

Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ НА БЛИЖАЙШИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ XXI ВЕКА С УЧЕТОМ МЕЖДУНАРОДНЫХ ТЕНДЕНЦИЙ

Рассмотрено состояние сырьевой базы и добычи нефти и газа в России. Определены перспективы развития добычи нефти и газа и основные направления развития магистральных трубопроводных систем восточного направления.

Ключевые слова: нефть, газ, добыча, сырьевая база углеводородов, нефтепроводы, газопроводы, прогнозирование.

1. Сырьевая база нефтегазодобывающей промышленности

Анализ и прогноз развития российской и международной системы энергообеспечения указывают на дальнейшее увеличение в ближайшие десятилетия мирового потребления энергетических ресурсов, прежде всего – углеводородов. В региональном плане наиболее быстро спрос на нефть и газ будет возрастать в странах АТР, главным образом, в Китае, Индии, Индонезии, Филиппинах. Вместе с тем, в глобальном масштабе остается лишь несколько крупных сырьевых баз углеводородов, за счет которых возможно удовлетворение перспективных энергетических потребностей. Это – политически нестабильные Ближний Восток и Африка, экономически и технологически труднодоступные и геологически слабо изученные шельфы арктических морей, а также Север Западной Сибири (Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа) и территория Сибирской платформы (Иркутская область, объединенный Красноярский край, Республика Саха). Существуют также возможности значительного увеличения добычи нефти и газа на шельфе Дальневосточных морей (о-ва Сахалин и др.). Из перспективных источников энергетического сырья к емким рынкам АТР, включая крупнейшего в регионе импортера нефти и газа – Японии, быстро наращивающего импорт углеводородов – Китаю (второму после США потребителю энергии в мире), располагающей развитой инфраструктурой по переработке, транспортировке и хранению нефти, нефтепродуктов и газа Южной Кореи, транспортировке нефтепродуктов наиболее приближены Западная Сибирь, Восточная Сибирь и Дальний Восток. После удовлетворения внутренних потребностей восточных районов России в нефти, нефтепродуктах и газе возможна организация крупномасштабных поставок на новые для России азиатско-тихоокеанские рынки.

Нефтяной комплекс России играет значительную роль в социально-экономическом развитии страны, является важным элементом мирового рынка нефти. Главный центр нефтяной промышленности – Западная Сибирь. В этом регионе сосредоточено более 53 % начальных суммарных ресурсов. Другие крупные нефтедобывающие регионы страны – Урало-Поволжский (14,2 % от начальных суммарных ресурсов), Дальневосточный (3,0 %), Северо-Кавказский (1,6 %), а в перспективе – Восточно-Сибирский (10,5 %) и шельф (12,4 %).

Газовая промышленность – один из наиболее стабильно работающих элементов топливно-энергетического комплекса и всей экономики России, крупнейший элемент мировой системы энергообеспечения. Доля газа в первичном топливно-энергетическом балансе страны составляет около 50 %. Россия занимает первое место в мире по добыче, разведанным запасам и прогнозным ресурсам газа и обеспечивает около 25 % его мирового производства. Россия – крупнейший в мире экспортер газа, обеспечивающий более 40 % международных поставок.

Начальные суммарные ресурсы свободного газа России составляют 236,15 трлн. м³, в том числе 160,3 трлн. м³ – на суше и 75,8 трлн. м³ – на шельфе. Разведанные запасы свободного газа (включая газ газовых шапок) превышают 47,8 трлн. м³. Около 78 % разведанных запасов газа сосредоточено в Западной Сибири, более 7 % – на шельфе северных морей, 6,7 % – в европейской части, около 8,5 % – в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая шельф Охотского моря.

2. Состояние добычи нефти и газа в России

2.1. Добыча нефти

Начиная с середины 1980-х гг., 67 - 72 % российской нефти добывается в Западной Сибири. Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО) – основной центр нефтяной промышленности Сибири, здесь добывается более 80 % нефти региона. Ведется крупномасштабная добыча нефти и конденсата в Ямало-Ненецком автономном округе и Томской области (табл. 1).

Пик добычи нефти в Советском Союзе был достигнут в 1986 – 1988 гг. Тогда в стране добывалось более 625 млн. т нефти и газового конденсата, что превышало 21 % от общемирового показателя, в том числе в Российской Федерации – почти 570 млн. т, или свыше 19 % от мира.

С 1989 г. происходило сначала постепенное, а с 1991 г. – обвальное снижение добычи. К концу 1990-х гг. добыча нефти в России стабилизировалась на уровне 300–307 млн. т, или

8–9 % от общемирового показателя. Основные причины падения добычи: разрыв хозяйственных связей, изменение организационной структуры в отрасли, естественное истощение ряда крупных месторождений (Самотлор и др.), снижение внутреннего спроса, снижение инвестиций.

Таблица 1

Добыча нефти в России и мире в 1970 – 2006 гг.

Год	Мир в целом, млн. т	СССР		Россия			
		млн. т	доля в мире, %	всего, млн. т	доля в мире, %	Западная Сибирь	
						млн. т	доля в России, %
1970	2355	353	15	285	12,1	31	10,9
1980	3088	603	19,5	547	17,7	311	56,8
1985	2792	608	21,8	542	19,4	382	70,5
1990	3168	570	18	516	16,3	376	72,8
1995	3278			307	9,4	208	67,9
2000	3601			323	9	220	68
2001	3581			349	9,7	237	67,8
2002	3557			380	10,7	264	69,5
2003	3664			421	11,5	298	70,8
2004	3868			459	11,9	326	71
2005	4011			470	11,7	333	70,9
2006	4139			480	11,6	335	69,8

В последние годы в результате благоприятной международной конъюнктуры и в основном завершения организационных преобразований нефтяная промышленность России находилась на подъеме. В 2006 г. добыча нефти в стране составила 480 млн. т – самый высокий уровень после 1991 г., то есть за всю новейшую историю страны. В региональном разрезе основной прирост добычи за последние пять лет (около 60 % от общероссийского показателя) пришелся на Ханты-Мансийский автономный округ.

Быстрый рост добычи в значительной мере происходил за счет применения современных методов интенсификации нефтеотдачи пласта. Объем капитальных вложений в нефтедобывающей промышленности возрос в 2003 г. более чем в 4 раза (до 8,4 млрд. долл. США) по сравнению с уровнем 1999 г., в нефтепереработке – 5,6 раза (до почти 1 млрд. долл. США). В 2004 - 2006 гг. инвестиции в нефтяной промышленности составляли в нефтедобыче 8,0–8,5 млрд. долл. США в год. Основным источником инвестиций – более 90 % – выступают собственные средства компаний – амортизационные отчисления и прибыль.

В настоящее время с учетом аффилированных связей добычу нефти и конденсата в стране осуществляют семь вертикально-интегрированных нефтяных компаний, концерн «Газпром» (включая активы компании «Газпром нефть») и более 150 сравнительно небольших компаний, которые представлены организациями с российским, иностранным и смешанным капиталом.

Основной рост добычи в 2000 – 2005 гг. происходит за счет крупных компаний, обладающих финансовыми ресурсами и технологиями для ввода новых объектов в разработку, интенсификации добычи на разрабатываемых месторождениях. Наибольшие темпы роста добычи нефти обеспечили «ЮКОС» (до 2004 г.), «Сибнефть» (до 2005 г.), «ТНК-ВР», «Роснефть», «Сургутнефтегаз» (табл. 2).

Таблица 2

Добыча нефти в России в 1999 - 2006 гг. с детализацией по компаниям, тыс. т

Компания	Добывающие подразделения	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ЛУКОЙЛ	ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	44215	44740	45256	45396	46600	52162	53761	53559
	ЛУКОЙЛ-Пермнефть (в составе ЛУКОЙЛ-Пермь с 2004 г.)	5383	5345	5365	5311	5249			
	ЛУКОЙЛ-Пермь	2505	2692	2802	3544	6629	9349	9571	10169
	ЛУКОЙЛ-Коми (до 2001 г. КомиТЭК, в составе с 1999 г.)		3952	2201	3278	5885	6651	8095	9721
	Прочие	1251	5449	18446	17724	14507	15906	16386	16968
	Всего	53354	62178	74070	75253	78870	84068	87813	90417
	Роснефть	Юганскнефтегаз (с составе Роснефть с конца 2004 г.)	-	-	-	-	-	-	51210
Роснефть-Пурнефтегаз		8209	8951	9641	9985	9855	9645	9455	9032
Роснефть-Сахалинморнефтегаз		1453	1473	1521	1590	1653	1836	1870	1901
Северная нефть (в составе Роснефти с 2004 г.)		-	-	-	-	-	3403	4875	5610
Прочие		2892	3049	3796	4536	8060	6717	7007	9171
Всего		12554	13473	14958	16112	19569	21601	74417	81710

Компания	Добывающие подразделения	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ЮКОС	Юганскнефтегаз (с составе Роснефть с конца 2004 г.)	26211	30168	36183	42929	49735	51794	-	-
	Самаранефтегаз	7692	7939	9490	10992	12313	12399	9583	9308
	Томскнефть (в составе с 2000 г.)	-	11001	7118	9357	16085	17539	13150	11230
	Прочие	285	439	903	1557	2614	3946	1783	994
	Всего	34188	49547	53695	64835	80747	85678	24516	21532
ТНК-ВР	Нижневартовскнефтегаз (с 2000 г. преобразовано в Самогторнефтегаз и Нижневартовское НГДП)	18206							
	Самогторнефтегаз (до 2000 г. Нижневартовскнефтегаз)		14952	15938	16462	18363	20984	23231	23676
	Оренбургнефть (до 2001 г. в составе ОНАКО)			8006	9485	12075	13933	14767	15825
	Нижневартовское НГДП (до 2000 г. Нижневартовскнефтегаз)		4393	5215	5590	5847	6379	6248	5560
	ТНК-Нягань		2279	3119	3130	3637	4365	5189	5662
	ТНК-Нижневартовск (в составе СИДАНКО с 2001 г.)		4831	6493	6800	7889	9013	8715	7949
	Удмуртнефть (в составе ТНК-ВР с 2005 г. по 09.2006 г.)	5350	5210	5060	4988	5435	5735	5946	3967
	Варьеганнефтегаз (в составе ТНК-ВР с 2005 г. по 09.2006 г.)	1463	2659	2543	2646	2944	3420	3643	3468
	Прочие	14596	4919	4285	4596	5389	6430	7608	6313
	ТНК-ВР, всего	39615	39243	50659	53697	61579	70259	75347	72420
Сургутнефтегаз	Ленанефтегаз							258	242
	Сургутнефтегаз	37573	40621	44028	49175	54025	59619	63600	65309
	Всего	37573	40621	44028	49175	54025	59619	63858	65551

Компания	Добывающие подразделения	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Газпром нефть (до 2006 г. Сибнефть)	Ноябрьскнефтегаз	16322	17158	20264	25409	28709	25943	23466	21306
	Заполярье (в составе с 2003 г.)	-	-	-	-	717	4862	4690	4497
	Прочие	0	41	18	27	1967	3179	4884	6913
	Всего	16322	17199	20282	25436	31394	33984	33040	32716
Татнефть	Всего	24065	24337	24606	24605	24669	25099	25332	25405
Башнефть	Всего	12261	11941	11864	12015	12046	12073	11934	11727
Газпром	Всего	9915	10010	10550	10796	11022	11963	12788	13401
Слав-нефть (с декабря 2002 г. контролируется Газпром нефтью и ТНК-ВР)	Славнефть-Мегионнефтегаз	11900	12100	12517	13009	16371	20119	20495	18435
	Прочие	30	167	1056	1629	1726	1890	3667	4865
	Всего	11930	12267	13573	14638	18097	22009	24162	23300
Русснефть	Всего	-	-	-	-	1984	6597	12181	14755
Прочие компании	Всего	53281	42409	29936	33066	27345	25855	24598	27594
Россия в целом	Итого	305057	323224	348220	379628	421347	458805	469986	480528

Переработку жидких углеводородов в России осуществляют 27 крупных нефтеперерабатывающих заводов, 46 мини-НПЗ и два конденсатоперерабатывающих завода. Их суммарная производственная мощность по сырью составляет около 296 млн. т/год. Все крупные НПЗ России (за исключением группы заводов в Башкирии) и большая часть мини-НПЗ входят в состав крупных нефтяных компаний. Кроме того, российским ВИНК принадлежат активы ряда зарубежных НПЗ, в основном, в СНГ и Восточной Европе (на Украине, в Белоруссии, Болгарии, Румынии, Литве и др.). В настоящее время российские нефтяные компании развивают собственные оптовые и розничные сбытовые сети нефтепродуктов в регионах России, странах СНГ, Восточной и Центральной Европы, а также в США. На ВИНК приходится более 75 % от общего объема переработки нефти в стране.

Основной прирост добычи сырья в 2000 - 2006 гг. (более 170 млн. т в годовом исчислении) был направлен на экспорт.

2.2. Добыча газа

Добыча газа в СССР превысила к началу 1990-х гг. 800 млрд. м³, что составляло более 40 % всей мировой добычи. В 1990 – 1992 гг. в России добывалось 641 – 643 млрд. м³ газа в год, в том числе в Западной Сибири более 580 млрд. м³ (табл. 3).

В 1992– 2000 гг. добыча газа в стране имела тенденцию к сокращению, снизившись в 2000 г. на 57 млрд. м³ по сравнению с 1991 г. – до 584 млрд. м³; при этом объем инвестиций в основной капитал в сопоставимых ценах составил в 2000 г. 41,5 % от уровня 1990 г. В 2001 г., несмотря на почти двукратное увеличение инвестиций в основной капитал до 4,8 млрд. долл., произошло дальнейшее снижение добычи газа в России – до 581 млрд. м³.

Таблица 3

Добыча газа в России и мире в 1970 - 2006 гг., млрд. м³

Год / Страна, регион	Мир в целом, млрд. м ³	СССР		Россия всего,			
		млрд. м ³	доля в мире, %	млрд. м ³	доля в мире, %	Западная Сибирь	
						млрд. м ³	доля в России, %
1970	1021	198	19,4	83	8,2	3	3,2
1980	1456	435	29,9	254	17,4	140	55,3
1985	1676	643	38,4	462	27,6	389	84,2
1990	2000	815	40,8	641	32,1	574	89,6
1995	2141			595	27,8	545	91,5
2000	2436			584	24	533	91,3
2001	2493			581	23,3	532	91,6
2002	2531			595	23,5	545	91,5
2003	2617			620	23,7	574	92,6
2004	2692			634	23,5	590	93,1
2005	2768			641	23,2	599	93,4
2006	2851			656	23,0	608	92,7

Объем инвестиций в основной капитал возрос в 2002 – 2006 гг. до 6 – 8 млрд. долл. США в год. Однако в условиях высокого уровня инфляции в стране и при опережающем росте издержек газовой промышленности реальный уровень капитальных вложений не только не увеличился, но и несколько снизился. Ввод в разработку в конце 2001 г. Заполярного месторождения, а в 2004 г. Песцового месторождения несколько улучшили ситуацию, что позволило на несколько лет преодолеть падение и обеспечить некоторый рост добычи газа. Добыча газа в России составила в 2006 г. – 656 млрд. м³.

Вместе с тем, если в ближайшие годы не начать освоения месторождений п-ова Ямал, резкое падение добычи газа в стране начнется уже в 2008 – 2010 гг. Суммарный объем

капитальных вложений в проект освоения п-ова Ямал должен составить не менее 70 млрд. долл. США.

В современной организационной структуре газовой промышленности России главным производителем и поставщиком газа является ОАО «Газпром» (табл. 4).

Таблица 4

**Динамика добычи природного газа и нефтяного (попутного) газа в России
в 1999-2006 гг., млн. м³**

Компания	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ОАО "ГАЗПРОМ"	545637	523151	515518	519890	540180	542809	547058	550345
Независимые производители природного газа	18619	29999	33163	40756	39473	45485	44443	46343
НОВАТЭК	0	0	0	0	26	28	25370	28757
Прочие производители	18619	29999	33163	40756	39448	45458	19073	17579
Нефтяные компании	27810	30978	32237	34023	40489	44917	49044	58459
ЛУКОЙЛ	3368	3602	4298	4090	4769	5021	5795	14110
Роснефть	4920	5628	6134	6449	7012	9377	13045	13561
ЮКОС	1521	1583	1705	2381	3448	3427	1970	1893
Газпром нефть	1345	1428	1639	1403	1985	1955	1992	2055
Сургутнефтегаз	11118	11144	11104	13304	13883	14325	14361	14622
ТНК-ВР (включая активы ОНАКО, СИДАНКО)	3663	5737	5497	4761	6809	8023	8730	8655
Татнефть	742	749	753	718	728	736	737	738
Башнефть	421	391	367	358	369	361	363	331
Славнефть	713	716	739	559	823	918	994	924
Русснефть	0	0	0	0	665	773	1058	1570
Операторы СРП	0	58	262	196	184	292	469	1037
Россия в целом	592066	584186	581180	594864	620326	633502	641015	656184

На компанию приходится 85 % добычи и 100 % экспорта газа. Единая система газоснабжения России также контролируется ОАО «Газпром». Крупнейший независимый производитель газа – НОВАТЭК (около 4 % добычи в стране), а также нефтяные компании «Сургутнефтегаз» (2,21 %), «Роснефть» (1,99 %), «ТНК-ВР» (1,33 %), «ЛУКОЙЛ» (0,86 %).

В последние годы в структуре добычи газа в стране произошло некоторое сокращение доли ОАО «Газпром» (на 8 п.п. в период 1999 - 2006 гг.) при одновременном увеличении доли независимых производителей природного газа и нефтяных компаний (табл. 5).

**Структура добычи природного газа и нефтяного (попутного) газа в России
в 1999 - 2005 гг., %**

Компания	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ОАО «ГАЗПРОМ»	92	90	89	87	87	86	85	84
Независимые производители природного газа	3	5	6	7	6	7	7	7
Нефтяные компании	5	5	6	6	7	7	8	9

Основной экспортный рынок Газпрома – Европа, куда газ поставляется уже 30 лет. Для успешной деятельности на этом рынке необходимо отвечать многим требованиям. Условия работы на европейских рынках меняются, нарастает конкуренция, в действиях большинства европейских государств и компаний прослеживается линия на диверсификацию поставщиков газа и каналов поступления. Для стран Северо-Восточной Азии, в особенности Китая, Республики Корея и Японии российский газ может представлять большой интерес в обозримом будущем. Страны АТР привлекательны для Газпрома не только как экспортные рынки, но и в плане совместного освоения имеющихся газовых ресурсов и реализации газотранспортных проектов. Приоритеты компании в финансовой сфере связаны с ростом ее капитализации, которая за последние годы выросла почти во много раз. Курсовая стоимость акций ОАО «Газпром» (капитализация) в 2006 г. превысила 300 млрд. долл. США.

3. Перспективы добычи нефти и природного газа в России

3.1. Перспективы добычи нефти

Согласно Энергетической стратегии России, долгосрочное развитие нефтяной промышленности страны предполагает решение следующих основных задач: (1) рациональное использование разведанных запасов нефти, обеспечение расширенного воспроизводства сырьевой базы нефтедобывающей промышленности; (2) ресурсо- и энергосбережение, сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспорте и переработке нефти; (3) углубление переработки нефти, комплексное извлечение и использование всех ценных попутных и растворенных компонентов; (4) формирование и развитие новых крупных центров добычи нефти, в первую очередь, в восточных районах России и на шельфе арктических и дальневосточных морей; (5) расширение присутствия российских нефтяных компаний на зарубежных рынках, приобретение перерабатывающей и сбытовой инфраструктуры в странах – реципиентах; (6) расширение участия российских нефтяных компаний в зарубежных добывающих и

транспортных активах, прежде всего, в странах СНГ, Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Перспективные уровни добычи нефти в России будут определяться в основном уровнем мировых цен, объемом внутреннего спроса, уровнем развития транспортной инфраструктуры, налоговыми условиями и научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, а также качеством разведанной сырьевой базы. Нижний уровень цен на нефть будет определяться уровнем издержек на месторождениях в крупных регионах добычи с замыкающими затратами, а верхний – издержками для возможного массового производства альтернативных нефти моторных топлив.

Мировая цена будет формироваться в зависимости от темпов развития мировой экономики, интенсивности внедрения нефтесамещающих энергоисточников, предложения нефти на мировых рынках и транспортных возможностей ее доставки к местам потребления. При прогнозировании цены на нефть учитывалось влияние различных политических, экономических и технологических факторов, оказывающих воздействие на формирование рыночной конъюнктуры на мировом рынке нефти.

Наиболее высокий уровень международных цен на нефть сохранится примерно до 2010 - 2012 гг., хотя тенденция к снижению цен уже обозначилась в 2006 - 2007 гг. Это связано с инерционностью технологических систем нефтепотребления, которые сейчас используются в развитых странах и продолжают массово внедряться в Китае и других странах АТР. К 2010 - 2012 г. в развивающихся странах произойдет технологическое насыщение традиционным моторным транспортом, поэтому глобальный рост спроса на нефть замедлится. Это приведет к снижению цен на нее до уровня 40 - 45 долл. США/барр., что с учетом инфляции доллара соответствует современным 35 - 40 долл. США/барр.

В этих условиях в России в целом продолжится рост добычи нефти, хотя его темп в Западной Сибири замедлится, а в Европейской части страны снизятся и абсолютные показатели добычи. Годовая добыча нефти в России может быть доведена в 2010 г. до 500 млн. т, в 2020 г. – до 550 млн. т, в 2030 г. – до 600 млн. т, добыча в Западной Сибири составит в эти же годы 344,5, 350 и 355 млн. т, соответственно. Инвестиции в разведку и добычу нефти в России составят в 2010 г. – 10,9 млрд. долл. США, в 2020 г. – 14,7 млрд. долл. США, в 2030 г. – 19,5 млрд. долл. США (табл. 6). В Западной Сибири при стабилизации и постепенном снижении добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе будет происходить ее рост в Ямало-Ненецком автономном округе.

Прогноз добычи нефти в России до 2030 г. по макрорегионам, млн. т

Регион / год	2010	2015	2020	2025	2030
Западная Сибирь	344,5	345,0	350,0	351,0	355,0
Европейская часть	120,0	115,0	110,0	106,4	100,0
Восточная Сибирь и Республика Саха	12,5	42,0	60,0	70,0	110,0
Дальний Восток (Сахалин)	23,0	25,0	30,0	32,6	35,0
Россия, всего	500,0	527,0	550,0	560,0	600,0

В последние годы в российском секторе Каспийского моря выявлено и подготовлено детальными работами к глубокому бурению ряд нефтегазоносных структур, выявлено и подлежит дальнейшему изучению большое количество неантиклинальных объектов, в том числе высокоперспективные ловушки рифового типа, открыто 5 месторождений. В соответствии с долгосрочной программой геологоразведочных работ к 2010 г. в районе планируется прирастить запасы нефти и конденсата в количестве 348 млн. т. Это позволит к 2015 г. добывать в российском секторе Каспийского моря не менее 8 млн. т, а к 2020 г. – до 20 млн. т нефти и конденсата. Освоение Северо-Каспийской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций позволит в перспективе стабилизировать и увеличить добычу нефти в Европейской части страны до 140 - 150 млн. т в год.

Кроме того, произойдет увеличение добычи нефти российскими компаниями за рубежом, прежде всего, в странах Каспийского региона – Казахстане, Туркменистане, Узбекистане, Азербайджане. Из этих стран также возможны поставки нефти российскими операторами в АТР. Здесь лидерами будут выступать «ЛУКОЙЛ», «Газпром» (включая активы «Сибнефти»), «Роснефть».

В перспективе крупнейшим источником экспорта нефти из России в Китай, Японию, Корею и другие страны АТР станет Восточная Сибирь и Дальний Восток. Нефти рассматриваемых регионов отличаются высоким качеством, превосходящим по основным параметрам российский экспортный стандарт Urals. Это в основном легкие и низкосернистые сорта. Большая часть запасов нефти Восточной Сибири и Дальнего Востока имеет плотность менее 0,87 г/см³ и содержание серы менее 0,5 %.

К 2010 г. добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) может достичь 12 – 13 млн. т. В этот период ожидается начало промышленной разработки Талаканского, Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского месторождений, будут организованы поставки конденсата с Ковыктинского месторождения. На шельфе о. Сахалин будет

завершен ввод в эксплуатацию производственных объектов проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», что позволит довести суммарную добычу в Сахалинской области до 23 млн. т. В дальнейшем при проведении активной государственной политики в области недропользования и лицензирования недр, резком расширении ГРП, развитии перерабатывающей и транспортной инфраструктуры добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (с учетом добычи на острове Сахалин и его шельфе) может быть к 2020 г. доведена до 90 млн. т, а к 2030 г. – до 145 млн. т.

На шельфе о-ва. Сахалин будет сформирована новая крупная система нефтеобеспечения и расширены экспортные поставки в Японию, Китай, Южную Корею, Индию, Филиппины, другие страны АТР, а также на тихоокеанское побережье США. Кроме того, планируется увеличить загрузку сахалинской нефтью Комсомольского НПЗ. Поставки на Хабаровский НПЗ, вероятно, будут организованы с месторождений Республики Саха. В настоящее время уровень загрузки производственных мощностей Комсомольского НПЗ составляет чуть более 70 %, Хабаровского – менее 60 %. Доля сырья, поставляемого на эти заводы из Западной Сибири, – свыше 80 и 100 %, соответственно.

К 2010 г., с учетом прогноза добычи и переработки нефти в России с детализацией по макрорегионам, экспорта в западном направлении, поставок на НПЗ Восточной Сибири и Дальнего Востока, ежегодный экспорт сырой нефти из России в страны АТР может достичь 44 млн. т, в том числе из Западной Сибири – 20 млн. т, из Восточной Сибири и Республики Саха – 6 млн. т, с Сахалина – 18 млн. т (табл. 7). К 2020 г. экспорт нефти составит около 95 млн. т в год, к 2030 г. – 120 млн. т в год.

Таблица 7

Прогноз экспорта нефти и нефтепродуктов из России в АТР до 2030 г., млн. т

Регион / Год	2010	2015	2020	2025	2030
Сырая нефть					
Западная Сибирь	20	30	35	35	30
Восточная Сибирь и Республика Саха	6	20	35	45	55
Сахалинская область	18	20	25	27	35
Всего	44	70	95	107	120
в том числе в Китай	32	50	61	65	70
Нефтепродукты					
Всего	9	10,2	11,5	11,8	12
в том числе в Китай	8,5	9,7	11	11,3	11,5
Нефть и нефтепродукты					
Итого нефть и нефтепродукты	53	80,2	106,5	118,8	132
в том числе в Китай	40,5	59,7	72	76,3	81,5

Экспорт сырой нефти из России в Китай составит 32 млн. т в 2010 г., 61 млн. т – в 2020 г., 70 млн. т – в 2030 г.

Экспорт нефтепродуктов в АТР будет эффективен с НПЗ, находящихся в приграничных районах либо недалеко от портов (Ангарск, Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре). Объем экспорта, при условии значительного повышения качества продукции, может быть доведен до 12 млн. т в год, в том числе в Китай до 11,5 млн. т. Ежегодный экспорт сжиженных углеводородных газов (СУГ) в страны АТР может достигнуть уже к 2015 г. 1,0 млн. т.

3.2. Перспективы добычи природного газа

В рамках Энергетической стратегии России до 2020 г. стратегическими целями развития газовой промышленности являются: (1) стабильное, бесперебойное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на газ; (2) развитие действующей Единой системы газоснабжения страны (ЕСГ) и ее расширение на Восток России; (3) совершенствование организационной структуры газовой отрасли с целью повышения экономических результатов ее деятельности и формирования либерализованного рынка газа; (4) обеспечение стабильных поступлений в доходную часть государственного бюджета и стимулирование спроса на продукцию сопряженных отраслей (металлургии, машиностроения и др.); (5) обеспечение экономических интересов России в Европе и сопредельных государствах, а также в Азиатско-Тихоокеанском регионе и Северной Америке.

Состояние и перспективы увеличения разведанных запасов газа при наличии соответствующих инвестиций и благоприятной ситуации на внутреннем и внешнем рынках газа позволяют довести добычу газа в 2010 г. до 681 млрд. м³, в 2020 г. – до 890 млрд. м³, в 2030 г. – до 910 млрд. м³ в год с последующим поддержанием на этом уровне за счет ввода месторождений, прогнозируемых к открытию (табл. 8).

Таблица 8

Прогноз добычи газа в России до 2030 г. по макрорегионам, млрд. м³

Регион / Год	2010	2015	2020	2025	2030
Западная Сибирь	610	630	670	670	670
Европейская часть	40	52	80	88	90
Восточная Сибирь и Республика Саха	11	85	115	117	120
Дальний Восток (Сахалин)	20	23	25	30	30
Россия, всего	681	790	890	905	910

Это позволяет удовлетворить внутренние потребности страны, обеспечить увеличение поставок в Европу, сформировать новые крупные экспортные направления – Япония, Китай и другие страны АТР, а также США. Инвестиции в разведку и добычу газа в России составят в 2010 г. – 10,9 млрд. долл., в 2020 г. – 14,7 млрд. долл., в 2030 г. – 19,5 млрд. долл.

Добыча газа в Западной Сибири может быть доведена до 670 млрд. м³ в год, в Восточной Сибири – до 120 млрд. м³ в год, на Дальнем Востоке – до 30 млрд. м³ в год. При развитии газовой промышленности Восточной Сибири и Республики Саха следует учитывать высокое содержание в природных газах этого региона таких элементов, как этан, пропан, бутаны и конденсат. Ежегодная добыча гелия в Восточной Сибири и Республике Саха может быть доведена к 2020 г. до 135 – 150 млн. м³ в год. При освоении газовых месторождений Лено-Тунгусской провинции необходимо предусмотреть строительство заводов по выделению гелия и его хранилищ.

Экспорт сжиженного природного газа (СПГ) с месторождений Сахалина в АТР может начаться уже в 2008 г., а к 2010 г. объем добычи и поставок СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» может быть доведен до 9,6 млн. т, или 13,4 млрд. м³ в пересчете на исходное вещество (табл. 9). Ожидается, что после 2010 г. может быть реализован проект поставок сетевого газа из Ковыктинского месторождения в Китай и Корею, а после 2015 г. может начаться экспорт из других крупнейших месторождений Восточной Сибири и Республики Саха. В это же время возможно начало экспорта сетевого газа в рамках проекта «Сахалин-1».

Таблица 9

Прогноз экспорта газа из России в АТР до 2030 г., млрд. м³

Регион / Год	2010	2015	2020	2025	2030
Западная Сибирь	0	15	30	40	60
Восточная Сибирь и Республика Саха	0	30	60	82	82
Сахалинская область	13,4	13,4	18	20	23
Всего	13,4	58,4	108	142	165
в том числе в Китай	5	40	78	102	125

К 2012 – 2015 гг. по мере роста спроса на газ, в том числе в качестве моторного будет организован экспорт газа в восточном направлении из Западной Сибири. После удовлетворения внутренних потребностей экспорт газа из Западной и Восточной Сибири, Республики Саха и шельфа острова Сахалин в АТР может быть доведен к 2020 г. до

78 млрд. м³ в год, к 2030 г. – до 145 млрд. м³ в год. Экспорт газа из России в Китай может составить в 2020 г. 78 млрд. м³, в 2030 г. – 125 млрд. м³.

4. Развитие системы нефте- и газопроводов на востоке России

Фактором, сдерживающим расширение экспорта энергоносителей в АТР, является отсутствие эффективной системы транспорта нефти и газа, прежде всего, магистральных нефте- и газопроводов.

Россия располагает развитой сетью нефте- и газопроводов в Западной Сибири и Европейской части, однако на востоке страны в настоящее время система магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» заканчивается в районе Ангарска (Иркутская область), Единая Система газоснабжения ОАО «Газпром» – в районе Проскоково (Кемеровская область).

Экспорт сырой нефти с о. Сахалин и его шельфа осуществляется в основном через порты Хабаровского и Приморского краев (Де Кастри, Находка), а также с производственно-добывающего комплекса «Витязь» в Охотском море. Поставки нефти из Западной Сибири в Китай ведутся по железной дороге через Наушки и Забайкальск, а также транзитом через Казахстан по действующему нефтепроводу Омск – Павлодар – Атасу и далее по железной дороге до Алашанькоу, Душаньце. С середины 2006 г. транзитные поставки через Казахстан осуществляются по новому нефтепроводу Атасу – Алашанькоу.

Экспорт нефтепродуктов в АТР осуществляется в основном с Ангарского, Хабаровского и Комсомольского НПЗ железнодорожным транспортом и через порты Приморского и Хабаровского краев (Владивосток, Находка, Славянка, Ванино, Большой камень и др.).

Для организации крупных поставок нефти и газа российским потребителям и на экспорт в Китай, Японию и другие страны АТР в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо формирование системы сверхдальнего трубопроводного транспорта, строительство заводов по переработке и сжижению природного газа, создание инфраструктуры для отгрузки нефти, нефтепродуктов, СПГ и конденсата.

Важнейший нефтетранспортный проект: строящийся в настоящее время магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан с отводом на Китай. Проектная мощность нефтепровода – 80 млн. т в год, в том числе первой очереди, завершение строительства которой намечено на 2008 г. – 30 млн. т в год. Строительство первой очереди ведется со стороны Тайшета и со стороны Сковородино. Согласно поручению Президента России, трасса нефтепровода будет проходить за водосборной зоной озера Байкал, по территории с

низкой сейсмичностью и высоко перспективной на нефтегазоносность. Маршрут нефтепровода проходит вдоль трассы БАМ по линии Тайшет – Усть-Кут, от Усть-Кута – в северо-восточном направлении по левому берегу Лены (за водоохранной зоной) до Талаканского месторождения, что позволит существенно сократить проектно-изыскательские работы и строительство в целом. Далее маршрут обходит город Ленск с северной стороны, пересекает Лену в районе Олекминска и уходит на восток до города Алдан. От Алдана трасса идет в южном направлении, минуя Нерюнгри, до поселка Тында и далее на Сковородино. Строительство второй очереди нефтепровода предполагает выход к российским портам на Тихом океане; возможно также сооружение нефтепровода – отвода в Китай в районе Сковородино. Прокладка нефтепровода вдоль Лены даст возможность использовать реку в качестве транспортной магистрали для доставки грузов и техники. Кроме этого, грузы будут поступать по железной дороге, а также воздушным транспортом, рассматривается возможность устройства дополнительных проездов и дорог.

Трасса нефтепровода проходит по территории высокоперспективной для поисков нефти; находится в непосредственной близости от открытых месторождений, что делает регион в целом более привлекательным для инвестиций в геологоразведку и разработку месторождений нефти и газа, ускорит ввод в разработку отдельных открытых и прогнозируемых к открытию месторождений; резко снизит инвестиции, необходимые для создания транспортной инфраструктуры и уменьшит сроки окупаемости проектов; снизит затраты на транспорт восточно-сибирской и якутской нефти до Сковородино.

Должны быть построены подводящие нефтепроводы от месторождений Талакан – Верхнечонской зоны нефтегазонакопления (ТВЧЗ) до ВСТО, а также подключения Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ) – Пойма. В результате будет сформирован новый канал для поставок в восточном направлении как западносибирской, так и восточносибирской нефти.

При формировании на востоке России новой системы газопроводов, в первую очередь, целесообразно провести газификацию юга Восточной Сибири, включая Забайкалье, соединение с восточносибирской системы с ЕСГ. Это предполагает строительство газопроводов: Ковыктинское месторождение – Саянск – Ангарск, Иркутск – Улан-Уде – Чита, Чаяндинское месторождение – Ковыктинское месторождение, Ковыктинское месторождение – Иркутск – Проскоково. Для экспорта в восточном направлении на первом этапе возможно использование БАМа и Транссиба, что предполагает строительство заводов по сжижению природного и углеводородных газов и ж. д. терминалов по отгрузке СПГ и

СУГ в Усть-Куте и Ангарске. После 2010 г., по мере наращивания объемов добычи газа в Восточной Сибири и Республике Саха и развития инфраструктуры газобеспечения в Восточной Азии, должно быть принято окончательное решение о строительстве экспортных газопроводов. Здесь экономически наиболее эффективными представляется маршруты: (1) Чита – Забайкальск – Харбин – Далянь – Пекин, Пьёнтек (Pyeontaek) – Сеул; (2) Чита – Хабаровск – Владивосток – Находка со строительством в Находке терминала СПГ.

В период до 2010 г. будет происходить интенсивное наращивание поставок нефти и газа с о-ва Сахалин. На первом этапе не интегрированные в восточносибирскую систему нефтегазобеспечения проекты поставок нефти и газа с месторождений шельфа о-ва Сахалин должны обеспечивать газификацию Сахалинской области и Хабаровского края, загрузку Комсомольского и Хабаровского НПЗ, экспортные поставки. Будет построен новый нефтепровод Северный Сахалин – порт Де Кастри, реализованы нефте- и газопроводные проекты: (1) Северный Сахалин – Южный Сахалин со строительством на юге острова завода по сжижению газа и терминалов по отгрузке СПГ и нефти, (2) Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск. В дальнейшем эти проекты могут быть соединены с системами нефте- и газопроводов Восточная Сибирь – Дальний Восток (Владивосток - Находка) в районе Хабаровска.

В перспективе через территорию Восточной Сибири и Дальнего Востока в Японию, Корею, северо-восточные районы Китая, западные районы США могут быть организованы поставки газа из Западной Сибири с отгрузкой СПГ в портах Тихого океана. Экспорт СПГ из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа будет проводиться с использованием Северного морского пути.

Еще один важный проект по выходу на энергетические рынки АТР, выдвинутый Президентом России – газопровод «Алтай», предполагающий крупно масштабные поставки западносибирского газа в западные районы Китая. Поставки трубопроводного газа в Синьцзян-Уйгурский автономный район могут осуществляться уже с 2012 - 2015 гг. через территорию Алтайского края и Республики Алтай с подключением к транскитайскому газопроводу Запад – Восток. Это предполагает продолжение строящегося газопровода Барнаул – Бийск – Горно-Алтайск в направлении Урумчи параллельно проектируемой автомобильной дороге «Алтай – Китай». В дальнейшем, по мере наращивания поставок, необходимо строительство дополнительных ниток газопровода в транспортном коридоре «ЯНАО (КС Пурпейская) – Сургут – Кузбасс – Алтай – Китай». Протяженность трассы до границы с КНР составляет около 2670 км.

Литература

Белонин М.Д., Буялов Н.И., Захаров Е.В., Конторович А.Э., Львов М.С. и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности / Под. ред. Н.И. Буялова, В.Д. Наливкина. М.: Недра. 1979. С. 302.

Белонин М.Д., Конторович А.Э., Львов М.С. и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности / Под. ред. Н.И. Буялова, В.Д. Наливкина. М.: Недра. 1979. С. 301.

Конторович А.Э., Добрецов Н.Л., Лаверов Н.П., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р. Энергетическая стратегия России в XXI веке // Вестник Российской Академии наук. Т. 69. 1999. №9. С. 771 - 784.

Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Курчиков А.Р. На переломе. Стратегия развития нефтяной промышленности России в первые десятилетия XXI в. // Нефть России, № 4, № 5, 2004, с. 3 - 21, 28 - 43.

Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Мировая система обеспечения энергетическими ресурсами: региональные центры, устойчивые тенденции, политика России // Нефтяное хозяйство, №1, 2004. С. 24 - 28.

Конторович А.Э., Коржубаев А.Г. В чем ошибки российского ТЭК? // Нефть России, 2005. № 7 - 8. С. 11 - 17.

Халимов Э.М., Колесникова Н.В. Промышленные запасы и ресурсы природных битумов и сверхвысоковязких нефтей России, перспективные геотехнологии их освоения. Геология нефти и газа, № 3, 1997.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. М.: ГУ ИЭС, 2003, 128 с.

Рецензент: Москвин Валерий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор.