

# РАЗВИТИЕ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

В. В. БУШУЕВ, В. А. КРЮКОВ, В. В. САЕНКО,  
А. Н. ТОКАРЕВ, Ю. К. ШАФРАНИК, В. В. ШМАТ

## Оценка состояния нефтепереработки на современном этапе<sup>1</sup>

Нефтеперерабатывающая промышленность является ключевым звеном нефтяной отрасли в целом, поскольку нефть, в отличие от других первичных энергоресурсов (природного газа, угля), в сфере конечного потребления практически не используется в сыром виде. Нефть поступает в сферу конечного потребления лишь после переработки в виде разнообразных нефтепродуктов – моторного топлива, смазочных масел, нефтебитумов, кокса, сырья для нефтехимических производств, топочного мазута.

Основные показатели развития нефтеперерабатывающей промышленности в 2000–2008 гг. представлены в табл. 1.

Российская нефтепереработка в 2000-х годах развивалась в целом весьма умеренными темпами. За 8 лет (в 2008 г. по отношению к 2000 г.) объёмы переработки нефти и производства моторного топлива выросли в 1.37 раза (среднегодовой темп прироста составил 4%). Имело место отставание в темпах роста нефтепереработки и по сравнению с экономическим ростом (ВВП вырос в 1,66 раза), и в сравнении с увеличением объёмов нефтедобычи (рост по данному показателю составил 1.5 раза). Более быстрыми темпами по сравнению с общими отраслевыми показателями возросло производство вакуумного газойля (в 6.5 раза), прямогонного бензина (в 3.5 раза), бензинов в целом (в 1.56 раза), светлых нефтепродуктов в целом (1.46 раза), авиакеросина (1.43 раза). Наиболее низкие приростные показатели характерны для таких продуктов, как флотский мазут (рост на 4% за 8 лет), смазочные масла (5%), кокс (7%), нефтебитум (17%). Особо следует отметить низкие темпы роста вы-

пуска автобензина (1.31 раза), которые на 6 процентных пунктов ниже показателей роста объёмов переработки нефти.

Отмеченные особенности в динамике объёмов переработки нефти и производства нефтепродуктов объясняются, с одной стороны, сложившимися тенденциями в формировании рыночного спроса, а с другой – серьёзными внутренними проблемами отрасли:

- высокой степенью износа основных фондов (до 80%);
- использованием устаревших, энергоёмких и экологически несовершенных технологий; низкой долей углубляющих процессов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование) в технологической схеме переработки нефти. В последние годы в Российской Федерации этот показатель не превышает 13% от объёма первичной переработки нефти (в странах Западной Европы от 30 до 50% и выше);
- низким уровнем конверсии нефтяного сырья в более ценные продукты переработки.

Факторы организационно-экономического характера обуславливают мотивацию в политике крупных нефтяных компаний, играющих ведущую роль в отечественной нефтепереработке. Общая тенденция их такова, что они в большей степени заинтересованы в экспорте сырой нефти и относительно простых нефтепродуктов, чем в развитии глубокой переработки сырья и повышении качества своей продукции. Данное обстоятельство отражается на динамике объёмов первичной переработки сырья и по вторичным процессам. В частности, из углубляющих процессов нефтепереработки более высокие (по сравнению с первичной переработкой) темпы роста в 2001–2008 гг. характерны только для гидрокрекинга (рост в 2.2 раза), тогда как объёмы каталитического и термического крекирования выросли в 1.31 раза, каталитического риформинга – в 1.29 раза, коксования – в 1.19 раза.

<sup>1</sup>Раздел подготовлен по материалам ОАО «ВНИПИнефть».

Таблица 1

**Основные показатели нефтеперерабатывающей промышленности в 2000–2009 гг., млн т**

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
<b>Объёмы переработки сырья</b>										
Первичная переработка нефти	173.0	178.9	185.1	190.1	195.3	207.7	220.2	228.9	236.8	235.1
Безвозвратные потери сырья и нефтепродуктов	2.2	2.2	2.1	2.2	2.2	2.2	2.3	2.2	2.2	2.2
Термическое и каталитическое крекирование сырья	20.4	20.5	20.8	22.2	22.1	23.7	24.5	26.1	26.8	н.д.
Коксование тяжелых нефтяных остатков	3.7	3.7	3.8	3.5	3.9	3.9	3.8	3.8	4.4	н.д.
Гидроочистка керосина и дизельного топлива	36.9	39.8	42.5	42.9	43.6	46.2	49.7	50.8	51.4	н.д.
Гидрокрекинг	0.6	0.7	0.7	0.8	1.0	0.0	1.2	1.1	1.3	н.д.
Каталитическое риформирование сырья, всего	17.8	18.4	18.9	19.8	20.0	20.9	22.8	23.9	23.0	н.д.
В т.ч.: для получения ароматических углеводородов	2.9	3.0	3.1	3.1	3.1	3.2	2.9	3.4	3.3	н.д.
для повышения октановой характеристики автобензинов	16.0	15.4	15.9	16.7	16.9	17.7	19.9	20.4	19.7	н.д.
<b>Производство продукции</b>										
Светлые нефтепродукты, всего	92.7	97.0	102.7	106.8	110.2	118.6	125.9	131.8	135.4	132.5
Моторные топлива, всего	83.0	84.8	88.4	90.3	93.6	100.1	107.6	110.4	113.8	111.4
В т.ч.: автобензин	27.2	27.6	29.0	29.3	30.5	32.0	34.4	35.1	35.6	36.1
Из него: Аи-92 и выше, %	41.5	47.1	49.4	53.1	56.3	58.7	68.6	74.4	77.4	н.д.
авиакеросин	6.5	7.0	6.7	7.1	7.7	8.1	9.1	9.0	9.3	8.3
дизельное топливо	49.2	50.2	52.7	53.9	55.4	60.0	64.2	66.3	68.9	67.0
Из него: малосернистое (с содержанием серы 0.1% и ниже), %	7.5	5.7	10.9	12.3	11.6	15.6	16.2	16.9	17.4	н.д.
Прямогонный бензин и бензин для химической промышленности	3.8	4.3	5.6	7.3	7.9	11.2	11.2	12.9	13.0	н.д.
Мазут (валовой выпуск), всего	57.0	58.1	63.3	63.9	63.3	67.8	72.4	78.2	81.1	80.7
В т.ч.: мазут флотский	1.0	0.8	1.0	0.9	0.6	0.8	1.1	0.9	1.0	н.д.
вакуумный газойль	1.3	1.5	2.1	2.4	3.2	4.9	6.1	6.9	8.6	н.д.
мазут топочный	49.2	50.3	54.2	54.6	53.6	56.7	59.3	62.7	63.9	62.8
Гудрон для производства нефтебитума	0.6	0.7	0.5	0.6	0.5	0.8	0.9	0.8	0.9	н.д.
Нефтебитум, всего	4.9	4.9	4.3	4.5	4.6	4.3	4.7	5.4	5.7	н.д.
Кокс нефтяной и сланцевый, всего	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	1.2	1.3	1.0	1.2	н.д.
Масла смазочные	2.8	2.8	2.7	2.9	2.9	2.8	3.0	2.8	2.8	н.д.
Парафины	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	н.д.
<b>Показателя глубины переработки нефтяного сырья</b>										
Глубина переработки статист., %	70.8	70.7	69.6	70.2	71.5	71.6	72.0	71.6	72.1	72.4
Глубина переработки расчётная, %	65.8	66.3	64.7	65.2	66.5	66.3	66.1	64.9	64.8	64.7
Выход светлых нефтепродуктов, %	53.6	54.2	55.5	56.2	56.4	57.1	57.2	57.6	57.2	56.4

Источник: Росстат, ГП "ЦДУ ТЭК".

Как следствие, медленно повышаются глубина переработки нефти и выход светлых нефтепродуктов в расчёте на перерабатываемое сырьё. Так, за период 2001–2008 г. показатель выхода светлых нефтепродуктов вырос всего на 3.6% (с 53.6% в 2000 г. до 57.2% в 2008 г.), а статистический показатель глубины переработки – всего на 1.3% (с 70.8 до 72.1%). При этом расчётная глубина переработки, исчисленная исходя из объёмов выпуска продукции за вычетом потерь и производства всех видов мазута (топочного, флотского, вакуумного газойля и проч.), снизилась на 1% (с 65.8 до 64.8%).

Положительной тенденцией в развитии российской нефтепереработки следует считать постепенное повышение качества выпускаемых видов моторного топлива. За рассматриваемый период объёмы производства высокооктанового автобензина (АИ-92 и выше) выросли в 2.4 раза, а малосернистого дизельного топлива (с содержанием серы менее 0.1%) – в 3.3 раза. Соответственно, доля высокооктанового бензина в общем объёме производства карбюраторного топлива составила в 2008 г. 77.4%, а малосернистого дизельного топлива в общем объёме выпуска средних дистиллятов – 17.4%. Несмотря на увеличение выпуска товарных нефтепродуктов и дистиллятных топлив с улучшенными качественными характеристиками, наращивание производства топлив, соответствующих требованиям регламента по классам 3, 4, 5, отстаёт от намеченных сроков полного перехода на их выпуск.

Предприятия нефтеперерабатывающей промышленности России следует разделить на две группы: основные и неосновные. Основные предприятия производят широкую номенклатуру нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. К основным предприятиям относятся 27 крупных нефтеперерабатывающих заводов суммарной установленной мощностью по первичной переработке (по установкам ЭЛОУ-АВТ) 255.2 млн т и фактической переработкой около 224.8 млн т сырой нефти в год (по результатам 2008 г.). Доля этих НПЗ в общероссийском объёме переработки нефти достигает 95%. Всего на нефтеперерабатывающих предприятиях России за 2008 г. переработано около 240 млн т нефтяного сырья.

Из 27 крупных НПЗ, расположенных в России 12 были пущены в эксплуатацию до 1950 г., 8 – введены в строй до 1960 г. Таким образом, 20 из 27 НПЗ работают по 50–60 лет. В состав 27 основных нефтеперерабатывающих предприятий входят 15 НПЗ топливного профиля, 4 – топливно-масляного профиля, 2 – топливно-нефтехимического профиля и 6 – топливно-масляно-нефтехимического.

К неосновным предприятиям по переработке нефтяного сырья, вносящим также существенный вклад в объём переработки, следует отнести небольшие предприятия по переработке нефти и газового конденсата мощностью свыше 1 млн т в год (ОАО “ТНК-ВР-Нижневартовское НПО”, ООО “Марийский нефтеперегонный завод”).

Переработка нефтяного сырья, в основном газового конденсата, осуществляется также на заводах ОАО “Газпром” общей мощностью по сырью около 8.0 млн т в год (без учёта ОАО “Салаватнефтеоргсинтез”). К ним относятся Сургутский завод по переработке газового конденсата, Астраханский ГПЗ, Уренгойский завод по переработке газоконденсата, Сосногорский ГПЗ.

Размещение НПЗ по территории России крайне неравномерно. Основное количество крупных заводов сосредоточено в центральной европейской части России (4 НПЗ), в Южном федеральном округе (5 НПЗ) и в Поволжье (13 НПЗ). На Западную и Восточную Сибирь приходится 3 крупных НПЗ, на Дальний Восток – 2. Распределение НПЗ по федеральным округам представлено в табл. 2.

Лидерами по объёму переработки нефтяного сырья в России являются нефтяные компании ОАО “Роснефть” и ОАО “ЛУКОЙЛ”. От 20 до 30 млн т в год нефтяного сырья перерабатывают ОАО “ТНК-ВР”, ОАО “Газпром нефть”, ОАО “Сургутнефтегаз”, ОАО “Система-Инвест”.

Около 2.5% всего перерабатываемого нефтяного сырья приходится на малотоннажные установки (мини-НПЗ), общей мощностью (по сырью) около 6 млн т в год. В настоящее время на территории России зарегистрировано 180 мини-НПЗ различной мощности, крупнейшие из них Клявлинский, Ильский, Антипинский, Стрежевской.

Большинство мини-НПЗ представлено заводами мощностью до 50 тыс. т в год, причём сосредоточены они в основном в Южном, Приволжском и Сибирском федеральных округах. Заводы большей мощности (от 100 тыс. т и выше) составляют всего около 20% от всех мини-НПЗ, их максимальное количество сосредоточено в Уральском федеральном округе (табл. 3).

Большинство мини-НПЗ включают в себя преимущественно установки АТ, зачастую не очень эффективные, которые могут рентабельно работать только с узкой линейкой продуктов (в основном это низкооктановый бензин, дизтопливо и мазут), но, тем не менее, они занимают определённую нишу в региональном обеспечении потребителей нефтепродуктами. Главным продуктом мини-НПЗ является дизельное топливо, а его основным потребителем – грузовая, сельскохозяйственная техника и различные про-

Таблица 2

## Распределение крупных НПЗ по федеральным округам

Федеральный округ	НПЗ	Индекс сложности Нельсона
Центральный (4 НПЗ)	ОАО "ТНК-ВР-Рязанская НПК"	6.00
	ОАО "Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез"	6.84
	ОАО "Славнефть-Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева"	2.00
	ОАО "Московский НПЗ"	4.47
Северо-Западный (2 НПЗ)	ОАО "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка"	2.81
	ООО "Сургутнефтегаз – ПО Киришинефтеоргсинтез"	3.28
Южный (5 НПЗ)	ООО "Роснефть–Туапсинский НПЗ"	1.55
	ООО "ЛУКОЙЛ Волгограднефтепереработка"	5.91
	ЗАО "РуссНефть–Краснодарский НПЗ–КраснодарЭкоНефть"	1.93
	ООО "Объединенная нефтяная группа – Афипский НПЗ"	1.00
	ОАО "Газпром добыча Астрахань"	н.д.
Приволжский (13 НПЗ)	ОАО "Новокуйбышевский НПЗ"	4.70
	ОАО "Куйбышевский НПЗ"	4.82
	ОАО "Сызранский НПЗ"	4.66
	ООО "ЛУКОЙЛ–Пермнефтеоргсинтез"	8.16
	ООО "ЛУКОЙЛ–Нижегороднефтеоргсинтез"	4.41
	ОАО "ТНК–ВР–Саратовский НПЗ"	4.03
	ОАО "ТАИФ–НК"	2.85
	ОАО "Орскнефтеоргсинтез"	5.22
	ОАО "Уфимский НПЗ"	6.73
	ОАО "Уфанефтехим"	7.46
	ОАО "Ново-Уфимский НПЗ"	5.75
	ОАО "Салаватнефтеоргсинтез"	6.79
	ООО "Марийский нефтеперегонный завод"	н.д.
Уральский (2 НПЗ)	ОАО "Сургутский завод стабилизации конденсата"	н.д.
	ОАО "ТНК–ВР–Нижневартовское НПО"	н.д.
Сибирский (3 НПЗ)	ОАО "Газпром нефть – Омский НПЗ"	5.91
	ОАО "Ангарская нефтехимическая компания"	5.42
	ОАО "Ачинский НПЗ ВНК"	2.94
Дальневосточный (2 НПЗ)	ООО "Комсомольский НПЗ"	3.78
	ОАО "НК Альянс – Хабаровский НПЗ"	2.01

Источник: ВНИПИнефть, справочник "Нефть и газ России 2008" (ОАО "ЛУКОЙЛ").

мышленные установки. Товарный автобензин на мини-НПЗ может быть получен только путём компаундирования присадками.

Общая мощность предприятий по переработке нефти, включая ГПЗ и мини-НПЗ, составляет около 270 млн т в год. Фактический объём переработки нефтяного сырья по федеральным округам и НПЗ представлен в табл. 4.

Максимальное количество нефти (95.5 млн т) перерабатывается на заводах, расположенных в Приволжском федеральном округе, что составляет около 40% от все-

го объёма перерабатываемой в России нефти. Среди НПЗ самые большие объёмы переработки в 2008 г. были достигнуты на ОАО "Сургутнефтегаз – ПО Киришинефтеоргсинтез" (20.5 млн т), ОАО "Газпром нефть – Омский НПЗ" (18.4 млн т), ОАО "ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез" (17.0 млн т), ОАО "ТНК-ВР – Рязанская НПК" (15.3 млн т).

Большинство НПЗ, НХК и ГПЗ России входит в состав интегрированных нефтегазовых компаний: "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", ТНК-ВР, "Газпром нефть", "Сургутнефтегаз",

Таблица 3

## Распределение мини-НПЗ по федеральным округам РФ

Федеральный округ	Количество мини-НПЗ						всего	%
	мощность мини-НПЗ, тыс. т /год							
	до 10	от 10 до 20	от 20 до 50	от 50 до 100	от 100 до 300	от 300		
Южный	13	20	19	2	4	2	60	54.1
Приволжский	4	3	3	1	3	2	16	14.4
Уральский	–	2	3	–	5	4	14	12.6
Сибирский	3	3	5	3	–	–	14	12.6
Северо-Западный	–	1	1	–	–	–	2	1.8
Дальневосточный	–	–	–	–	1	1	2	1.8
Центральный	–	1	–	1	1	–	3	2.7
Итого:	20	30	30	7	14	9	111	100
%	18.0	27.1	27.8	8.3	12.6	8.1	100	

Источник: ВНИПИнефть.

“Татнефть”, “Газпром”. Доля ВИНК в общем объёме нефтепереработки России составляет около 80%. Лидерами по объёму переработки нефтяного сырья в России на сегодняшний день являются нефтяные компании ОАО “Роснефть” и ОАО “ЛУКОЙЛ”. От 20 до 30 млн т в год нефтяного сырья перерабатывают ОАО “ТНК-ВР”, ОАО “Газпром нефть”, ОАО “Сургутнефтегаз”, ОАО “Система-Инвест”. В последние годы произошло существенное перераспределение перерабатывающих мощностей между компаниями. Наиболее серьёзно это отразилось на объёмах переработки таких компаний как “Роснефть”, “Газпром нефть”, “ТНК-ВР”, “РуссНефть”, “Славнефть”.

Характеризуя технический уровень российской нефтепереработки, следует оценить только предприятия основной группы НПЗ, так как предприятия средней мощности и мини-НПЗ отличаются от крупных производств по технологическим параметрам, структуре технологических и поточных схем, а также по номенклатуре продукции, что не позволяет их оценивать в сопоставимых показателях. К показателям, отражающим технический уровень предприятия относятся, как правило, такие, как установленная мощность предприятия, фактическая переработка нефтяного сырья, загрузка производственных мощностей, доля вторичных и деструктивных процессов, глубина переработки нефти и сложность НПЗ.

Динамика изменения загрузки производственных мощностей и доли вторичных и деструктивных процессов за период 2005–2008 гг. представлена в табл. 5.

За период 2005–2008 гг. установленная мощность крупных российских НПЗ снизилась на 2%, но загрузка НПЗ в целом по России увеличилась до 91.2%, особенно значительное увеличение произошло в 2008 году. Загрузка по отдельным российским НПЗ изменялась в пределах от 54.5% на ОАО “Салаватнефтеоргсинтез” до 123% (от проектной мощности) на ООО “Роснефть-Туапсинский НПЗ”. Доля вторичных процессов на российских НПЗ увеличивается, но их фактическая загрузка имеет тенденцию к снижению. Соответственно, фактически не возрастает и глубина переработки нефти.

Коэффициент сложности (индекс Нельсона) служит для количественной оценки относительной стоимости отдельных составляющих НПЗ. Это в большей степени стоимостной показатель, который показывает отношение стоимости различных процессов к стоимости первичной переработки нефти, а коэффициент сложности завода в целом представляет собой средневзвешенный итог коэффициентов всех установок, входящих в состав данного завода. Чем больше значение коэффициента сложности, тем выше доля вторичных процессов и больше ценных нефтепродуктов выпускается на НПЗ. В среднем по России в 2006–2007 гг. сложность НПЗ составила 4.21–4.25, а в 2008 г. – 4.45. Для сравнения: в Северной Америке – 10.2; в Европе – 7.8; в Азии – 4.9; на Среднем Востоке – 4.3; в Латинской Америке – 5.1; в Африке – 4.4; в мире в среднем – 6.7<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> По данным ОАО “ВНИПИнефть”.

Таблица 4

**Фактический объём переработки нефти по федеральным округам  
и НПЗ в 2005–2009 гг., тыс. т**

НПЗ	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
<b>I. Центральный ФО</b>	<b>35939</b>	<b>37025</b>	<b>37199</b>	<b>38560</b>	<b>37989</b>
ОАО "ТНК – ВР – Рязанская НПК"	14038	15004	14969	15273	14373
ОАО "Славнефть–Ярославнефтеоргсинтез"	12526	12577	12611	13506	13628
ОАО "Славнефть–Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева"	243	264	76	0	0
ОАО "Московский НПЗ"	9353	9619	9994	9781	9988
<b>II. Северо-Западный ФО</b>	<b>21692</b>	<b>23671</b>	<b>23859</b>	<b>24281</b>	<b>24594</b>
ОАО "ЛУКОЙЛ–Ухтанефтепереработка"	3408	3562	4147	3800	4243
ООО "Сургутнефтегаз – ПО Киришинефтеоргсинтез"	18285	20109	19712	20481	20351
<b>III. Южный ФО</b>	<b>19024</b>	<b>21052</b>	<b>22302</b>	<b>23369</b>	<b>н.д.</b>
ООО "РН–Туапсинский НПЗ"	4072	4294	5225	5233	5221
ООО "ЛУКОЙЛ Волгограднефтепереработка"	9203	9589	9575	10708	11248
ЗАО "РуссНефть–Краснодарский НПЗ – Краснодар-ЭкоНефть"	2067	2354	2422	2585	2461
ООО "Объединённая нефтяная группа–Афипский НПЗ"	1403	2511	2681	2472	2602
ООО "Газпром добыча Астрахань"	2279	2304	2398	2371	н.д.
<b>IV. Приволжский ФО</b>	<b>85891</b>	<b>90510</b>	<b>94737</b>	<b>98810</b>	<b>95546</b>
ОАО "Новокуйбышевский НПЗ"	7367	7150	7400	7355	7362
ОАО "Куйбышевский НПЗ"	5851	6268	6394	6429	6679
ОАО "Сызранский НПЗ"	5511	6251	6581	6477	6386
ООО "ЛУКОЙЛ–Пермнефтеоргсинтез"	10932	11849	11928	12463	12666
ООО "ЛУКОЙЛ–Нижегороднефтеоргсинтез"	13446	14256	16670	16969	16097
ОАО "ТНК–ВР–Саратовский НПЗ"	5704	5913	5879	6615	5751
ОАО "ТАИФ–НК"	6605	7369	7549	7669	8050
ОАО "Орскнефтеоргсинтез"	3590	4726	4930	4943	5090
ОАО "Уфимский НПЗ"	7219	7038	6545	6148	6515
ОАО "Уфанефтехим"	5907	6078	6250	7479	7590
ОАО "Ново-Уфимский НПЗ"	6018	5975	6434	6735	6641
ОАО "Салаватнефтеоргсинтез"	7120	6817	6796	6392	5639
ООО "Марийский нефтеперегонный завод"	621	821	1381	1137	1080
<b>V. Уральский ФО</b>	<b>5107</b>	<b>4367</b>	<b>4637</b>	<b>4622</b>	<b>н.д.</b>
ОАО "ТНК–ВР–Нижевартовское НПО"	1367	1360	1360	1385	н.д.
ОАО "Сургутский завод стабилизации конденсата"	3740	3007	3277	3237	н.д.
<b>VI. Сибирский ФО</b>	<b>27908</b>	<b>30596</b>	<b>32149</b>	<b>34664</b>	<b>35057</b>
ОАО "Газпром нефть – Омский НПЗ"	14498	16276	16498	18370	18432
ОАО "Ангарская нефтехимическая компания"	8274	8687	9253	9526	9534
ОАО "Ачинский НПЗ ВНК"	5137	5634	6398	6768	7091
<b>VII. Дальневосточный ФО</b>	<b>9471</b>	<b>9608</b>	<b>10241</b>	<b>10616</b>	
ООО "РН–Комсомольский НПЗ"	6414	6502	7017	7293	7300
ОАО "НК Альянс–Хабаровский НПЗ"	3057	3106	3224	3323	2974
Итого по округам (крупные НПЗ)	205032	216828	225124	232921	н.д.
Мини-НПЗ	2357	2901	4276	4545	6546
Прочие предприятия газовой промышленности	151	197	173	140	н.д.
<b>Всего</b>	<b>207540</b>	<b>219926</b>	<b>225572</b>	<b>237685</b>	<b>235559</b>

Источник: ВНИПИнефть.

Таблица 5

**Динамика изменения загрузки производственных мощностей и доли вторичных и деструктивных процессов за период 2005–2008 гг.**

Показатель	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Установленная мощность основных НПЗ России, млн т	261.15	265.36	265.44	255.2
Фактическая загрузка основных НПЗ России, млн т	205.00	216.8	225.1	232.9
Доля загрузки мощностей, %	78.5	81.7	84.8	91.26
Доля деструктивных процессов от установленной мощности НПЗ, %	18.09	18.13	18.43	20.11
Доля фактической загрузки деструктивных процессов от объема фактической переработки нефти, %	23.04	22.19	21.73	22.03
Доля вторичных процессов от установленной мощности НПЗ, %	49.82	49.7	51.16	54.15
Доля фактической загрузки вторичных процессов от объема фактической переработки нефти, %	63.42	60.84	60.33	59.34

Источник: ВНИПИнефть.

За последние семь лет на российских НПЗ было введено в действие 12 новых установок, позволяющих улучшить качество получаемых продуктов, и лишь 8 процессов, углубляющих переработку нефти. Перечень введенных мощностей представлен в табл. 6. Требования по выполнению регламента по топливам стимулируют прежде всего развитие процессов, улучшающих экологические характеристики компонентов топлива и несколько отодвигают на второй план ввод в действие процессов, углубляющих переработку нефти, т.е. процессов переработки тяжёлых остатков, без которых невозможно дальнейшее развитие отрасли и увеличение глубины переработки нефти выше 80–85%.

Таким образом, несмотря на определённые положительные тенденции в нефтеперерабатывающей промышленности России в 2001–2009 гг., общий уровень переработки остаётся ниже среднемирового. По объёму переработки нефти российская нефтеперерабатывающая промышленность переместилась за последние годы на третье место, уступив Китаю. Отечественная нефтепереработка в настоящее время характеризуется недооснащённостью НПЗ современными процессами глубокой переработки нефти и высокой изношенностью основных фондов, что обуславливает низкую рентабельность производства. За последние 20 лет в России не было построено ни одного нового крупного современного НПЗ (за исключением реконструкции ОАО «ТАИФ-НК»). По качественной характеристике уровня развития вторичных процессов Россия занимает лишь 67-е место в мире. Россия остаётся страной, производящей мак-

симальное количество котельного топлива и нефтепродуктов низкого качества. Доля мазута в балансе переработки нефти в России составляет порядка 26% от объёма перерабатываемой нефти, 64% произведённого в России мазута поставляется на экспорт, в том числе для дальнейшей переработки.

На сегодняшний день состояние технического уровня российских НПЗ не позволяет в срок выполнить требования введённого с 1 января 2009 г. технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», предусматривающего поэтапный выпуск моторного топлива, соответствующего экологическому классу автомобильной техники ЕВРО-3,4 и 5 без технического перевооружения нефтеперерабатывающих производств.

### **Прогноз развития нефтеперерабатывающей промышленности России**

Согласно ориентирам Энергетической стратегии России на период до 2030 года, нефтеперерабатывающая промышленность в России будет развиваться опережающими темпами. При этом главным образом будет обеспечено увеличение глубины переработки нефти с текущих 72 до 83% к 2020–2022 гг. и до 89–90% к 2030 году.

Нефтеперерабатывающие заводы России имеют в своём составе практически все освоенные мировой промышленностью процессы. Однако соотношение процессов, углубляю-

Таблица 6

## Ввод новых мощностей по переработке нефти на НПЗ РФ в 2003–2009 гг.

Предприятие	Установка	Мощность, млн т/год	Год пуска
ОАО "ТНК–BP–Рязанская НПК"	Мягкий гидрокрекинг	2.9	2005
	Алкилирование серно-кислотное	0.36	2006
ОАО "ТНК–BP–Саратовский НПЗ"	Висбкрекинг	0.8	2004
ОАО "Славнефть – Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева"	Гидрокрекинг	2.1	2005
ООО "ЛУКОЙЛ–Лермнефтеоргсинтез"	Висбкрекинг	1.5	2004
	Гидрокрекинг	3.5	2004
ОАО "ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка"	Изомеризация	0.45	2007
	Висбкрекинг	0.8	2007
	Изомеризация	0.12	2009
ООО "ЛУКОЙЛ–Нижегороднефтеоргсинтез"	Каталитический риформинг	1.0	2004
	Висбкрекинг	2.4	2008
	Изомеризация	0.44	2006
	Каталитический риформинг	1.0	2006
ООО "ЛУКОЙЛ Волгограднефтепереработка"	Изомеризация	0.37	2007
	Увеличение мощности установки замедленного коксования	1.0	2008
ОАО "ТАИФ–НК"	Висбкрекинг	1.8	2003
	Каталитический крекинг	0.85	2006
ОАО "Ачинский НПЗ ВНК"	Изомеризация	0.3	2007
ОАО "Новокуйбышевский НПЗ"	Изомеризация	0.25	2004
ОАО "Уфимский НПЗ"	Изомеризация	0.25	2006
ОАО "Ново-Уфимский НПЗ"	Алкилирование	0.2	2008
ОАО "НК Альянс – Хабаровский НПЗ"	Изомеризация	0.1	2004

Источник: ВНИПИнефть.

щих переработку нефти и повышающих качество топлива, и первичной перегонки значительно отстаёт от мировых показателей. Учитывая это, реконструкция и модернизация НПЗ будут ориентированы на опережающее развитие технологических комплексов по углублению переработки нефти и снижению удельного потребления нефти на единицу целевых продуктов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование остатков, висбкрекинг, производство битумов и др.), а также на внедрение современных технологий по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельного топлива и топлива для реактивных двигателей, изомеризации и алкилированию.

Бесспорным приоритетом при развитии глубокой переработки нефти является

удовлетворение потребностей внутреннего рынка. Однако при этом должна иметь место оптимизация объёмов переработки нефти внутри страны, позволяющая обеспечить поставку части нефтепродуктов на экспорт.

По прогнозу практически весь прирост объёмов переработки будет приходиться на нефть, поскольку в долгосрочных планах ОАО "Газпром" не предусматривается наращивание мощностей по переработке стабильного газового конденсата (с получением моторного топлива и других нефтепродуктов). Различия в объёмах переработки сырья по вариантам обусловлены различиями в предстоящей динамике добычи нефти и в сценарных условиях развития отрасли.