

Текст: Юрий Рыков, Юрий Черный, Владимир Фейгин

Материал подготовлен в рамках совместного проекта по переработке нефти и газа и газо- и нефтехимии, осуществляемого Институтом современного развития и Институтом энергетики и финансов



Отрасли требуется все больше оборудования

Основные направления и тенденции развития технологий и оборудования нефтепереработки в России и мире

В 1995–2009 гг. произошли заметные технологические сдвиги в структуре мировой нефтеперерабатывающей промышленности. В этот период заметно ускорились темпы роста как процессов углубления переработки нефти, процессов гидрооблагораживания, так и процессов повышения качества автомобильных бензинов. Их темпы роста существенно превышают темпы роста объема переработки нефти. В настоящий момент на российском рынке оборудования для нефтепереработки наблюдается активное повышение спроса. Планируются варианты увеличения мощностей по углублению нефтепереработки и коренной модернизации большинства российских НПЗ.

Основные факторы влияния

Анализ показывает, что на изменение ситуации в нефтепереработке оказывают влияние прежде всего следующие основные факторы:

- сокращение разведанных запасов нефти и рост стоимости их извлечения, а также возможное ухудшение качества перерабатываемых нефтей;
- снижение темпов роста потребления нефти;
- рост глубины переработки нефти;
- усиление влияния экологических факторов на качество производимых нефтепродуктов;
- снижение содержания серы в вырабатываемых нефтепродуктах и в первую очередь – в дизельном топливе и автомобильном бензине;
- увеличение доли высокооктановых бензинов в общем объеме производства бензинов;
- изменением степени использования существующих производственных мощностей по НПЗ: 1995 год – 82,9%; 2000 год – 83,4%; 2005 год – 86,6%; 2009 год – 84,8%. Источник: журнал «Oil&Gas».

В период 1995–2009 гг. суммарный объем вторичных процессов (каталитический крекинг, каталитический гидрокрекинг, термический крекинг или висбрекинг, коксование, гидрообессеривание, каталитический риформинг, алкилирование, изомеризация) возрос в целом по нефтеперерабатывающей промышленности мира с 91,3% в 1995 году до 97,0% в 2000 году, до 101,3% в 2005 году и 102,9% в 2009 году.

Заметим, что получение высококачественных товарных нефтепродуктов требует наличия нескольких последовательных ступеней переработки. В связи с этим суммарный объем переработанного вторичными процессами сырья будет превышать объем первичной переработки нефти.

Мощности процессов каталитического крекинга в период 1990–2010 гг. имели среднегодовой темп роста 1,8%, каталитического риформинга – 1,5%, каталитического гидрокрекинга – 2,9%, гидроочистки – 1,9%, изомеризации – 2,2%.

Необходимо также отметить, что наряду со строительством новых технологических процессов будет осуществляться модернизация действующих технологий. Это касается, в первую очередь, таких традиционных процессов, как каталитический крекинг в кипящем слое катализатора и каталитический риформинг. Возрастут также мощности процессов гидроочистки, осуществляемых по-разному в зависимости от поставленных задач; особенно активно будет осуществляться строительство установок гидрокрекинга – наиболее эффективного процесса гидрооблагораживания, дающего наибольший выход дизельного и реактивного топлива с улучшенными экологическими характеристиками. В связи с возможным ухудшением качества исходной нефти возрастут также мощности процессов деасфальтизации и замедленного коксования.

Наименование технологий	1995 г.		2000 г.		2005 г.		2009 г.	
	млн тонн	%	млн тонн	%	млн тонн	%	млн тонн	%
Процессы прямой перегонки нефти								
Темп роста, %		100,0		110,0		110,7		117,1
Атмосферная перегонка	3708,3	100,0	4078,0	100,0	4104,7	100,0	4343,6	100,0
Вакуумная перегонка	1234,5	33,3	1335,0	32,7	1408,3	33,1	1445,2	33,3
Процессы углубления переработки нефти	1156,5	31,2	1300,5	34,7	1335,0	32,65	1400,4	32,2
Темп роста, %		100,0		112,4		115,3		121,1
Каталитический крекинг	640,9	17,3	715,5	17,5	722,6	17,6	725,6	16,7
Гидрокрекинг	168,5	4,5	209,0	5,3	234,6	5,7	267,9	6,2
Термический крекинг и коксование	347,1	9,4	376,0	9,2	378,4	9,3	406,9	9,6
Процессы гидрооблагораживания	1603,3	43,2	1834,6	45,0	2054,3	50,1	2241,0	51,6
Темп роста, %		100,0		114,4		128,1		139,8
Каталитическая гидроочистка	1603,3	33,1	1836,4	34,5	2054,3	50,1	2241,0	51,6
Процессы повышения качества автобензинов	627,0	16,9	668,6	17,3	764,0	18,6	831,2	19,1
Темп роста, %		100,0		106,6		121,8		132,5
Каталитический риформинг	453,5	12,2	474,2	11,6	565,2	13,8	573,7	13,2
Алкилирование и полимеризация	80,3	2,2	87,6	2,1	90,4	2,2	104,6	2,5
Изомеризация и производство ароматики	93,2	2,5	107,1	2,6	108,4	2,7	152,9	3,6

Таблица 1. Динамика используемых мощностей технологических процессов

Источник: журнал «Oil&Gas»

Регионы	1995 г.		2000 г.		2005 г.		2010 г.	
	кол-во НПЗ	%	кол-во НПЗ	%	кол-во НПЗ	%	кол-во НПЗ	%
АТР	138	19,6	205	27,6	161	23,9	161	24,4
Западная Европа	113	16,0	106	14,3	104	15,4	102	15,4
Восточная Европа и бывш. СССР	95	13,5	92	12,4	93	13,8	89	13,5
Ближний и Средний Восток	42	6,0	45	6,1	45	6,7	44	6,7
Африка	45	6,4	46	6,2	46	6,8	45	6,8
Северная Америка	198	28,0	179	24,1	159	23,6	154	23,3
Юж. и Центр. Америка	74	10,5	70	9,3	67	9,9	66	10,0
Итого	705	100	743	100	675	100	661	100

Источник: журнал «Oil&Gas»

Таблица 2. Динамика региональной структуры численности нефтеперерабатывающих заводов мира на 1995–2010 гг.

Рациональное количество НПЗ в современной мировой нефтепереработке

Одним из факторов, характеризующих особенности функционирования мировой нефтепереработки в период 2000–2009 гг. является рациональное количество используемых НПЗ (без мини-НПЗ).

В таблице 2 приводится динамика изменения структуры количества НПЗ по регионам на 1995–2010 гг.

1995–2010 гг. являются переломными в развитии нефтеперерабатывающего комплекса. За эти годы мощности нефтеперерабатывающих заводов мира выросли на 11,3% (прирост составил

430,5 млн тонн/год). Основная часть прироста мощностей пришлась на Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР). Число нефтеперерабатывающих заводов с 1995 г. по 2000 г. выросло с 705 до 743, в основном за счет новых НПЗ в регионе АТР. Но затем в регионе интенсификация в строительстве НПЗ сменилась экстенсификацией, наблюдаемой в течение всего периода 2000–2010 гг. При этом начиная с 2000 г. число НПЗ в мировой нефтеперерабатывающей промышленности постоянно сокращалась.

Одной из основных причин изменения тенденций в количестве используемых НПЗ после 2000 г.

является проблема обеспеченности необходимыми объемами запасов нефти растущих потребностей в нефтепродуктах. В этой ситуации стабилизация и даже сокращение количества НПЗ, является экономически рациональной реакцией нефтеперерабатывающего комплекса.

Учитывая, что до 2000 г. количество НПЗ возрастало, за период 2000–2009 гг. эта тенденция изменилась резко, что выразилось в том, что количество действующих нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) в мире снизилось с 743 до 661. Однако мощности по переработке выросли за тот же период с 4090 до 4265 млн тонн, или на 175 млн

Основные процессы нефтепереработки

Прежде всего, поступающую на НПЗ нефть на электрообессоливающих установках (ЭЛОУ) очищают от механических примесей, подвергают удалению растворенных лёгких углеводородов (C1–C4) и обезвоживанию.

Далее различают первичные и вторичные процессы переработки нефти.

ПЕРВИЧНЫЕ ПРОЦЕССЫ переработки представляют собой ее физическое разделение на ряд фракций и не предполагают деструктивных изменений отдельных фракций нефти. Различают атмосферную перегонку (процесс перегонки нефти при атмосферном давлении с получением бензиновых, дизельных и керосиновых фракций, сырья для последующего получения ароматических углеводородов — бензола, толуола и др., а также мазута) и вакуумную перегонку (процесс перегонки мазута под вакуумом с получением вакуумного газойля и гудрона).

ВТОРИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА нефти представлена тремя группами процессов:

- направленных на получение высокооктановых компонент бензина — применяются каталитические процессы: риформинг, изомеризация и алкилирование;
- направленных на снижение содержания серы в светлых продуктах прямогонного и вторичного происхождения — бензинов, дизельного топлива, авиакеросинов, а также для подготовки сырья каталитического крекинга (применяется гидроочистка в среде водорода под давлением до 50 атм.);
- направленных на углубление переработки нефти (для получения большего количества бензиновых и дизельных фракций путем термо-каталитической переработки мазута, вакуумного газойля и гудрона). Наиболее освоенным в нефтеперерабатывающей промышленности России процессом глубокой переработки нефти является каталитический крекинг. Используют также гидрокрекинг, а также термические процессы переработки гудрона — коксование и висбрекинг (мягкая форма термического крекинга).

тонн. При этом ни по одному из регионов не произошло роста количества НПЗ. Вместе с тем в период 1995–2005 гг. выросла средняя мощность одного НПЗ: теперь она составляет почти 6,6 млн тонн/год.

Итак, в настоящий момент в мировой нефтепереработке наблюдаются следующие тенденции:

- умеренный рост объемов переработки нефти;
- стабилизация (и даже уменьшение) количества НПЗ;
- опережающий рост мощностей по вторичной переработке нефти;
- ускоренное развитие (рост объемов переработки нефти и глубины переработки) в странах АТР;
- умеренное развитие в странах Европы и Северной Америки;
- усиление фактора модернизации действующих процессов переработки нефти.

Нефтепереработка в РФ, ее особенности и задачи

Основные показатели функционирования нефтеперерабатывающей отрасли России за период 1990–2008 гг. представлены в таблице 3.

По информации ЦДУ ТЭК, основу нефтеперерабатывающей промышленности России составляют 27 крупнейших нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ)

разного профиля суммарной мощностью 252 млн тонн в год (по состоянию на 01.01.2009), в том числе 15 НПЗ топливного профиля, 5 – топливно-масляного профиля. К основным предприятиям относятся шесть нефтехимических компаний (НХК) и 11 предприятий по производству синтетического каучука. Общая мощность по переработке нефти, включая дополнительно газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) и

зволяют получать автомобильные бензины с невысоким октановым числом, соответствующим ЕВРО-1,2, что связано с текущей структурой потребления моторных топлив. Производство автомобильных бензинов марок ЕВРО-3,4, потребность в которых может существенно возрасти уже в ближайшие пять лет, для обеспечения необходимого качества требует дополнительного ввода установок каталитического крекинга, каталитического

Наибольшее количество единиц оборудования сосредоточено сегодня в области гидроочистки и каталитического риформинга, прежде всего — в диапазоне мощности до 2 млн тонн в год

мини НПЗ, составила в 2008 году 268 млн тонн в год.

Среди крупнейших НПЗ средняя мощность одного завода составляет около 9,3 млн тонн/год, средний объем переработанной в 2008 году нефти – 8,4 млн тонн. Средняя мощность одного Российского НПЗ при учете мини НПЗ составляет 3,3 млн тонн/год, средний объем переработки на одном НПЗ в 2008 году составил 2,9 млн тонн, максимальный – 20,5 млн тонн.

На российских заводах существующие схемы переработки по-

риформинга, гидроочистки, алкилирования и изомеризации.

В целом по нефтеперерабатывающей промышленности глубина переработки нефти низкая, значительная доля производимого мазута экспортируется. Хотя схемы и источники инвестиций не определены, несомненно, что для повышения конкурентоспособности отечественной нефтепереработки необходимо поэтапное увеличение глубины переработки, по крайней мере, до 85%.

Динамика показателей технологической структуры нефтепера-

Наименование показателей	ед. изм.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2003 г.	2006 г.	2008 г.
Добыча нефтяного сырья	млн тонн	516	307	323	421	481	489
Мощность по первичной переработке нефти	млн тонн/год	345,1	311,3	273,8	266,0	271,9	268
Переработка нефтяного сырья	млн тонн	297,7	182,3	173,3	188,5	218,8	236,9
Загрузка по первичной переработке нефтяного сырья	%	86,3	58,6	63,3	70,9	80,5	88,4
Глубина переработки нефти	%	65,3	63,1	70,0	69,3	71,2	71,4
Выход светлых нефтепродуктов	% к переработке	48,3	50,0	52,0	53,5	55,2	55,4
Производство автомобильных бензинов	млн тонн	40,9	28,1	27,1	29,3	34,3	35,7
	% к переработке	13,7	15,4	15,6	15,5	15,7	15,1
Производство дизельного топлива	млн тонн	76,1	47,3	49,1	53,6	64,2	68,8
	% к переработке	25,6	26,0	28,3	28,4	29,3	29,0
Производство топочного мазута	млн тонн	100,2	64,4	48,3	54,4	59,3	63,9
	% к переработке	33,7	35,4	27,9	28,8	27,1	27,0

Источники: ЦДУ ТЭК, ИнфоТЭК-КОНСАЛТ, ОАО ВНИПНЕФТЬ

Таблица 3. Основные показатели нефтепереработки России, 1995–2006 гг.

Показатели	2000 г.	2008 г.
Первичная переработка нефти	100,00	100,00
Деструктивные углубляющие процессы — всего:	8,2	11,4
– каталитический крекинг	5,9	6,9
– гидрокрекинг	0,4	2,6
– замедленное коксование	1,9	1,9
Облагораживающие процессы — всего:	38,1	47,2
– каталитический риформинг на производство бензина	8,8	10,2
– гидроочистка топлив	23,2	25,9
– гидроочистка вакуумного газойля	2,4	3,5
– алкилирование	0,1	0,2
– изомеризация	0,5	1,5
– висбрекинг гудрона	3,1	5,9
Прочие процессы — всего:	10,6	11,2
– каталитический риформинг на производство ароматики	2,3	2,3
– производство смазочных масел	1,5	1,4
– производство нефтебитума	3,7	3,8
– производство серы	0,1	0,1
– производство серной кислоты	0,2	0,2
– ГФУ	2,8	3,4
Вторичные процессы — всего:	59,0	70,0

Таблица 4. Динамика показателей технологической структуры нефтеперерабатывающей промышленности России, (%)

Источник: ЦДУ ТЭК

бывающей промышленности России в целом по РФ за 2000–2008 годы без мини-НПЗ приведены в таблице 4.

По оценке Минэнерго, средний уровень износа оборудования на российских НПЗ сегодня достигает 80%, срок службы отдельных технологических установок в разы превысил допустимые пределы. Из 27 НПЗ, расположенных на территории России, шесть были пущены в эксплуатацию еще до войны, столько же построено до 1950 года и восемь введены в строй до 1960 года. Доля углубляющих процессов, увеличивающих выход светлых нефтепродуктов, по России составляет всего лишь 11,4% (по бензину и дизельному топливу) или 18,7% по сумме всех продуктов.

Кроме того, на современных НПЗ суммарные мощности вторичных процессов значительно превышает мощность процесса прямой перегонки нефти. Такие НПЗ

расположены преимущественно в США, где максимальный объем вторичных процессов по отношению к объему перерабатываемой нефти достигает 217%, а объем деструктивных процессов – 113%. Как показано в таблице 4, доля вторичных процессов от объема перерабатываемой нефти в России достигала в 2000 г. – 59%, а в 2008 г. – 70%.

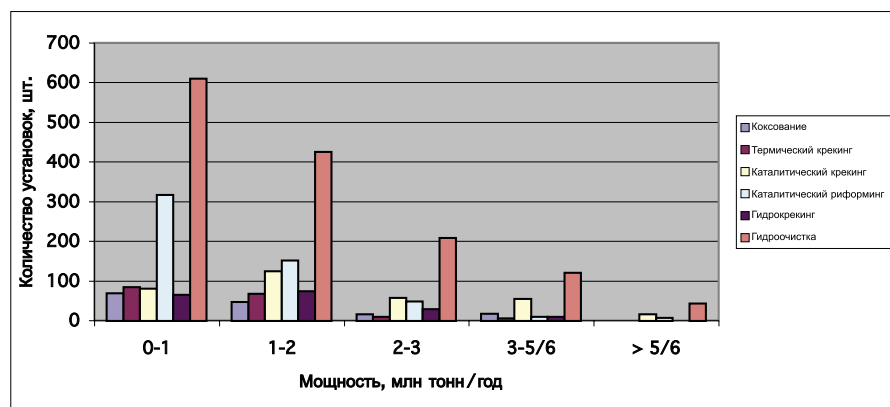
Таким образом, технологическая структура нефтеперерабатывающей промышленности России не отвечает современным мировым требованиям глубокой переработки сырья. Так, по мощностям первичной переработки нефти Россия занимает третье место в мире после США и Китая, однако по доле вторичных и деструктивных процессов значительно отстает от ведущих стран мира.

Рынок технологий, конкурентная среда, векторы развития

На графике 1 представлены данные по количеству установок вторичной переработки в мире в зависимости от их мощности и используемой технологии переработки.

Как видно из графика 1, наибольшее количество единиц оборудования сосредоточено в области гидроочистки и каталитического риформинга. При этом наибольшее количество комплексов лежит в диапазоне мощности до 2 млн тонн/год. Заметим, что количество установок гидроочистки значительно больше по сравнению с остальными видами вторичных процессов. Это связано с тем, что существующие стандарты качества наиболее жесткие по содержанию серы, как для бензиновых, так и для дизельных топлив.

Как приведено в таблице 1, по состоянию на 2010 г. более 50% от объема переработки нефти составляют процессы гидроочистки (2241 млн тонн). Кроме того, гидроочистка широко используется



Источник: журнал «Oil&Gas», 2010

График 1. Распределение количества нефтеперерабатывающих установок в мире по состоянию на начало 2010 г.

Процесс	Технологии, определяющие современный уровень		Отечественные технологии	
	наименование	фирма	наименование технологии, фирма	уровень конкурентоспособности
Первичная и вакуумная перегонка нефти	отсутствует	Shell Global (г. Москва)	ОАО «НИПИ-нефть»	высокий
		Foster Wheeler	ОАО «Ленгипро-нефтехим»	высокий
Вторичные процессы облагораживания легких и среднедистиллятных фракций:				
Глубокая гидроочистка прямогонного сырья в смеси с вторичным	отсутствует	Axens UOP	ОАО «ВНИИНП» (г. Москва)	средний
Каталитический риформинг:				
с непрерывной регенерацией катализатора	Platforming CCR	UOP	отсутствует	—
	Octanising	Axens		
со стационарным катализатором	отсутствует	UOP	ОАО «НПП «Нефтехим» (г. Краснодар)	высокий
		Axens		
Каталитическая изомеризация легких фракций С3, С6 (низкотемпературная)	Hexorb Jsom	Axens	отсутствует	—
	Penex-Dig	UOP		
	Par-Jsom	UOP		
Глубокая гидроочистка смеси прямогонной дизельной фракции и легких газойлей термокаталитических процессов	Unionfming MQD	UOP	ОАО «ВНИИНП» (г. Москва)	низкий
	ULSD	Haldor Topsoe	отсутствует	—
Алкилирование бутиленов изобутаном на твердых катализаторах	Alkylene	UOP	отсутствует	—
	Alky-Clean	ABB Lummus Global		
Удаление ароматических углеводородов (бензола) из фракций бензиновых компонентов	Benfree	Axens	ОАО «ВНИИНП» (г. Москва)	высокий
Селективная гидроочистка бензинов КК	JSAL	UOP	ОАО «ВНИИНП» (г. Москва)	средний
	Primme-G+	Axens		
Переработка тяжелого сырья:				
Каталитический крекинг вакуумного газойля	Orthoflow	Kellog Brown	ОАО «ВНИИНП» (г. Москва)	средний
	Flexi-cracking	Exxon Mobil Kellog Brown		
Гидрокрекинг вакуумного газойля (в смеси с газойлями термокаталитических процессов)	HyCycle Unicracking	UOP	отсутствует	—
	—	Axens		
Каталитический крекинг остаточного сырья	R2R	Stoun Webster	отсутствует	—
	Flexi-cracking JJJR	Exxon Mobil Kellog Brown		
Гидрокрекинг остаточного сырья	отсутствует	Chevron Research	отсутствует	—
		ABB Lummus Global		
	H-Oil	Axens		
	T-Star	Axens		
Коксование остаточного сырья	SYDEC	Foster Wheeler UOP	ГУП «ИП НХП РБ» (г. Уфа)	высокий
	—	ABB Lummus Global		

Источник: ОАО ВНИПИНЕФТЬ

Таблица 5. Конкурентоспособность отечественных технологий переработки нефти

в качестве подготовительной ступени к процессу каталитического крекинга.

Современный технологический уровень реализации процессов переработки определяется крупными компаниями, в первую очередь американскими и западноевропейскими. Зарубежные инженеринговые компании вышли на российский рынок технологий с готовыми технологическими ре-

купаемыми за рубежом по различным направлениям применения.

В соответствии с данными таблицы 5, наиболее перспективными представляются возможности экспорта оборудования для каталитического риформинга и процесса прямой перегонки, для которых имеются достаточно широкий рынок сбыта, конкурентоспособные отечественные технологии и возможности российского ма-

вития нефтяной компании ЛУКОЙЛ, МАДИ и др.) показывают, что высока вероятность появления на внутреннем рынке страны в период после 2010 года дефицита нефтепродуктов, в частности, высококачественных автомобильных бензинов.

По предварительной оценке экспертов, из общего количества ранее введенных технологических установок в российской нефтепереработке не более 27% обеспечивается российскими технологиями и комплектацией российским оборудованием. Эта ниша технологий практически заполнена зарубежными компаниями. На российский рынок активно продвинулись ведущие мировые лицензиары и инженеринговые компании, обладающие значительным финансовым потенциалом, см. таблицу 6.

С другой стороны, в «Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г.» запланирован рост объемов переработки нефти. К 2015 г. он может достичь 232–239 млн тонн/год, к 2020 г. – 249–260 млн тонн/год и к 2030 г. – до 311 млн тонн/год с одновременным увеличением глубины переработки до 79% в 2015 г., 82–83% к 2020 г и до 89–90% в 2030 г.. Объем произ-

Высока вероятность появления после 2010 года на внутреннем рынке дефицита нефтепродуктов, в частности — высококачественных автомобильных бензинов

шениями (по степени разработанности технологий и наличием оборудования для конкретной технологии), что обеспечило им конкурентные преимущества перед российскими разработчиками технологий, предложения которых не носили комплексного характера и достаточно часто не соответствовали современным требованиям качества.

В таблице 5 представлен материал по оценке конкурентоспособности используемых в настоящее время российских технологий переработки нефти в сравнении с за-

шиностроения.

Российский рынок оборудования для нефтепереработки

В настоящий момент на рынке оборудования для нефтепереработки в РФ возникает множество незаполненных ниш. Планируются варианты увеличения мощностей по углублению нефтепереработки, однако из-за недостатка средств их выполнение существенно тормозится.

Прогнозы последних лет (Департамента стратегического раз-

Завод, компания	Состав вводимого КГПН	Мощность, млн тонн/год	Лицензиар
Рязанский НПЗ, ТНК-ВР	Легкий гидрокрекинг вакуумного газойля	2,95	ABB Lummus Global
	Каталитический крекинг	2,5	ABB Lummus Global
	Комбинированная установка сернокислотного алкилирования с блоком изомеризации n-бутана	0,36 алкилата 0,092 изобутана	ExxonMobil ABB Lummus Global
Ярославский НПЗ, ОАО «Славнефть»	Гидрокрекинг	2,14	UOP Services Limited
	Каталитический крекинг	1,3	Stone & Webster
Пермский НПЗ, ОАО ЛУКОЙЛ	Гидрокрекинг «Т-СТАР»	3,5	ChevronTexaco Corp.
Нижнекамский НПЗ, ОАО ТАИФ-НК	Каталитический крекинг	0,88	ОАО «ВНИИНП» ОАО «ВНИПИнефть»
	Гидроочистка бензина	0,5	ОАО «ВНИИНП» ОАО «ВНИПИнефть»
Киришинефтеоргсинтез, ОАО «Сургутнефтегаз»	Вакуумная дистилляция	4,86	ABB Lummus Global
	Гидрокрекинг	2,93	Chevron
	Висбрекинг	1,92	Shell ABB Lummus Global

Источник: журнал «Технологии ТЭК», август 2006

Таблица 6. Состав новых комплексов глубокой переработки нефти (КГПН) на российских НПЗ

водства моторных топлив (автомобильного бензина, дизельного топлива, авиакеросина) может увеличиться до 133–140 млн тонн. в 2015 г., до 151–155 млн тонн к 2020 г. и до 188 млн тонн к 2030 г. Однако реальные источники инвестиций не обозначены.

Здесь интересно взглянуть на графическое изображение процента глубины переработки нефти, по данным таблицы 3 и данным на перспективу, представленным в предыдущем абзаце.

Из графика 2 следует, что на ближайшую перспективу планировалось резкое увеличение глубины нефтепереработки, если бы владельцы нефтяных активов выделили соответствующие объемы инвестиций.

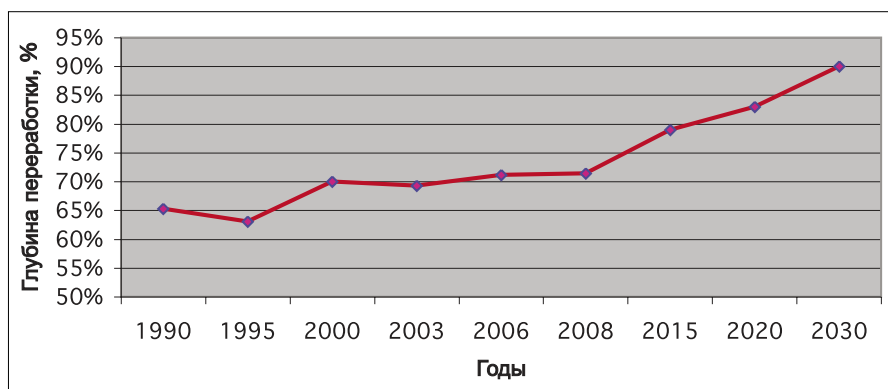


График 2. Эволюция показателя глубины переработки нефти

По данным Минэнерго РФ (материалы к выступлению министра Шматко С.И. на Правительственном часе Государственной Думы Российской Федерации 02.12.2009 г.), в перспективе до 2015 г. предполагается строительство новых мощно-

стей по глубокой переработке нефти в таких масштабах: гидроочистка — 43 330 тыс. тонн, гидрокрекинг — 38 650 тыс. тонн, коксование — 10 140 тыс. тонн, каталитический риформинг — 6 400 тыс. тонн, висбрекинг — 6 250 тыс. тонн, изомер-

Завод, компания	Планируемый ввод базовых установок (стадия проектных работ или начального этапа строительства)
ОАО «Татнефть» совместно с ОАО «ТАНЕКО» (прежнее ЗАО «Нижнекамский НПЗ»)	Создание комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов в г. Нижнекамск мощностью 7 млн тонн/год. Стоимость проекта 280 млрд руб. Планируется ввод установок: I очередь — стабилизации нефти, гидроочистки нефти (а также керосина и дизельного топлива), висбрекинг гудрона, газофракционирование, производство ароматических углеводородов, гидрокрекинг тяжелых дистиллятов; II очередь — замедленное коксование, газификация кокса с очисткой синтез-газа, гидроочистка тяжелого газойля коксования, каталитический крекинг, сернокислотное алкилирование; III очередь — для производства продуктов нефтехимии.
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»	
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Увеличение мощности с 5 до 12 млн тонн/год, ввод установок гидрокрекинга вакуумного газойля в смеси с тяжелым газойлем коксования, гидроочистки дизельного топлива, изомеризации и гидроочистки нефти, каталитического риформинга, выход светлых нефтепродуктов не менее 75% к 2015 г.
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	Увеличение мощности с 7 до 8 млн тонн/год, проектирование комплекса гидрокрекинга, реконструкция установки каталитического риформинга, вторая очередь установки изомеризации.
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	Проект комплекса каталитического риформинга и второй очереди комплекса изомеризации; комплекс гидрокрекинга и реконструкция установки замедленного коксования.
ОАО «Сызранский НПЗ»	Комплекс каталитического крекинга (FCC) и новая установка гидроочистки дизельного топлива.
ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» (ОАО «АНПЗ ВНК»)	Установки замедленного коксования и гидрокрекинга, вторая очередь установки изомеризации, а также установки риформинга.
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	Установки алкилирования и гидроочистки дизельного топлива. Предполагаются также установки гидроочистки бензина и каталитического крекинга.
Строительство нового НПЗ в районе бухты Козьмино Приморского края	Мощность 20 млн тонн/год, глубина переработки 95%, предполагаемые к выпуску моторные топлива должны соответствовать нормам Евро-5, ориентировочная стоимость \$7 млрд.

Источник: годовые отчеты компаний, 2009

Таблица 7 (начало). Планы компаний ввода новых нефтеперерабатывающих комплексов

ГЛАВНАЯ ТЕМА: Оборудование для нефтепереработки

Завод, компания	Планируемый ввод базовых установок (стадия проектных работ или начального этапа строительства)
ОАО «ЛУКОЙЛ»	
ООО «ЛУКОЙЛ — Волгограднефтепереработка»	Установки замедленного коксования 1 млн тонн/год к 2011 г., гидроочистки дизельного топлива к 2012 г., каталитического крекинга к 2013 г.
ООО «ЛУКОЙЛ — Пермнефтеоргсинтез»	Комплекс каталитического крекинга к 2016 г.
ОАО «ЛУКОЙЛ — Нижегороднефтеоргсинтез»	Комплекс глубокой переработки нефти, включающий установки каталитического крекинга, алкилирования и гидроочистки вакуумного газойля к 2011 г.
ТНК-ВР Рязанская НПК	Комплекс гидроочистки вакуумного газойля, 3 млн тонн/год; установка сернокислотного алкилирования, 0,36 млн тонн/год.
ОАО «НГК «Славнефть» — Ярославнефтеоргсинтез	Установки гидроочистки фракций бензина каталитического крекинга и дизельного топлива, установка изомеризации.
ЗАО «Антипинский НПЗ»	Увеличение мощности с 4,1 до 7 млн тонн/год, в 2012–2015 г.: установки гидроочистки дизельного топлива, вакуумной перегонки мазута, замедленного коксования гудрона, риформинга, изомеризации, ГФУ.

Источник: годовые отчеты компаний, 2009

Таблица 7 (продолжение). Планы компаний ввода новых нефтеперерабатывающих комплексов

ризация — 5 520 тыс. тонн, каталитический крекинг — 5 220 тыс. тонн.

Большой объем мощностей гидроочистки связан с необходимостью использования этой технологии для производства моторных топлив, по качеству соответствующих современным стандартам. В технологических схемах переработки нефти для обеспечения качества высокооктановых бензинов обязательно также должны присутствовать процессы изомеризации и алкилирования.

Все это требует наличия производства оборудования в России, по экспертной оценке, в объемах не менее 75% от предполагаемой потребности.

С другой стороны, многие нефтеперерабатывающие компании проводят мероприятия по модернизации и реконструкции своих предприятий, как в настоящий момент, так и на ближайшую перспективу. Это создает ярко выраженную потребность в оборудовании для нефтепереработки и характеризует рынок оборудования, см. таблицу 7.

Три проекта из приведенных выше можно назвать стратегическими, это: строительство комплекса в г. Нижнекамск, расширение мощностей Туапсинского НПЗ и строительство нового НПЗ в районе бухты Козьмино. В какой степени эти проекты будут реализованы

с использованием российского оборудования, во многом определит направления дальнейшего развития как нефтеперерабатывающих производств, так и нефтяного комплекса России в целом.

Как видно из таблицы 7, перспективными рынками оборудования в РФ могут являться рынки крупного реакторного оборудования. Но также в РФ имеется значительное количество относительно небольших перерабатывающих предприятий. Поэтому перспективным рынком может быть и рынок оборудования средних масштабов. Эту ситуацию иллюстрирует следующий график 3.

По мнению экспертов, РФ на сегодняшний день располагает эф-

фективными аналогами по конкретным видам оборудования. Нефтеперерабатывающая промышленность в настоящее время на 90% может обходиться отечественным оборудованием («Нефть России», 2010, №9). В частности, российские реакторы (для всех основных процессов нефтепереработки — от гидроочистки дизтоплива и керосина до гидрокрекинга и каталитического крекинга, включая коксование и ЭЛОУ — АВТ) могут полностью вытеснить с нашего рынка зарубежные аналоги.

В соответствии с экспертными оценками, около 40% рынка тяжелого оборудования по нефтегазопереработке уже занимают «Ижорские заводы» и «Уралхиммаш»,

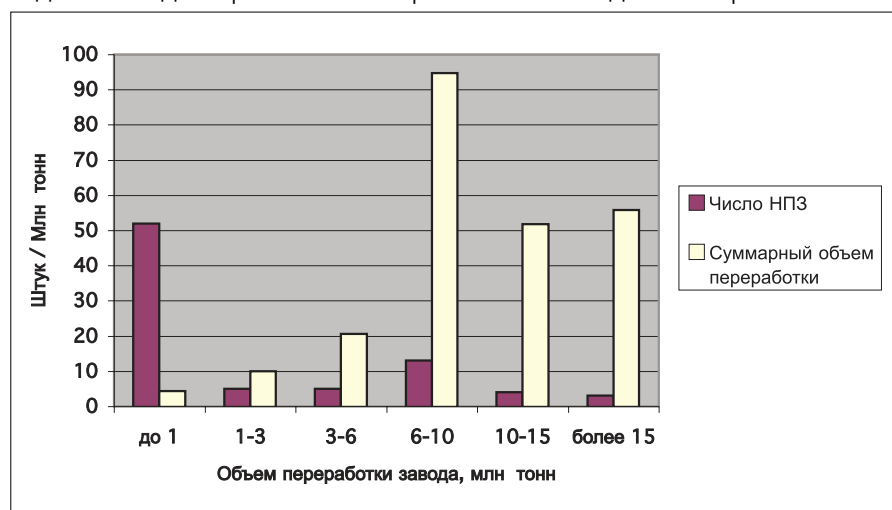


График 3. Распределение НПЗ в РФ по объему переработки и суммарные объемы переработки в каждой категории



Монтаж реактора «Ижорских заводов» на площадке заказчика

Волгограднефтемаш занимает 34%, ЭМК Атоммаш — 17%. На рынке среднего оборудования лидирует Группа ОМЗ — 33%, Также можно упомянуть Пензхиммаш — 15%, Салаватнефтемаш — 14%, Петрозаводсмаш — 11%.

Стоит отметить, что машиностроительные предприятия, выпускающие оборудование для нефтепереработки, за последние несколько лет совершили значительный рывок вперед. На этом поле особенно выделяется Группа ОМЗ. Все активы группы, связанные с производством оборудования, прошли сертификацию в соответствии с кодами США («Уралхиммаш», «Криогенмаш», Глазовский завод, «Ижорские заводы» — ранее).

На «Ижорских заводах» реализованы три больших проекта: для компаний ЛУКОЙЛ, ТАНЕКО и Нафтан (республика Беларусь) по производству реакторов для технологий глубокой переработки нефти. Выигран тендер на поставку реакторов гидрокрекинга для Туапсинского НПЗ, модернизация которого, как уже отмечалось выше, является одним из ключевых проектов в РФ в области нефтепереработки.

Впервые в России началось изготовление реакторов для гидрокрекинга весом более 1200 т.

Заводы Группы ОМЗ способны производить широкую линейку продукции, так как обладают большими техническими возможностями. Это, в частности, обусловлено наличием в составе Группы ОМЗ собственной металлургии (возможность вертикальной производственной интеграции).

Следует обеспечить согласованность курсов развития нефтепереработки и машиностроения и создать более стабильные условия для производства оборудования, чтобы успешно проводить модернизацию и обновление оборудования

Сложившийся комплекс машиностроения для нефтепереработки необходимо развивать, расширять рынок оборудования РФ и выходить на мировые рынки. Хотя на настоящий момент РФ проигрывает в технологиях и инжиниринге, но производственные мощности вполне конкурентоспособны, таким образом, для дальнейшего движения вперед необ-

ходимы совместные усилия нефтепереработчиков и машиностроителей.

Следует обеспечить согласованность курсов развития нефтепереработки и машиностроения и создать более стабильные условия для производства оборудования, чтобы успешно проводить модернизацию и обновление оборудования, а также обеспечить подготовку квалифицированных кадров.

Этого можно достигнуть с помощью комплексного планирования производства и выхода на фактически серийный выпуск машиностроительной продукции.

Такая задача вполне разрешима, необходимо лишь концентрированное желание руководителей компаний и перерабатывающих производств, а также поддержка государственных органов. ⚙️