствовала близость основных морских маршрутов и портов отгрузки.

Радужные планы фактически завершились крахом, «Роснефть» отозвала с проекта практически всю технику и все людские ресурсы: оказалось, что рынки, готовые к приему нашей нефти, совсем не готовы потреблять нашу продукцию высоких и высших переделов.

Одновременно это означает и крах той маркетинговой политики, если она вообще существует, к которой Россия все чаще прибегает: сначала строить, потом считать. Прямой наскок на АТР-рынки закончился неудачей лишь потому, что никто не удосужился их оценить и вариантно построить маркетинговые схемы реализации. Куда проще было бы решать такие проблемы при непосредственном участии основных зарубежных игроков этих рынков.

Больше того, сегодня правительство не готово поощрять новое строительство. В декабре 2009 года В.Путин высказал сомнения в целесообразности по-

явления новых НПЗ: «Строить и создавать нужно то, что выгодно. Как это ни покажется парадоксальным, сегодня продавать сырую нефть экономически выгоднее, чем нефтепродукты... Безусловно, с точки зрения стратегии нужно создавать НПЗ на нашей территории, иметь их, здесь перерабатывать и нефтепродукты продавать. Но эта стратегия сегодня отчасти вступает в противоречие с экономической логикой».

Такое высказывание дает повод усомниться в твердости намерений правительства избавлять экономику страны от сырьевой зависимости. Как минимум, это означает, что на активную помощь государства в проведении модернизации нефтяникам рассчитывать не стоит. А без этого вложения в глубокую модернизацию окупить будет непросто.

### Объемы на вырост

Поставки нефти на российские НПЗ последовательно росли в течение всего минувшего десятилетия. Исключением стал 2004 год, когда они сократились на 3,7% к предыдущему году. Это связано, прежде всего, с расширением трубопроводной инфраструктуры экспорта (до этого времени значительные объемы нефти ВИНК направляли на свои НПЗ не с целью переработки, а для перелива с использованием заводских терминалов в железнодорожные цистерны для последующего экспорта).

Кстати, возобновившийся после 2004 года рост поставок сырья на НПЗ уже не был таким агрессивным. Если в 2002 году объем поставок увеличился на

9,5%, а годом позже — еще на 7%, то среднегодовой прирост второй половины «нулевых» лет составлял всего 2,6%.

### На активную помощь государства в проведении модернизации нефтяникам рассчитывать не стоит. А без этого инвестиции окупить будет непросто

При этом в первой половине десятилетия НПЗ ежегодно получали нефти на 7–13% больше, чем перерабатывали (в среднем, на 10,8%). А в течение последней пятилетки, в среднем, — на 0,4% меньше (в 2007 и 2008 годах — на

### Поставки нефти на российские НПЗ последовательно росли в течение всего минувшего десятилетия. Столь же последовательно замедлялись темпы роста

1,5% меньше; в кризисном 2009 году — на 0,8% больше).

Смена тренда объясняется как отказом ВИНК от использования терминалов НПЗ в качестве перевалочных пунктов, так и оптимизацией объемов запасов.

### В прошлом году на российских НПЗ было переработано 235,6 млн тонн нефти. За 2000-е годы объемы выросли в 1,5 раза

В целом за 2000-е годы поставки сырья на НПЗ выросли в 1,3 раза, с 176,2 млн тонн в 2000 году до 237,47 млн тонн в 2009-м (см. «Динамика поставок и первичной переработки нефти на НПЗ России»).

Динамика поставок и первичной переработки нефти на НПЗ России



#### Поставки нефти на НПЗ России, млн тонн

	2009 г.	2008 г.	2002 г.	2009/2008	2009/2002
Роснефть	49,68	49,34	8,29	100,7%	в 6 раз
ЛУКОЙЛ	44,18	44,07	34,79	100,2%	127,0%
Сургутнефтегаз	20,32	20,76	18,25	97,9%	111,3%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	20,14	21,61	21,75	93,2%	92,6%
Газпром нефть (Сибнефть)	18,39	18,42	14,07	99,8%	130,7%
Славнефть	13,65	13,50	12,74	101,1%	107,1%
РуссНефть	5,07	4,94		102,6%	
ЮКОС			40,34		
Другие	66,04	59,30	52,87	111,4%	124,9%
Всего	237,47	231,94	203,10	102,4%	116,9%

Объемы переработки нефти уверенно росли в течение всего периода, за исключением кризисного 2009 года, когда количество переработанного сырья практически не изменилось. Показатели прироста за первую и вторую по-

дующие два года. 2009 год с его нулевой динамикой, в принципе, продолжил этот ряд. Однако нужно учитывать, что речь идет об адаптации к работе в условиях кризиса.

В прошлом году на российских НПЗ было переработано 235,6 млн тонн нефти по сравнению с 158 млн тонн в 2000 годом. За этот период объемы переработки нефти выросли в 1,5 раза.

По предприятиям динамика поставок нефти на НПЗ существенно отличается. За последние семь лет «Газпром нефть» увеличила поставки сырья на Омский НПЗ более чем на 30%. На заводы ЛУКОЙЛа нефти сейчас поступает на 27% больше, чем в 2002 году. В то же время поставки на «Киришинефтеоргсинтез» выросли на 11,3% (см. «Поставки нефти на НПЗ России»).

### Крупнейшими производителями нефтепродуктов сейчас являются «Роснефть» и ЛУКОЙЛ. Вместе они обеспечивают почти 40% отечественной нефтепереработки

ловину десятилетия изменились незначительно: 22,9% за 2000–2004 годы и 21,3% за последнюю пятилетку.

Впрочем, что касается второй половины 2000-х, то можно говорить о плавном затухании темпов роста: с 6,4% в 2005 году и 5,9% в 2006 году до 4,0% и 3,5% в сле-

Остается добавить, что фактические объемы переработки нефти значительно превзошли контрольные цифры, зафиксированные в ЭС-2020. Предпоследняя редакция Энергостратегии РФ ориентировала на увеличение объемов переработки до 200–210 млн тонн в 2010 году и до 210–215 млн тонн в 2020-м.

ЭС-2030 предусматривает сохранение тренда на увеличение физических объемов переработанного сырья. Предполагается, что к 2020 году они вырастут на 5–10% к уровню 2009 года (до 249–260 млн тонн), а за следующее десятилетие — на 16–31% к нынешним объемам (до 275–311 млн тонн). Имеющиеся производственные мощности задействованы практически полностью. Поэтому прирост имеется в виду обеспечить за счет ввода в эксплуатацию новых заводов в Татарстане и Приморском крае, а также модернизации и расширения действующих производств.

Так, строящийся в Нижнекамске комплекс должен увеличить мощности переработки на 7 млн тонн, существующий пока только в перспективных планах Приморский НПЗ — на 20 млн тонн, а реконструкция Туапсинского НПЗ и «Киришинефтеоргсинтеза» — на 7 и 12 млн тонн соответственно.

Относительно 2001 года объемы переработки сырья больше всего выросли на российских заводах ЛУКОЙЛа — в 1,5 раза. Конечно, не считая «Роснефти», где объемы выросли в 6,4 раза — главным образом, за счет приобретения новых активов (см. «Первичная переработка нефти на предприятиях России»).

Активно расширяли производство «Газпром нефть» (+39%), Нижнекамский НПЗ (+36,4%) и «Сургутнефтегаз» (+17,4%). Из крупных производств объемы переработки за этот период сократили только «Салаватнефтеоргсинтез» (–5,4%) и заводы «Газпрома» (–13,8%).

Крупнейшими производителями нефтепродуктов сейчас являются «Роснефть» и ЛУКОЙЛ. Вместе они обеспечивают почти 40% отечественной нефтепереработки. Три следующие по объемам переработки ВИНК («Сургут-

#### Первичная переработка нефти на предприятиях России, млн тонн

Предприятия	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2001 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2001
Роснефть	49,57	49,08	10,46	7,76	101,0%	473,9%	638,8%
ЛУКОЙЛ	44,25	43,95	36,99	29,46	100,7%	119,6%	150,2%
Сургутнефтегаз	20,35	20,48	18,28	16,24	99,4%	111,3%	125,3%
ТНК-ВР (ТНК + СИДАНКО)	20,12	21,47	23,07	19,70	93,7%	87,2%	102,1%
Газпром нефть (Сибнефть)	18,43	18,37	14,50	13,26	100,3%	127,1%	139,0%
Славнефть	13,63	13,48	12,79	11,61	101,1%	106,6%	117,4%
РуссНефть	5,09	4,94			103,0%		
Газпром	4,63	5,02	5,51	5,37	92,2%	84,0%	86,2%
ЮКОС			32,20	28,74			
Башнефтехим	20,75	20,36	19,14	20,30	101,9%	108,4%	102,2%
Московский НПЗ	9,99	9,78	9,35	9,77	102,1%	106,8%	102,3%
Нижнекамский НПЗ (ТАИФ)	8,05	7,68	6,61	5,90	104,8%	121,8%	136,4%
Салаватнефтеоргсинтез	5,64	6,39	7,12	5,96	88,3%	79,2%	94,6%
Хабаровский НПЗ (группа Альянс)	2,97	3,32	3,06	2,50	89,5%	97,1%	118,8%
Мини-НПЗ	6,54	6,28	4,08	н/д	104,1%	160,3%	
Другие	5,54	5,06	3,47	2,42	109,5%	159,7%	228,9%
<b>Всего</b>	<b>235,55</b>	<b>235,66</b>	<b>206,63</b>	<b>178,98</b>	<b>100,0%</b>	<b>114,0%</b>	<b>131,6%</b>

нефтегаз», ТНК-ВР и «Газпром нефть») — 25%. По сравнению с 2001 годом лишь три крупных производителя («Роснефть», ЛУКОЙЛ и «Газпром нефть») увеличили свои доли в общероссийских объемах производства. Доли Нижнекамского и Хабаровского НПЗ остались стабильными. Доли других производителей снизились (см. «Доли компаний в первичной переработке нефти на предприятиях РФ»).

## Неглубокая переработка

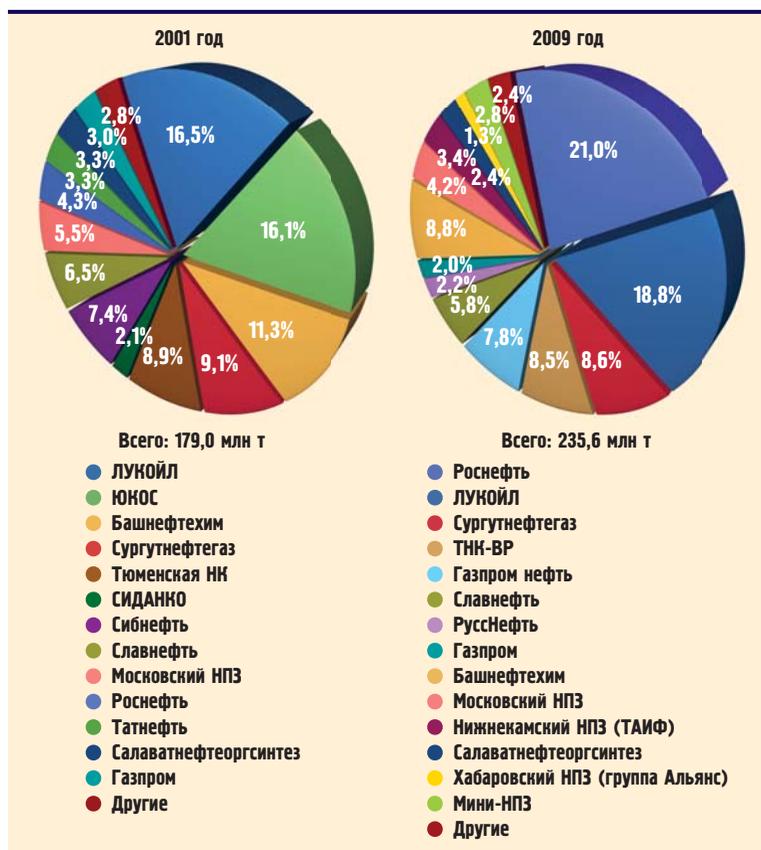
Одной из главных проблем отечественных НПЗ является низкая глубина переработки сырья. «Нулевые» годы мало что изменили. Единственным годом, когда прогресс был заметен невооруженным глазом, стал 2000-й: глубина переработки была улучшена на 5%, или на 3,4 п.п. (с 67,4% до 70,8%). За все последующие годы глубина переработки выросла всего на 1,3% (на 0,9 п.п.).

При этом динамика не характеризуется каким-либо внятным трендом: в течение всего периода уровень глубины переработки колебался вокруг среднего значения 71,2% (см. «Глубина переработки нефти в России»).

В 2009 году глубина переработки нефти снизилась с 72,1% до 71,7%. Это результат недостаточного использования углубляющих схем переработки мазута, резюмирует Минэкономразвития. То есть, обозначена еще одна грань проблемы: мало того, что возможности глубокой переработки ограничены неразвитостью производственной цепочки, так еще и имеющиеся возможности не используются в полной мере. Не выгодно.

ЭС-2020 предусматривала увеличение глубины переработки нефти до 75% к 2010 году. Это задание провалено. Сколь-либо значимого прогресса на важнейшем направлении развития нефтеперерабатывающей отрасли не произошло. Этот сегмент в течение прошлого десятилетия развивался преимущественно экстенсивно — в большей степени за счет увеличения нагрузки на имеющиеся производственные мощности, чем

## Доли компаний в первичной переработке нефти на предприятиях РФ



благодаря росту эффективности использования сырья.

Несмотря на этот провал, ЭС-2030 продолжает настаивать на том, что к 2020 году глубина переработки вырастет до 83% (80–85% по ЭС-2020). Ожидается, что в течение следующего десятилетия глубина переработки вырастет до 89–90%.

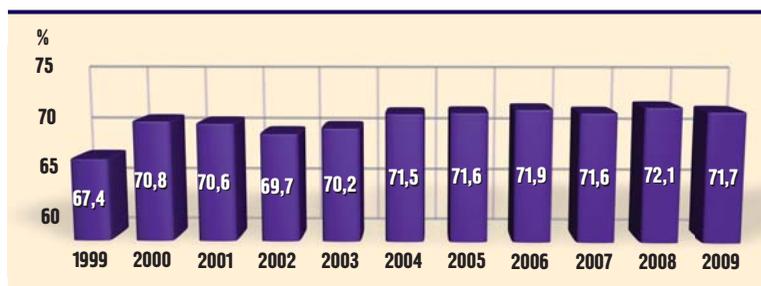
Конечно, радикальное улучшение глубины переработки — цель благородная. Однако, для того чтобы ежегодно улучшать этот показатель на 1 п.п., нужны серьезные усилия — и со стороны государства, и со стороны бизнеса.

Минувшее десятилетие показало, что благих пожеланий и призывов работать лучше недостаточно для большого рывка.

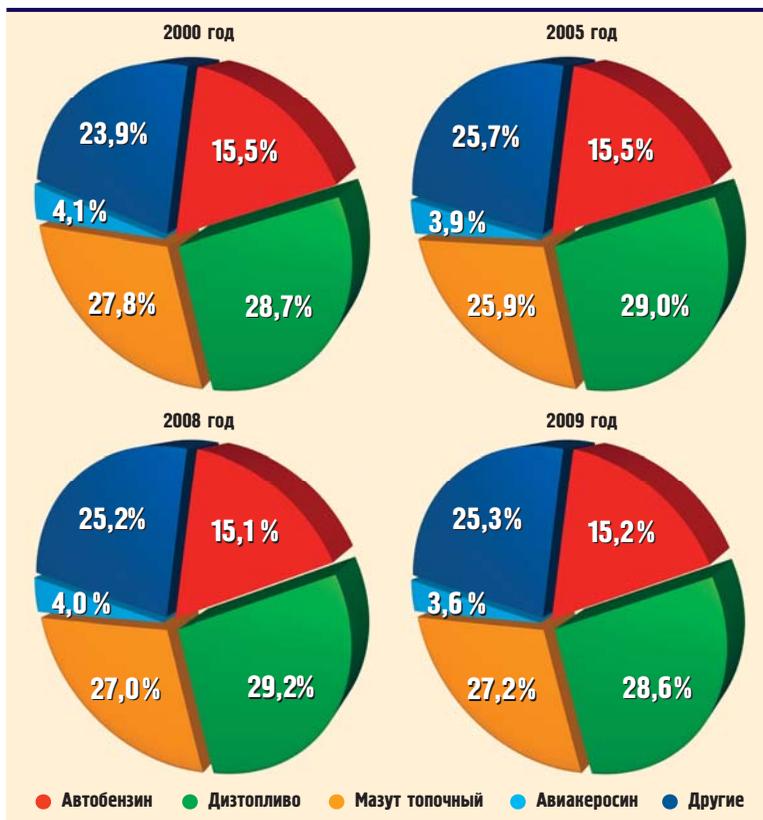
**Одной из главных проблем отечественных НПЗ остается низкая глубина переработки сырья. Ее уровень колеблется вокруг среднего значения 71,2%**

Естественно, масштабная модернизация, проводимая сейчас на большинстве НПЗ, должна дать определенный результат. Но трудно поверить, что практически

## Глубина переработки нефти в России



## Структура продукции НПЗ России



на всех заводах будет обеспечен столь значительный прогресс (а за счет одних только передовых предприятий на 90%-ный уровень в целом по отрасли выйти невозможно, да еще и продолжая наращивать объемы).

ЭС-2030 не хватает честного анализа причин провала в прошлом десятилетии. Только ли техническое отставание от графика

**Мало того, что возможности глубокой переработки ограничены неразвитостью производственной цепочки, так еще и имеющийся потенциал не используется в полной мере. Не выгодно**

модернизации НПЗ привело к ступору с улучшением глубины переработки? Конечно, нет.

На совещании по вопросам развития энергетики, которое президент Д.Медведев провел в феврале 2010 года в Омске, был назван широкий спектр проблем правового регулирования, существование которых тормозит процесс модернизации. Это, прежде

всего, невысокая эффективность инвестиций в глубокую переработку, нестабильность налогового режима и в разы большая доходность вложений в расширение объемов первичной перегонки по сравнению с капитальными затратами на организацию вторичных процессов.

Это проблемы государственного регулирования. Нефтяники говорят о них не первый год. Но реальных подвижек не происходит. Соответственно, и рассчитывать на кардинальное улучшение глубины переработки в общепромышленном масштабе пока нет оснований. Все-таки рост объемных показателей обеспечить значительно дешевле и проще, чем осуществить качественные преобразования.

Между тем, вопреки оптимистичным прогнозам ЭС-2030 в отношении увеличения глубины переработки нефти, Минэкономразвития ждет в условиях продолжающегося мирового кризиса снижения темпов роста инвестиций в сектор нефтепереработки и, как следствие, переноса сро-

ков ввода объектов реконструкции НПЗ. На среднесрочную перспективу не прогнозируется интенсивный ввод новых мощностей по углублению переработки нефти и увеличение загрузки действующих. При этом, по оценкам министерства, в 2012 году может произойти увеличение глубины переработки до 73,2%.

Визитной карточкой страны с точки зрения переработки, опять же вопреки Энергостратегии, является ежегодный рост производства мазута.

## Нефтепродукты: застывшие пропорции

Еще одним неприятным итогом минувшего десятилетия стало отсутствие сколь-либо существенных перемен в структуре выпускаемой продукции. Пропорции 2009 года практически те же, что и в 2005-м, и в 2000 году (см. «Структура продукции НПЗ России»).

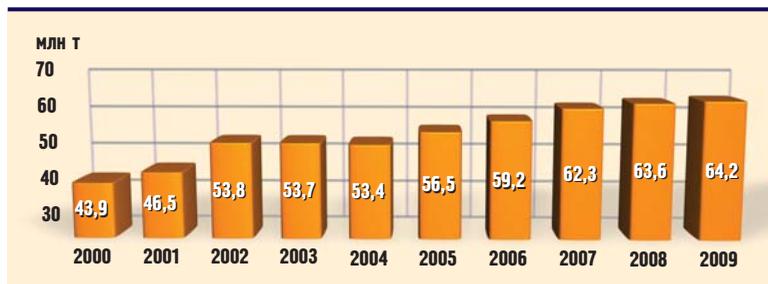
За целое десятилетие доля автотоплива изменилась всего на 0,3 п.п., дизтоплива — на 0,1 п.п., мазута — на 0,6 п.п., керосина — на 0,5 п.п.

Причем, во всех случаях — в сторону снижения. Правда, расширился ассортимент продукции: с 23,9% до 25,3% выросла доля «неосновных» ее видов. И еще в целом по отрасли произошло улучшение качественных характеристик нефтепродуктов: бензина и дизельного топлива.

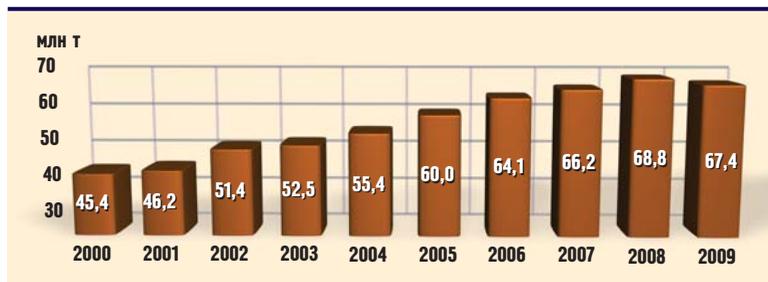
Минэкономразвития признает, что доля мазута и дизельного топлива чрезмерна. Предложение этих видов топлива значительно превышает потребности внутреннего рынка. Однако существующие производственные мощности не дают свободы маневра: увеличение производства бензина на одну тонну означает, что выпуск мазута вырастет на 1,7–1,9 тонны. Без модернизации сломать этот порочный круг невозможно.

ЭС-2020 ставила задачу сократить к 2010 году производство мазута до 45 млн тонн. На практике за последнее десятилетие объемы выросли на 46%: в 2009 году его было выпущено 64,15 млн тонн. В 2002 году производство мазута выросло на 15,5%, за следующие семь лет — еще на

## Производство мазута топочного на НПЗ России



## Производство дизельного топлива на НПЗ России



19% (см. «Производство мазута топочного на НПЗ России»).

На 48% увеличилось производство дизельного топлива. Начиная с 2004 года дизтопливо окончательно потеснило по объемам выпуска мазут и стало самым массовым продуктом отечественных НПЗ.

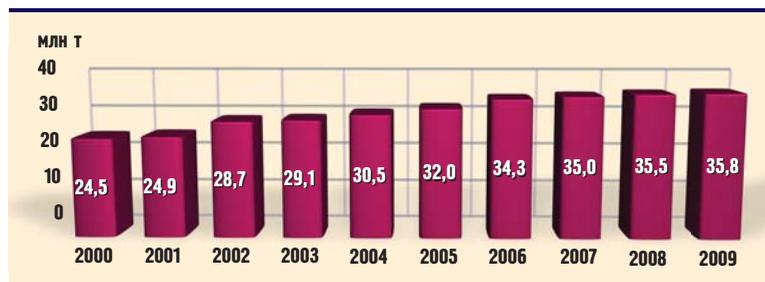
Причем, разрыв увеличивается: в 2004 году дизтоплива было выпущено на 3,8% больше, чем мазута, а в 2008-м — уже на 8,2%. Правда, кризисный 2009 год сократил разрыв до 5%: производство мазута выросло на 0,9%, а выпуск дизтоплива уменьшился на 2,1%. Но в целом производство дизельного топлива за 10 лет выросло несколько больше, чем любого другого вида топлива из основной номенклатуры НПЗ: с 45,4 до 67,4 млн тонн (см. «Производство дизельного топлива на НПЗ России»).

Производство автомобильного бензина увеличилось за «нулевые» годы на 46,3%: с 24,45 до 35,78 млн тонн. Рост стабильный. Правда, после 2006 года динамика затухает: с 7,4% до 1,6% в 2008 году и 0,7% в 2009-м. Но это, в принципе, синхронизировано с динамикой переработки в целом (см. «Производство автомобильного бензина на НПЗ России»).

Выпуск авиакеросина в 2009 году сократился на 9,4%, с 9,42 до

8,53 млн тонн. Это одна из основных, но не единственная причина относительно низкой динамики роста за весь рассматриваемый период. Стабильный рост производства наблюдался только с 2003-го по 2006 год. В остальное время объемы то падали, то росли (см. «Производство авиационного керосина на НПЗ России»).

## Производство автомобильного бензина на НПЗ России



## Производство авиационного керосина на НПЗ России



ЭС-2030 ориентирует на снижение объемов производства мазута до 40–42 млн тонн к 2020 году и до 25,29 млн тонн в 2030 году. То есть, как минимум, на треть за ближайшие 10 лет.

Активнее всего предлагается развивать производство автомобильного бензина: на 28–31% к 2020 году и до 55–57 млн тонн в течение следующего десятилетия. Выпуск дизельного топлива должен вырасти на треть к 2030 году, до 106–111 млн тонн.

Ожидаемые ЭС-2030 пропорции должны измениться следующим образом: 18% бензина, 32% дизтоплива и 16% мазута. Еще через 10 лет доля мазута в составе продукции НПЗ должна сократиться до 9,5%, а дизтоплива — до 29,5%. При этом доля автомобильного бензина увеличится на десятые доли процента.

По сути, речь идет о революционных преобразованиях. Особенно в части радикального сокращения доли мазута. Но если даже тотальная технологическая модернизация на НПЗ сформирует условия для таких преобразований, не факт, что этот потенциал будет востребован и использован. Многое будет зависеть от состояния внутреннего топливного рынка и условий экспорта. 