

В статье проанализировано современное состояние нефтяного комплекса России, включая нефтедобычу и нефтепереработку; определены основные тенденции, проблемы и угрозы развитию отрасли на фоне экономического кризиса. Детально рассмотрены итоги работы нефтяной промышленности в 2008 г.

---

---

## Анализ тенденций в нефтяном комплексе России\*

*А. Г. КОРЖУБАЕВ,*

*доктор экономических наук,*

*Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН,*

*И. А. СОКОЛОВА,*

*ВНИПИнефть,*

*Л. В. ЭДЕР,*

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,  
Новосибирск*

### Переработка нефти

По мощностям и объему переработки нефти Россия занимает третье место в мире после США и Китая. В 2008 г. объемы первичной переработки нефти в России составили 236,3 млн т (48,4% от добычи), что на 3,4% больше уровня 2007 г. Переработку жидких углеводородов осуществляют 27 крупных нефтеперерабатывающих заводов, 46 мини-НПЗ и два конденсатоперерабатывающих завода.

Суммарные производственные мощности отечественной переработки жидких углеводородов составляют по сырью 272,3 млн т в год (табл. 1). С середины 1980-х до начала 1990-х годов суммарная мощность российских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) составляла 351,5 млн т (второе место в мире). После кризиса 1990-х годов, а также в результате модернизации производств и увеличения доли вторичных процессов производственные мощности по первичной переработке значительно сократились.

---

\* Окончание. Начало см.: ЭКО. 2009. № 9. С. 54–74.

© ЭКО 2009 г.



## Объём первичной переработки нефти в 2007–2008 гг.

Компания	Первичная переработка нефти, тыс. т		Загрузка установок первичной переработки нефти, %		Мощность, тыс. т		Доля от общей переработки нефти в РФ, %	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
<b>Вертикально-интегрированные компании</b>								
«Роснефть»	<b>48760,1</b>	<b>49539</b>	<b>78,8</b>	<b>84,2</b>	<b>61878</b>	<b>58835</b>	<b>21,3</b>	<b>21,0</b>
Новокуйбышевский НПЗ	7400	7355	77,4	77	9561	9552	3,2	3,1
Сызранский НПЗ	6581	6477	61,8	60,8	10649	10653	2,9	2,7
Куйбышевский НПЗ	6393	6417	91,4	91,7	6995	6998	2,8	2,7
Ачинский НПЗ ВНК	6414	6778	98,7	100	6498	6778	2,8	2,9
Стрежевской НПЗ	311	286	100	95,4	311	300	0,1	0,1
Ангарская НХК	9253	9525	56,4	71,1	16406	13397	4,0	4,0
Туапсинский НПЗ	5224	5234	100	100	5224	5234	2,3	2,2
Комсомольский НПЗ	7016	7292	100	100	7016	7292	3,1	3,1
Кабалктопливная компания	22,5	23	–	46,8	–	49	0,0	0,0
«Пурнефтегаз»	118,4	125	98,7	100	120	125	0,1	0,1
«Северная нефть»	27,2	27	27,2	90,3	100	30	0,0	0,0
«Лукойл»	<b>42499</b>	<b>44122</b>	<b>98,2</b>	<b>98,1</b>	<b>43278</b>	<b>44977</b>	<b>18,6</b>	<b>18,7</b>

Компания	Первичная переработка нефти, тыс. т		Загрузка установок первичной переработки нефти, %		Мощность, тыс. т		Доля от общей переработки нефти в РФ, %	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
	«Пермнефтеоргсинтез»	11890	12421	98,7	99,8	12047	12446	5,2
«Волгограднефтепереработка»	9610	10740	97,4	97,6	9867	11004	4,2	4,5
«Урайнефтегаз»	38	41	38,8	41,4	98	99	0,0	0,0
«Когалымнефтегаз»	154	156	61,6	52,3	250	298	0,1	0,1
«Ухтанефтепереработка»	4138	3793	100	91,4	4138	4150	1,8	1,6
«Нижегороднефтеоргсинтез»	16669	16971	98,1	99,8	16992	17005	7,3	7,2
<b>«ТНК-ВР»</b>	<b>21899</b>	<b>23024</b>	<b>82,4</b>	<b>82,9</b>	<b>26576</b>	<b>27773</b>	<b>9,6</b>	<b>9,7</b>
Саратовский НПЗ	5879	6634	98	98,4	5999	6742	2,6	2,8
Рязанская НПК	14516	14864	76,2	77,9	19050	19081	6,4	6,3
Краснолинский НПЗ	145	151	96,7	55,1	150	274	0,1	0,1
Нижевартовское НО	1359	1375	97,1	98,3	1400	1399	0,6	0,6
<b>«Сургутнефтегаз»</b>	<b>19791,6</b>	<b>20562</b>	<b>99,5</b>	<b>100</b>	<b>19890</b>	<b>20580</b>	<b>8,7</b>	<b>8,7</b>
«Киришинефтеоргсинтез»	19711	20480	99,6	100	19790	20480	8,6	8,7
«Сургутнефтегаз»	80,6	82	80,6	82	100	100	0,0	0,0
<b>«Газпром»</b>	<b>22619</b>	<b>24315</b>	<b>81,4</b>	<b>88,5</b>	<b>27784</b>	<b>27474</b>	<b>9,9</b>	<b>10,3</b>

Компания	Первичная переработка нефти, тыс. т		Загрузка установок первичной переработки нефти, %		Мощность, тыс. т		Доля от общей переработки нефти в РФ, %	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
	«Газпром нефть» – Омский НПЗ	16497	18369	84,6	94,2	19500	19500	7,2
«Сургутгазпром»	3309	3143	75,2	71,5	4400	4396	1,4	1,3
«Астраханьгазпром»	2381	2363	72,1	78,8	3302	2999	1,0	1,0
«Уренгойгазпром»	368	375	73,7	75	499	500	0,2	0,2
«Кубаньгазпром»	19	19	65,3	66	29	29	0,0	0,0
«Севергазпром»	44	45	85,2	90,8	52	50	0,0	0,0
«Ямбурггаздобыча»	1	1	100	100	1	1	0,0	0,0
«Славнефть – Ярославнефтеоргсинтез» (контролируется «Газпромом» и «ТНК-ВР»)	12611	13477	90,1	92,7	13997	14538	5,5	5,7
«Татнефть»	221	204	100	100	221	204	0,1	0,1
«РуссНефть»	7374	7521	76,3	77,9	9664	9655	3,2	3,2
«Орскнефтеоргсинтез»	4930	4914	74,4	74,1	6626	6632	2,2	2,1
«КраснодарЭкоНефть»	2422	2585	80,7	86,2	3001	2999	1,1	1,1
«Варьеганнефть»	22	22	74,3	75,3	30	29	0,0	0,0
<b>Вертикально-интегрированные компании, всего</b>	<b>175775</b>	<b>182764</b>	<b>86,5</b>	<b>89,6</b>	<b>203289</b>	<b>204036</b>	<b>76,9</b>	<b>77,4</b>

Компания	Первичная переработка нефти, тыс. т		Загрузка установок первичной переработки нефти, %		Мощность, тыс. т		Доля от общей переработки нефти в РФ, %	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
<b>Независимые переработчики</b>								
«Альянс» – Хабаровский НПЗ	3237	3335	74,4	76,7	4351	4348	1,4	1,4
«Салаватнефтеоргсинтез»	6795	6392	58	54,6	11716	11707	3,0	2,7
«ТАИФ – НК»	7499	7669	93,7	95,9	8003	7997	3,3	3,2
Группа уфимских заводов «Уфанефтехим»	19229	20360	59,7	83	32196	24404	8,4	8,6
«Уфанефтехим»	6250	7478	65,8	78,7	9498	9502	2,7	3,2
Ново-Уфимский НПЗ	6434	6734	49	96,2	13131	7000	2,8	2,9
Уфимский НПЗ	6544	6148	68,4	77,8	9567	7902	2,9	2,6
Московский НПЗ	10008	9773	82,4	80,4	12146	12155	4,4	4,1
Афипский НПЗ	2681	2471	89,4	82,4	2999	2999	1,2	1,0
Марийский НПЗ	1377	1147	100	85	1377	1349	0,6	0,5
Независимые переработчики, всего	50826	51147	69,8	78,7	72787	64960	22	22
<b>Мини-НПЗ и прочие</b>								
Александровский НПЗ	28,5	45,1	95	100	30	45	0,0	0,0
Антипский НПЗ	624	774	100	77,4	624	1000	0,3	0,3

Компания	Первичная переработка нефти, тыс. т		Загрузка установок первичной переработки нефти, %		Мощность, тыс. т		Доля от общей переработки нефти в РФ, %	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
	«ВПК-Ойл»		42		84,4		50	0,0
Ильский НПЗ	168	372	98,8	74,4	170	500	0,1	0,2
«Камойл»	10,9	4,3	28,7	28,7	38	15	0,0	0,0
«Каспий-1»	135,8	139	45,3	46,3	300	300	0,1	0,1
«НС-Ойл»	21	29,2	84	100	25	29	0,0	0,0
«Петролинк»	26	26	100	100	26	26	0,0	0,0
«Петросах»	28	26	14,4	13	194	200	0,0	0,0
«ПНП»	9	9,7	64,7	64,7	14	15	0,0	0,0
Спиртовый комбинат	4,4	12,2	100	100	4	12	0,0	0,0
«Татнефтепром-Зюзеевнефть»	33,8	33,5	33,8	33,5	100	100	0,0	0,0
«Трансбункер»	605,6	583	93,2	89,7	650	650	0,3	0,2
«Якол»	79	32,5	79	32,5	100	100	0,0	0,0
«Янггур»	13,1	17,1	65,5	85,5	20	20	0,0	0,0
Прочие	119,7	220	100	100	120	220	0,1	0,1
<b>Мини-НПЗ и прочие, всего</b>	<b>1906,8</b>	<b>2365,6</b>	<b>79,0</b>	<b>72,1</b>	<b>2415</b>	<b>3282</b>	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>
<b>Россия, всего</b>	<b>228508</b>	<b>236277</b>	<b>82,1</b>	<b>86,8</b>	<b>278491</b>	<b>272278</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

В 2008 г. сокращение превысило 6,2 млн т; наибольшее снижение произошло на Ангарской НХК в составе «Роснефти» (более 3 млн т) и Уфимской группе заводов – Ново-Уфимском НПЗ (свыше 6,1 млн т) и Уфимском НПЗ (почти 1,7 млн т); почти на 300 тыс. т сокращены мощности по переработке конденсата «Астрахангазпрома». В то же время мощности по первичной переработке мини-НПЗ возросли почти на 900 тыс. т. Мини-НПЗ, как правило, строятся в непосредственной близости от нефтяных промыслов либо в удаленных локальных системах нефтеобеспечения.

В 2008 г. 77,4% (182,8 млн т) всей переработки нефти осуществлялось НПЗ в составе вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний; еще 22,5% (89,6 млн т) – независимыми переработчиками (Башкирская группа заводов, «Альянс», Марийский НПЗ и т.д.); на мини-НПЗ малых нефтяных компаний переработано около 1%.

В апреле 2009 г. АФК «Система» приобрела контрольные пакеты в шести компаниях башкирского ТЭК: НК «Башнефть», четырех заводов («Новойл», «Уфанефтехим», Уфимский НПЗ и «Уфаоргсинтез»), сбытовой компании «Башнефтепродукт». Завершение сделки и дальнейшая консолидация этих активов означают увеличение доли вертикально-интегрированных компаний в отечественной переработке нефти до 86%.

Кроме того, российские вертикально-интегрированные компании владеют активами ряда зарубежных заводов – в Белоруссии, Болгарии, Румынии, Сербии, Украине, а также сетями автозаправочных станций в Европе и США.

По итогам 2008 г. «Роснефть» – лидер по объему нефтепереработки; первичная переработка нефти на НПЗ компании достигла 49,5 млн т, или 21% от переработки в стране. Второй крупнейший переработчик нефти – «Лукойл», с самой сбалансированной структурой активов на стадиях от добычи до конечного продукта и, соответственно, самой большой величиной соотношения первичной переработки нефти и добычи.

По итогам прошлого года заводами «Лукойла» на территории России переработано 44,1 млн т. Значительные объемы жидких углеводородов перерабатывают также предприятия группы «Газпром», «ТНК-ВР», «Сургутнефтегаза».

В 2008 г. пять вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний – «Роснефть», «Лукойл», «ТНК-ВР», «Газпром» (включая активы «Газпром нефти» и «Славнефти»), «Сургут-нефтегаз» обеспечивали 74,6% производства нефтепродуктов в России, в том числе около 73% автомобильного бензина, 73,5% – дизельного топлива, 74,5% – мазута и 73% – смазочных масел. В структуре производства основных видов нефтепродуктов практически по всем позициям доминирует «Роснефть», за исключением прочих нефтепродуктов, около 36% выпуска которых приходится на «Лукойл», крупного производителя масел и авиакеросина (табл. 2).

Наибольший коэффициент переработки нефти на территории России – у компаний с незначительной собственной добычей (табл. 3).

Более половины (61,3%) всего объема переработанной нефти приходится на заводы мощностью от 6 до 15 млн т (табл. 4). В других крупных нефтеперерабатывающих странах, в частности в США, также основная часть нефти перерабатывается на НПЗ сопоставимой мощности: 6–15 млн т. На долю крупных НПЗ (более 15 млн т в год) в России приходится 16,5% переработки нефти, в США – 23,3%.

Большинство нефтеперерабатывающих заводов на территории России построены в конце 1940-х – середине 1960-х годов, когда площадки для строительства выбирались с целью приблизить места производства нефтепродуктов к районам их концентрированного потребления. Значительные мощности были созданы на Урале и в Поволжье, до конца 1960-х считавшихся крупнейшими нефтедобывающими центрами страны. В Южном, Северо-Западном и Дальневосточном регионах, территориально наиболее приближенных к экспортным рынкам нефтепродуктов, сосредоточено около 20% мощностей по первичной переработке нефти. Вместе с тем большинство российских НПЗ (за исключением Туапсинского завода и «Киришинефтеоргсинтеза») значительно удалены от морской портовой инфраструктуры.

После 1966 г. в СССР построено семь нефтеперерабатывающих заводов, из них шесть за пределами РФ – в Лисичанске, Мозыре, Мажейкяе, Чарджоу, Чимкенте, Павлодаре.

## Производство нефтяных топлив и масел в 2008 г. по компаниям

Компания	Автомобильный бензин		Дизельное топливо		Мазут топочный		Прочие		Всего	
	тыс. т	%	тыс. т	%	тыс. т	%	тыс. т	%	тыс. т	%
«Роснефть»	6268	17,5	15403	22,3	16257	25,4	2059	15,0	39987	21,9
«Лукойл»	5454	15,3	12032	17,4	10285	16,1	4912	35,7	32683	17,9
«ТНК-ВР»	3968	11,1	6593	9,6	6495	10,2	1337	9,7	18393	10,1
«Газпром» (включая «Газпром нефть»)	5740	16,1	7482	10,8	3441	5,4	1718	12,5	18381	10,1
«Сургутнефтегаз»	2333	6,5	5040	7,3	6749	10,6	779	5,7	14901	8,2
«Славнефть»	2283	6,4	4145	6,0	4370	6,8	967	7,0	11765	6,4
«РуссНефть»	684	1,9	2201	3,2	3010	4,7	500	3,6	6395	3,5
«Татнефть»	68	0,2	104	0,2		0,0		0,0	172	0,1
<b>ВИНК, всего</b>	<b>26798</b>	<b>75,0</b>	<b>53000</b>	<b>76,8</b>	<b>50607</b>	<b>79,2</b>	<b>12272</b>	<b>89,1</b>	<b>142677</b>	<b>78,2</b>
Прочие	8948	25,0	16019	23,2	13294	20,8	1495	10,9	39756	21,8
Россия, всего	35746	100,0	69019	100,0	63901	100,0	13766	100,0	182432	100,0
Структура, %	19,6		37,8		35		7,5		1	

Таблица 3

**Добыча и переработка нефти российскими  
вертикально-интегрированными компаниями в 2008 г., тыс. т**

Компания	Добыча	Первичная переработка	Отношение добычи к первичной переработке, %
«Славнефть»	19,6	13,4	69
«РуссНефть»	14,2	7,5	53
«Лукойл»	90,2	44,1	49
«Роснефть»	113,8	49,5	44
«ТНК-ВР»	68,8	23,0	33
«Сургутнефтегаз»	61,7	20,6	33
«Татнефть»	26,1	0,2	1
«Газпром» (с учетом «Газпром нефти»)	43,5	22,6	52
«Башнефть»	11,7	0,0	–
Всего	450	181,1	40

Таблица 4

**Мощности НПЗ России и США и объемы переработки нефти**

Мощность НПЗ, млн т	Число НПЗ		Доля в общем числе НПЗ, %		Суммарный объем переработки, млн т		Доля в общем объеме переработки, %	
	Россия	США	Россия	США	Россия	США	Россия	США
До 1,0	36	15	55	11	4,3	7,9	2,0	0,9
1,0–3,0	1	28	2	21	9,1	50,7	4,1	5,9
3,0–6,0	7	32	11	24	39,0	118,0	17,7	13,7
6,0–10,0	10	24	15	18	87,4	183,0	39,7	21,2
10,0–15,0	6	22	9	17	57,1	243,6	25,9	28,2
Более 15,0	5	10	8	8	39,0	181,8	17,7	21,1
Итого	65	131	100	100	220,0	863,6	100,0	100,0

Выбор был продиктован необходимостью наладить нефтепереработку в регионах, испытывающих дефицит нефтепродуктов. Единственным нефтеперерабатывающим предприятием, построенным в РСФСР после 1966 г., стал Ачинский НПЗ (1982 г.), если не считать организации в 1979 г. переработки нефти на «Нижнекамскнефтехиме» для обеспечения потребности в сырье нефтехимического производства.

В последние годы в условиях роста внутреннего потребления и благоприятной экспортной конъюнктуры на большинстве НПЗ увеличились объемы первичной переработки нефти и уровни загрузки мощностей. Отчасти этому способствовала разница между экспортной пошлиной на сырую нефть и на нефтепродукты. Темпы роста переработки нефти на заводах, не входящих в структуру ВИНК («Салаватнефтеоргсинтез», Московский НПЗ и др.), в условиях отсутствия собственных источников сырья оказались ниже средних по отрасли.

В 2008 г. загрузка производственных мощностей по первичной переработке жидких углеводородов в среднем по стране составила 86,8%, в том числе на заводах вертикально интегрированных компаний – 89,6, на заводах независимых переработчиков – 78,7%, на мини-НПЗ – 72,1%. По отдельным предприятиям этот показатель варьируется от 13–54% («Петросах», «Салаватнефтеоргсинтез», «Урайнефтегаз», «Когалымнефтегаз») до 100% (Ачинский НПЗ, «Кириши-нефтеоргсинтез», Туапсинский и Комсомольский НПЗ).

Глубина переработки по отрасли в 2008 г. составила 71,5%, снизившись за год на 0,4%; в целом же за последние десять лет глубина переработки увеличилась более чем на 5% (табл. 5).

Медленный рост глубины переработки в 1999–2006 гг., а в 2007–2008 гг. – некоторое снижение обусловлены как необходимостью затратных мероприятий по модернизации оборудования, так и отсутствием рыночной мотивации к повышению глубины переработки. Состояние внутреннего рынка и особенности российского сегмента на международном рынке нефтепродуктов (мазут и дизельное топливо) не стимулируют изменения структуры выпуска.

**Динамика первичной переработки нефти  
в России в 1998–2008 гг.  
и выпуск основных видов нефтепродуктов, млн т**

<b>Показатель</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
Первичная переработка нефти	164	168,6	173	207,5	220	228,6	236,3
Темп роста первичной переработки, %		2,8	2,6	6,6	6,0	3,9	3,4
Бензин автомобильный	25,9	26,5	27,2	31,9	34,4	35,1	35,7
Доля в первичной переработке, %		2,3	2,6	4,9	7,8	2,0	1,8
Дизельное топливо	45,2	46,8	49,3	59,9	64,2	66,4	69,0
Доля в первичной переработке, %		3,5	5,3	8,3	7,2	3,4	3,9
Мазут топочный	55,3	52,2	48,4	56,7	59,4	62,4	63,9
Доля в первичной переработке, %		– 5,6	– 7,3	– 2,9	4,8	5,1	2,4
Глубина переработки нефти, %	66	69	70,8	71,6	72,0	71,9	71,5

В структуре выпуска нефтепродуктов в России продолжает доминировать производство тяжелых и средних фракций, прежде всего – мазута и дизельного топлива. В 2008 г. доля дизельного топлива в структуре производства нефтяных топлив и масел оценивалась в 37,8% (69 млн т), мазута топочно-го – 35% (63,9 млн т), автомобильного бензина – 19,6% (35,7 млн т), прочих нефтепродуктов (бензин авиационный, авиакеросин, масла смазочные и др.) – 13,8% (7,5 млн т).

Производимый в России автомобильный бензин поставляется преимущественно на внутренний рынок, в то время как около половины дизельного топлива и свыше 70% мазута экспортируются. Внутреннее коммерческое потребление нефтепродуктов в России в 2008 г. (без учета технологических нужд и потерь на промыслах, НПЗ и в трубопроводах) составило около 97 млн т. Относительно низкое качество выпускаемого автомобильного бензина сдерживает выход на международные рынки конечных продаж. Экспортируемые дизельное топливо

и мазут служат полупродуктами, которые в дальнейшем используются как сырье на НПЗ в странах-импортерах.

В 2000-е годы в нефтеперерабатывающей промышленности России происходили интенсивная централизация (укрупнение за счет слияний и поглощений) и концентрация (укрупнение за счет увеличения инвестиций и расширения производства). Больше других в 2000–2008 гг. увеличила объемы первичной переработки «Роснефть» (почти четырехкратно), в основном за счёт присоединения нефтеперерабатывающих заводов «ЮКОСа». В «Лукойле» прирост составил 57% как за счет органического роста, так и в результате приобретения заводов «Нижегороднефтеоргсинтез» и «Ухтанефтепереработка», «ТНК-ВР» «выросла» на 31%.

Российские НПЗ отстают по технологическому уровню от заводов Европы, США, стран АТР. Доля вторичных процессов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, процессы изомеризации и риформинга) на отечественных заводах еще ниже. Коэффициент Нельсона – обобщающий показатель, характеризующий сложность переработки, для российских заводов составляет в среднем 4,25, тогда как средний европейский уровень – 6,5, американский – 9,5, азиатский – 4,9.

На современных нефтеперерабатывающих заводах мира вторичные процессы преобладают. Например, на ряде заводов США доля вторичных процессов достигает 330% (от уровня первичной переработки), в том числе деструктивных процессов – 113% (также от уровня первичной переработки). В России доля вторичных процессов в первичной переработке нефти составляет в среднем 54%; технологическая структура по нефтеперерабатывающим заводам и нефтяным компаниям неоднородна: от 11,0% на Хабаровском НПЗ до 140% на «Уфанефтехиме». Наиболее развитыми предприятиями по сложности технологических схем переработки нефти считаются Уфимская группа заводов (Уфимский НПЗ, «Уфанефтехим», Ново-Уфимский НПЗ), «Пермнефтеоргсинтез», «Ярославнефтеоргсинтез», Рязанский НПЗ и Омский НПЗ. Последнее предприятие возглавляет рейтинг по доле деструктивных процессов (30%).

Тенденции рынка нефтепродуктов таковы, что нефтяные компании вынуждены пересматривать свое отношение

к техническому и технологическому состоянию принадлежащих им НПЗ. Благодаря росту спроса на дизельное топливо в России и Европе следует ожидать увеличения объемов его производства и доведения качества до европейских стандартов. Поскольку российские стандарты качества бензина все еще отстают от западных, а спрос на него будет расти медленнее, чем на дизтопливо, модернизация российских НПЗ, в первую очередь, будет ориентирована на увеличение выпуска дизельного топлива.

## Использование попутного нефтяного газа

Дополнительный продукт нефтедобычи – попутный нефтяной газ (ПНГ), представляет собой ценное сырье для нефтехимии. Основные компоненты ПНГ – от метана до гексана, включая изомеры  $C_4-C_6$ . Неуглеводородные компоненты попутных нефтяных газов представлены азотом, углекислым газом, гелием, аргоном, а также сероводородом, количество которого достигает иногда нескольких процентов, в ряде случаев встречается водород.

Из добываемых в России 56 млрд м<sup>3</sup> ПНГ в переработку направляется лишь 26% (табл. 6).

Таблица 6

**Структура использования попутного нефтяного газа в России в 2008 г.**

Направление использования	Млрд м <sup>3</sup>	%
Переработка	14,6	26
Сжигается в факелах	15,1	27
Собственные нужды и технологические потери	26,3	47
Всего	56,0	100

Основные причины сжигания попутных нефтяных газов в факелах состоят в том, что многие разрабатываемые месторождения находятся в районах, удаленных от магистральных газопроводов либо не имеющих доступа к ним в силу накладываемых «Газпромом» ограничений по допуску в Единую систему газоснабжения. Ограничения мотивируются несоответствием качественных характеристик ПНГ требованиям газотранспортной системы либо отсутствием свободных мощностей. Нефтяным компаниям требуются значительные

капитальные вложения для обустройства новых компрессорных станций и газопроводов (которые не окупятся при существующих объемах, территориальном распределении и ценах на попутный газ).

Заниженные регулируемые цены внутреннего рынка на попутный газ не компенсируют нефтяным компаниям даже операционных затрат в случае продажи сырья не аффилированному контрагенту (то есть при условии, что дальнейшей переработкой или утилизацией будет заниматься сторонняя организация, в основном, это заводы АК «Сибур», консолидированные в активы «Газпрома»).

Система сбора и подготовки попутного нефтяного газа выстраивалась еще в советские времена, а значит, была централизованной. В результате приватизационных процессов единая технологическая цепь оказалась разорванной, так как сбор и подготовку газа отделили от сырьевых ресурсов. Нефтяная отрасль приватизировалась и структурировалась по своим законам, газопереработка отошла к ОАО «Газпром».

Цена, по которой перерабатывающие заводы «Газпрома» принимают ПНГ, не устраивает нефтяные компании. С другой стороны, нефтяники пытаются заставить считать попутный газ самостоятельно добываемым сырьем: не относят затраты на извлечение газа на себестоимость добычи нефти (в законодательстве нет четкой инструкции, какие именно затраты следует относить). Попытки компаний провести отдельной строкой затраты на подготовку ПНГ осложняются единством технологического процесса добычи и подготовки нефти – разделить его практически невозможно. Если же все затраты, вплоть до поставки газа на ГПЗ «Газпрома», отнести на нефтяников, им это окажется коммерчески не выгодным.

Сжигание в факелах попутного газа приводит к ряду негативных последствий: безвозвратным потерям ценного химического и энергетического сырья; снижению технологической эффективности производства; сокращению доли добавленной стоимости, оставляемой в России; уменьшению коммерческой эффективности и устойчивости бизнеса в долгосрочной перспективе; к загрязнению окружающей среды.

Современные условия работы ведущих мировых нефтегазовых компаний и высокие экологические требования

развитых стран позволили довести технологический уровень утилизации попутного газа до 97–99% (в США, Канаде, Великобритании, Норвегии попутный газ утилизируется полностью).

В настоящее время известно множество способов утилизации попутного нефтяного газа: сбор, компримирование, транспортировка; компримирование и закачка в пласт; сжигание в энергетических установках для производства электрической и тепловой энергии; сжижение; физико-химическая переработка в жидкое топливо; глубокая химическая переработка.

Экономика проектов зависит как от направлений утилизации, так и от концентрации растворенного газа в нефти, которые значительно варьируются в различных регионах и на различных объектах. В зависимости от района добычи на 1 т нефти приходится от 25 до 800 м<sup>3</sup> газа. Например, на месторождениях Томской области в тонне добываемой нефти находится от 30 до 80 м<sup>3</sup> нефтяного газа.

Более 75% нефтехимических продуктов в России получают за счет пиролиза – глубокого расщепления углеводородов под воздействием высоких температур. Основное сырье для получения низших олефинов (этилена и пропилена) в этом процессе – этан, пропан и бутан, бензины, рафинат каталитического риформинга. Крупнейшие товарные позиции химической, нефтехимической и газохимической промышленности – минеральные удобрения, метанол, стирол, моноэтиленгликоль, полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, химические волокна и нити.

## Экспорт нефти и нефтепродуктов

Экспорт нефти из России в 2008 г. составил около 237,8 млн т, что ниже показателя предыдущего года на 6,6%. Снижение экспорта нефти, существенно превышающее падение ее добычи, связано с особенностями налогообложения нефтяного бизнеса, когда экспорт полупродуктов – мазута и дизельного топлива, которые в дальнейшем используются во вторичной переработке в Европе, коммерчески выгоднее.

Как и в предыдущие годы, основная часть экспорта (203,1 млн т, или более 85% совокупного экспорта) приходилась на дальнейшее зарубежье по системе «Транснефти» (табл. 7, 8).

Основная часть экспорта в ближнее зарубежье осуществлялась в Белоруссию – 21,13 млн т, Казахстан – 7 млн т, Украину – 6 млн т. За последний год экспорт нефти из России в Украину резко сократился – с 9,6 до 6 млн т, что связано с прекращением поставок «Татнефти» на Кременчугский НПЗ.

Таблица 7

**Структура экспорта нефти из России в 2007–2008 гг.**

Направление	2007		2008		2008/2007, %
	млн т	%	млн т	%	
Дальнее зарубежье	216,6	85,11	203,1	85,41	– 6,2
Ближнее зарубежье	37,9	14,89	34,7	14,59	– 8,4
Всего	254,5	100	237,8	100	– 6,6

Таблица 8

**Структура и способы поставок нефти в дальнее зарубежье в 2007–2008 гг.**

Способ поставок	2007		2008		2008/2007, %
	млн т	%	млн т	%	
<b>Организационная структура экспорта</b>					
Система «Транснефти»	197,4	91,1	185,5	91,3	– 6,0
Минувя систему «Транснефти»	19,3	8,9	17,6	8,7	– 8,7
Всего	216,6	100,0	203,09	100,0	– 6,2
<b>Экспорт нефти с дифференциацией по способам поставок</b>					
Морские поставки	139,6	64,4	131,6	64,8	– 5,7
Нефтепровод «Дружба»	58,2	26,9	53,7	26,4	– 7,7
По железной дороге	11,5	5,3	11,0	5,4	– 4,3
Прочие поставки (в том числе КТК)	7,4	3,4	6,8	3,4	– 7,6
Всего	216,61	100,0	203,09	100,0	– 6,2

Экспорт продуктов переработки нефти из России составил в 2008 г. свыше 115,4 млн т, увеличившись на 4,1% относительно 2007 г. (табл. 9). По данным Федеральной таможенной службы, в настоящее время в структуре экспорта нефтепродуктов доминируют мазуты – 53,3%, или около 61,5 млн т. Согласно же информации ЦДУ ТЭК, подготовленной на основе данных компаний, около 46,4 млн т мазута идет на экспорт.

**Экспорт нефтепродуктов из России с дифференциацией  
по нефтепродуктам и способам поставок, 2007–2008 гг.**

Нефтепродукт, способ поставок	2007		2008		2008/ 2007, %
	млн т	%	млн т	%	
<b>«Транснефтепродукт» – порты</b>	<b>17,0</b>	<b>15,3</b>	<b>18,3</b>	<b>15,8</b>	<b>7,7</b>
Автомобильный бензин	0,2	0,2	0,4	0,3	103,2
Дизельное топливо	16,8	15,1	17,9	15,5	6,7
<b>Железная дорога – граница, порты</b>	<b>93,9</b>	<b>84,7</b>	<b>97,1</b>	<b>84,2</b>	<b>3,4</b>
Автомобильный бензин	5,5	5,0	4,3	3,7	– 22,4
Дизельное топливо	20,8	18,8	19,1	16,6	– 8,3
Мазуты	55,6	50,1	61,5	53,3	10,7
Прочие	12,0	10,8	12,2	10,6	1,9
<b>Всего</b>	<b>110,9</b>	<b>100,0</b>	<b>115,4</b>	<b>100,0</b>	<b>4,1</b>
Автомобильный бензин	5,7	5,2	4,7	4,1	– 18,3
Дизельное топливо	37,6	33,9	37,0	32,1	– 1,6
Мазуты	55,6	50,1	61,5	53,3	10,7
Прочие	12,0	10,8	12,2	10,6	1,9

Различия, по-видимому, связаны с тем, что значительная часть мазута формально поставляется на внутренний рынок, но в дальнейшем идет на экспорт. Кроме того, по некоторым маркам мазутов компании сведений не предоставляют.

Доля дизельного топлива в суммарном экспорте продуктов переработки нефти из России – 32,1% (37 млн т). Основная часть мазута и дизельного топлива поступает в дальнее зарубежье для дальнейшей переработки в товарную продукцию конечного потребления, преимущественно, в моторное топливо.

Экспорт автомобильного бензина (в основном в страны СНГ и Восточной Европы) незначителен – 4,1% в структуре общего экспорта, или 4,7 млн т.

Экспорт прочих нефтепродуктов (бензин для химической промышленности, прямогонный бензин, керосин, реактивное топливо, легкие и средние дистилляты, масла и др.) оценивается в 12,2 млн т.

Около четверти экспортируемых нефтепродуктов, прежде всего, дизельное топливо поставляется к портам по нефтепродуктопроводам системы «Транснефтепродукт» (структура «Транснефти»). Кроме того, по трубопроводам экспортируется часть автомобильного топлива. Весь мазут в силу специфики агрегатного состояния экспортируется по железной дороге.

В условиях сложившейся в России фискальной системы, структуры и технологического уровня переработки нефти на российских НПЗ, а также под действием спроса на основных международных рынках нефтепродуктов в 2008 г. экспорт автомобильного бензина сократился на 18,3% (около 1 млн т), дизельного топлива – на 1,6% (около 0,6 млн т); тогда как экспорт мазутов возрос на 10,7% (5,9 млн т).

## Заключение

Для долгосрочного устойчивого развития нефтяного комплекса России, повышения экономической эффективности и технологической сбалансированности добычи, переработки и транспорта нефти, расширения выпуска конкурентоспособной продукции с высокой добавленной стоимостью следует изменить производственную структуру нефтегазового комплекса, без промедлений внедрять технологические и организационные инновации.

В сложившейся ситуации целесообразно изменить административную, налоговую и таможенную политики для стимулирования геологоразведочных работ, ввода в эксплуатацию новых месторождений, применения современных методов повышения коэффициента использования нефти. Изменение организационно-экономических условий работы нефтяного комплекса, активное участие государства в геологоразведочных работах, создании транспортной и перерабатывающей инфраструктуры, оказание дипломатической и политической поддержки деятельности российских нефтегазовых компаний на международных рынках обеспечат устойчивое функционирование нефтяного комплекса, реализацию долгосрочных целей развития экономики страны, усиления геополитических и экономических позиций России в мире.