

УДК 553.98.042(571.5)

Нефтяная промышленность России: итоги 2009 г.

А.Г.Коржубаев (Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск),
Л.В.Эдер (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, Новосибирск)

Рассмотрены долгосрочные процессы в нефтяном комплексе России, включая добычу и воспроизводство минерально-сырьевой базы нефти. Проведен анализ изменений в 2009 г. с детализацией по регионам добычи и компаниям; представлены показатели геолого-разведочных работ по видам, регионам, источникам финансирования. Приведена организационная структура отрасли по компаниям и их крупнейшим подразделениям. Отдельно рассмотрены показатели ввода и выбытия скважин, объемов поисково-разведочного и эксплуатационного бурения.

Ключевые слова: нефть; конденсат; динамика добычи; нефтяные компании; транспорт; фонд скважин.

Нефтяная промышленность России играет значительную роль в социально-экономическом развитии страны, является важным элементом мирового рынка нефти. Устойчивость работы этого отраслевого комплекса – одно из необходимых условий обеспечения национальной безопасности страны; основой долгосрочного устойчивого развития нефтяной промышленности является обеспечение расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ).

Динамика добычи нефти и конденсата в СССР и в России за 1990-2009 гг.

Пик добычи жидких углеводородов (УВ) в СССР был достигнут в 1986-1988 гг. Тогда в стране добывалось более 625 млн т нефти и газового конденсата, что на 21 % превышало общемировую показатель, в том числе в РСФСР – почти 570 млн т (свыше 19 % общемировой добычи). В последнее десятилетие в России происходил рост добычи нефти и конденсата со стабилизацией в 2007-2009 гг. на уровне 488-494 млн т, что составляет 12-13 % общемирового показателя (табл. 1).

С 1989 г. в стране имело место сначала постепенное, а с 1991 г. – существенное снижение добычи. К концу 1990-х гг. добыча нефти в России стабилизировалась на уровне 300-307 млн т (8-9 % общемирового показателя). Основные причины падения добычи: разрыв хозяйственных



Андрей Геннадьевич
КОРЖУБАЕВ,
заведующий отделом,
доктор экономических
наук, профессор



Леонтий Викторович
ЭДЕР,
ведущий научный
сотрудник, кандидат
экономических наук,
доцент

связей, изменение организационной структуры в отрасли, естественное исчерпание ряда крупных месторождений (Самотлор и др.), снижение инвестиций и внутреннего спроса.

Благодаря росту международных цен в 1999-2010 гг. (2008 г. – в первой половине), завершению формирования к концу 1990-х гг. новых организационно-экономических условий работы отрасли, массовому внедрению технологий интенсификации добычи при увеличении инвестиций в России происходило быстрое наращивание добычи нефти и конденсата (в 2007 г. более чем на 60 % по отношению к уровню 1999 г., достигнув 491 млн т).

В 2006-2007 гг. в стране произошло сначала снижение темпов роста, а затем с 2008 г. – сокращение добычи нефти. В 2008 г. добыча нефти и кон-

денсата в России составила около 488,5 млн т (первое место в мире) – более чем на 10 %, больше чем в Саудовской Аравии. Это связано с тем, что одновременно впервые за последние 10 лет в стране снизилась добыча жидких УВ (темпа падения по итогам года составил около 0,51 %).

Активное применение методов интенсификации нефтеотдачи пласта, особенно в 2000-2005 гг., в последующем стало приводить к замедлению роста добычи, а затем на ряде месторождений к ее падению.

Фундаментальными причинами замедления роста и падения добычи нефти стали: истощение сырьевой базы на значительной части эксплуатируемых месторождений в традиционных районах нефтедобычи – Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях (НГП); смещение сроков реализации проектов в Тимано-Печорской НГП, Восточной Сибири и на Северном Каспии.

В 2009 г. в связи с началом реализации новых нефтегазодобывающих проектов (прежде всего в Восточной Сибири, Тимано-Печорской НГП, на Сахалине) добыча нефти и конденсата возросла до 494 млн т.

В 2000-2009 гг. быстрыми темпами развивалась транспортная инфраструктура нефтяного комплекса:

в течение 2000-2006 гг. была сформирована альтернативная транзитная система через Прибалтику система прямых поставок на рынки нефти Северо-Западной Европы – Балтийская трубопроводная система (БТС);

Таблица 1. Динамика добычи нефти и конденсата в России и мире в 1970–2009 гг.

Год	Мир в целом, млн т	Значение показателей					
		СССР (до 1991 г.)/СНГ (с 1991 г.)		РФСР (до 1991 г.)/Россия (с 1991 г.)			
		млн т	доля в мире, %	всего, млн т	доля в мире, %	Западная Сибирь	
						млн т	доля в России, %
1970	2355	353	15,0	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	18,0	516	16,3	376	72,8
1995	3278	355	10,8	307	9,4	208	67,9
2000	3618	385	10,6	323	8,9	220	68,0
2001	3603	430	11,9	349	9,7	237	67,8
2002	3576	466	13,0	380	10,6	264	69,5
2003	3701	514	13,9	421	11,4	298	70,8
2004	3863	559	14,5	459	11,9	326	71,0
2005	3897	578	14,8	470	12,1	333	70,9
2006	3914	595	15,2	480	12,3	335	69,8
2007	3938	621	15,8	491	12,5	338	68,8
2008	3820	621	16,3	488	12,8	332,3	68,0
2009	3755	638	17,0	494	13,2	323	65,3

проведены модернизация участков системы нефтепроводов АК "Транснефть", реконструкция портов в Новороссийске, Находке, Туапсе и др.;

в апреле 2006 г. начато строительство нефтепровода "Восточная Сибирь –

Тихий океан" (ВСТО), в декабре 2009 г. введена в эксплуатацию первая очередь нефтепровода ВСТО на участке "Тайшет – Сквородино"; запущен в эксплуатацию новый морской нефтяной порт на Дальнем Востоке – Козьмино;

в настоящее время ведется строительство транспортной системы БТС-2 ("Унеча – Усть-Луга"), а также нефтепровода-отвода от ВСТО на КНР "Сквородино – Дацин".

Таблица 2. Динамика показателей добычи и воспроизводства МСБ УВ в России в 1991–2009 гг.

Показатели	Значение показателей по годам																			Всего за 1994–2009 гг.
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
Добыча нефти, конденсата, млн т	462	399	354	318	307	301	306	303	305	323	348	380	421	459	470	480	491	488	494	6194
Прирост запасов нефти конденсата, млн т	931	565	442	224	182	217	252	232	250	295	300	260	380	218	330	353	385	500	620	4998
Кратность восполнения запасов	2,02	1,42	1,25	0,7	0,59	0,72	0,82	0,77	0,82	0,91	0,86	0,68	0,9	0,47	0,7	0,74	0,78	1,02	1,26	0,81
Снижение/расширение запасов нефти и конденсата (прирост минус добыча), млн т	469	166	88	-94	-125	-84	-54	-71	-55	-28	-48	-120	-41	-241	-140	-127	-106	12	126	-1196
Добыча газа, млрд м ³	643	641	618	607	595	601	572	591	591	584	581	595	620	634	641	656	653	665	582	9768
Прирост запасов газа, млрд м ³	1741	1814	726	266	188	180	394	280	209	450	500	514	560	582	660	560	630	650	580	7203
Кратность восполнения запасов газа	2,71	2,83	1,17	0,44	0,32	0,3	0,69	0,47	0,35	0,77	0,86	0,86	0,9	0,92	1,03	0,85	0,96	0,98	1,00	0,74
Снижение/расширение запасов газа (прирост минус добыча), млрд м ³	1098	1173	108	-341	-407	-421	-178	-311	-382	-134	-81	-81	-60	-52	19	-96	-23	-15	-2	-2565
Глубокое поисково-разведочное бурение на УВ, тыс. м	4263	3884	2207	1469	1521	1476	1510	1250	1234	1719	1847	1105	1080	925	1079	1211	1488	1497	1060	20411
Эффективность глубокого бурения, т у.т/м	627	613	529	334	243	269	428	410	372	433	433	700	870	865	918	754	682	768	1132	598

**Воспроизводство
минерально-сырьевой базы***

В долгосрочной перспективе добыча УВ в значительной мере будет определяться состоянием и развитием их минерально-сырьевой базы (МСБ). Современное состояние МСБ УВ характеризуется снижением текущих разведанных запасов и низкими темпами их воспроизводства. Начиная с 1994 г. приросты запасов жидких УВ и газа существенно меньше, чем их добыча. Так, превышение добычи над приростом запасов нефти составило за период 1994-2009 гг. около 1,2 млрд т (табл. 2; рис. 1).

Финансирование геолого-разведочных работ (ГРП) в текущих ценах составило в 2008 г. 146,3 млрд р., увеличившись по отношению к 2001 г. в 8,5 раза или в 3,7 раза в ценах 2008 г. (с поправкой на инфляцию). Федеральные расходы на проведение ГРП на УВ-сырье в 2008 г. составили 10,1 млрд р. В 2009 г. на проведение ГРП из федерального бюджета было выделено 8,9 млрд р., что ниже аналогичного показателя 2008 г. на 1,2 млрд р. Расходы на ГРП за счет средств недропользователей снизились в среднем на 30 % – до 101,1 млрд р. (табл. 3).

Основные объемы ГРП были сконцентрированы в Сибирском федеральном округе (ФО) – из федерального бюджета здесь было выделено около 4,5 млрд р., что составило более 50 % общего объема выделенных средств. Кроме того, значительный объем финансирования работ был реализован в Уральском (1068 млн р.; 12 % общероссийского показателя) и Дальневосточном (614 млн р.; 7 %) федеральных округах, а также на континентальном шельфе – 930 млн р. (10 %). В остальных округах (Приволжский, Северо-Западный, Южный) объем финансирования составил от 1 до 3 % (табл. 4).

В связи со снижением государственных инвестиций в геологоразведку в России в 2009 г. объем параметрического бурения сократился на 41 % (с 17,1 до 10,1 тыс. м) по сравнению с 2008 г. В 2009 г. более чем на 30 % уменьшились объемы сейсмораз-

* В этом разделе для сравнения и расчета эффективности глубокого бурения на УВ приводятся показатели как по нефти и конденсату, так и по газу.

Рис. 1. Динамика добычи и прироста запасов нефти в России в 1991–2009 гг.

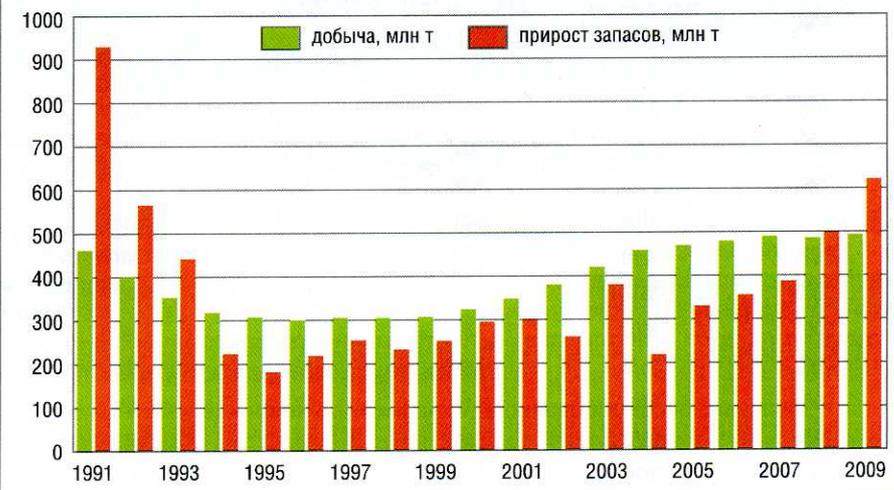


Таблица 3. Финансирование ГРП на УВ в РФ в 2001–2009 гг.

Год	Объем финансирования, млрд р.				Всего	
	из федерального бюджета и бюджетов субъектов РФ		за счет недропользователей			
	в текущих ценах	в ценах 2009 г.	в текущих ценах	в ценах 2009 г.	в текущих ценах	в ценах 2008 г.
2001	1,8	4,4	15,4	38,3	17,2	42,6
2002	3,0	6,3	32,0	67,1	35,0	73,4
2003	3,7	6,8	44,2	81,4	47,9	88,1
2004	4,3	7,1	46,7	76,8	51,0	83,9
2005	5,2	7,6	61,0	89,8	66,2	97,4
2006	7,3	9,8	95,4	126,6	102,7	136,4
2007	9,7	11,9	130,0	158,3	139,7	170,2
2008	10,1	11,0	136,2	148,2	146,3	159,2
2009	8,9	8,92	101,1	101,12	110,0	110,02

Таблица 4. Региональная структура финансирования ГРП на УВ в 2009 г. и прогноз на 2010 г. за счет средств федерального бюджета

Федеральный округ	2009 (факт)		2010 (прогноз)	
	млн р.	%	млн р.	%
Уральский	1068	12,0	1298	15,0
Сибирский	4527	51,0	4314	50,0
Южный	126	1,0	109	1,0
Приволжский	250	3,0	342	4,0
Дальневосточный	614	7,0	348	4,0
Северо-Западный	232	3,0	149	2,0
Континентальный шельф	930	10,0	691	8,0
Общероссийские затраты	1183	13,0	1385	16,0
Всего	8931	100	8636	100

Источник: Роснедра.

Таблица 5. Основные показатели ГРП на УВ, выполненных за счет средств федерального бюджета в 2004–2009 гг. (факт) и 2010 г. (прогноз)

Показатели	Значение показателей по годам						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Затраты, млн р.	3304	4473	6843	9268	10121	8931	8600
Параметрическое бурение, м	7050	8695	15857	16237	17143	10100	8000
Прирост ресурсов категории Д ₁ , млн т у.т.	2800	4200	6400	6700	7100	7200	7000
В том числе:							
на шельфе	950	2000	1300	3350	4200	4200	4000
на суше	1850	2200	5100	3350	2900	3000	3000
Сейсморазведка 2D, км	25564	51165	43453	54535	44765	29582	15000

Источник: Роснедра.

Рис. 2. Объем и эффективность глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ



ведки 2D – с 44,8 тыс. км в 2008 г. до 29,6 тыс. км в 2009 г. (табл. 5).

В 2009 г. прирост запасов нефти и конденсата в России составил около 620 млн т. Значительная часть прироста произошла в результате доразведки Ванкорского и прилегающих месторождений в Красноярском крае (ОАО "НК"Роснефть"). Основной прирост запасов жидких УВ в последние годы происходил за счет доразведки существующих, а не открытия новых месторождений, что обуслови-

ло повышение показателя эффективности поисково-разведочного бурения (рис. 2).

В результате проводимых региональных ГРП, финансируемых из федерального бюджета, прирост ресурсов УВ категории Д₁ на шельфе составил 4200 млн т у.т., на суше – 3000 млн т у.т. По сравнению с 2008 г. эти данные практически не изменились.

В результате проведения ГРП в 2009 г. всего открыто 74 месторождения УВ (против 66 в 2008 г.), в том

числе в Волго-Уральской НГП – 41, Западно-Сибирской НГП – 20, Восточной Сибири – 7, Тимано-Печорской НГП – 5, на Каспийском море – 1 (табл. 6).

По оценкам Роснедра возможные объемы финансирования ГРП за счет средств федерального бюджета в 2010 г. составят около 8,6 млрд р. Предполагается, что в структуре финансирования геологоразведки сократится доля Сибирского ФО с 51 до 50 %, Дальневосточного ФО – с 7 до 4 %, Северо-Западного ФО – с 3 до 2 %, а также континентального шельфа – с 10 до 8 %. Между тем увеличится доля Уральского ФО – с 12 до 15 % (см. табл. 4).

Региональные процессы в нефтяной промышленности России

До настоящего времени главным центром нефтяной промышленности России остается **Западная Сибирь**. Объем добычи нефти в 2009 г. составил здесь 322,8 млн т, что ниже предыдущего года на 2,8 % (табл. 7). Начиная с середины 1980-х гг. в Западной Сибири добывается 65-72 % российской нефти (табл. 8).

Ханты-Мансийский автономный округ-Югра – основной нефтедобывающий регион Западной Сибири, здесь добывается более 80 % нефти макрорегиона. В 2009 г. этот показатель составил более 270 млн т. Резкое падение добычи нефти в округе в 1990-е гг. сменилось на устойчивый подъем, что связано с ростом инвестиций, использованием современных технологий добычи УВ, а также вводом новых крупных месторождений, прежде всего Приобского. В 2005 г. темп прироста добычи нефти в регионе возрос до 11,2 %, однако после этого стал быстро снижаться (до 1,5 % в 2007 г.), что обусловлено началом падения добычи нефти на большинстве крупных месторождений региона.

С 2008 г. в округе происходит снижение добычи нефти и конденсата ускоряющимся темпом. За последние 2 года снижение добычи в основном нефтедобывающем регионе России составило около 10 млн т. Падение темпа прироста добычи в 2008 г. составило около 0,85 %, а в 2009 г. – уже 2,59 %.

Относительно крупным новым проектом здесь является разработка Са-

Таблица 6. Открытие месторождений УВ в России в 2009 г.

НГП, регион	Число месторождений	2009/2008, %
Волго-Уральская	41	55,4
Западно-Сибирская	20	27,0
Восточная Сибирь	7	9,5
Тимано-Печорская	5	6,8
Каспийское море	1	1,4
Всего	74	100,0

Источник: Роснедра.

Таблица 7. Добыча нефти и конденсата в России в 2008–2009 гг. по регионам

Регион, субъект РФ	2008 г.		2009 г.		2009/ 2008 гг., %
	млн т	%	млн т	%	
Европейская часть, всего	141,6	29,0	148,5	30,1	4,9
В том числе:					
Урал	43,3	8,9	45,3	9,2	4,7
Поволжье	60	12,3	61,9	12,5	3,2
Северный Кавказ	10,5	2,2	9,7	2,0	-7,6
Тимано-Печора	27,8	5,7	31,6	6,4	13,7
Западная Сибирь, всего	332,5	68,1	322,8	65,3	-2,8
Ханты-Мансийский АО-Югра	276,7	56,7	270,4	54,7	-2,3
Ямало-Ненецкий АО	40,3	8,3	35,3	7,1	-12,4
Томская область	10,5	2,2	10,6	2,1	1,0
Новосибирская область	2,1	0,4	2,1	0,4	0,0
Омская область	1,5	0,3	1,5	0,3	0,0
Юг Тюменской области	1,4	0,3	2,9	0,6	107,1
Восточная Сибирь	1,45	0,3	7,49	1,5	416,6
Красноярский край	0,13	0,0	3,4	0,7	2515,4
Иркутская область	0,54	0,1	1,59	0,3	194,4
Республика Саха (Якутия)	0,78	0,2	2,5	0,5	220,5
Дальний Восток	12,8	2,6	15,4	3,1	20,3
Сахалинская область	12,8	2,6	15,4	3,1	20,3
Россия, всего	488,4	100,0	494,2	100,0	1,2

Источник: Инфо-ТЭК Консалт, № 1–12, 2009; Министерство природных ресурсов и экологии РФ.

Таблица 8. Динамика добычи нефти и конденсата в Западной Сибири в 1970–2009 гг. по субъектам Федерации*

Год	Всего, млн т	Ямало-Ненецкий АО		Ханты-Мансийский АО-Югра		Томская область	
		млн т	доля в регионе, %	млн т	доля в регионе, %	млн т	доля в регионе, %
1970	31,0	–	–	28,1	90,6	2,9	9,4
1975	146,0	–	–	141,4	96,8	4,9	3,4
1980	310,5	7,0	2,3	298,7	96,2	4,8	1,5
1985	382,0	18,0	4,7	357,0	93,5	7,0	1,8
1990	375,7	59,4	15,8	306,0	81,4	10,3	2,7
1995	208,3	32,4	15,6	169,3	81,3	6,7	3,2
2000	219,8	32,0	14,6	180,9	82,3	6,9	3,1
2001	236,7	34,7	14,7	194,2	82,0	7,8	3,3
2002	264,0	43,0	16,3	210,0	79,5	11,0	4,2
2003	298,0	49,0	16,4	235,0	78,9	13,0	4,4
2004	326,0	53,3	16,3	255,5	78,4	14,8	4,5
2005	333,0	49,9	15,0	268,0	80,5	11,8	3,5
2006	335,0	46,0	13,7	275,6	82,3	10,2	3,0
2007	338,0	43,0	12,7	280,0	82,8	10,2	3,0
2008	332,5	39,2	11,8	277,6	83,5	10,5	3,2
2009	322,8	35,3	10,9	270,4	83,8	10,6	3,3

* В последние годы ведется активная промышленная добыча нефти на юге Тюменской области, в Новосибирской и Омской областях, суммарный объем добычи в этих регионах составил в 2009 г. около 6,5 млн т.

лымской группы месторождений (Западно-Салымское, Верхне-Салымское и Вадельпское месторождения). В 2009 г. добыча составила около 7,7 млн т, что на 20 % превышает общий объем добычи в 2008 г. (более 6 млн т). Добыча на месторождениях вышла на пиковый уровень и в ближайшие 2-3 года должна стабилизироваться.

В Ямало-Ненецком автономном округе – втором по объему добычи регионе Западной Сибири в 2009 г. из недр было извлечено около 35,3 млн т нефти с конденсатом. Широкое применение методов интенсификации воздействия на нефтяные пласты привело в 2000-2004 гг. к увеличению ежегодных темпов прироста добычи нефти до 25 %, после чего при отсутствии введенных в разработку новых крупных месторождений началось некоторое снижение этого показателя, а с 2005 г. отмечается его быстрое сокращение. За последние 5 лет добыча нефти и конденсата в округе сократилась на 44 % – с 53,3 млн т в 2004 г. до 35 млн т в 2009 г.

Кроме того, в Западной Сибири ведется крупномасштабная добыча нефти и конденсата в Томской области. После обвального падения в 2005-2006 гг. добыча в области в 2007-2009 гг. стабилизировалась на уровне 10,2-10,6 млн т.

В последнее десятилетие введен в эксплуатацию ряд месторождений на юге Западной Сибири – в Омской и Новосибирской областях, где добыча к настоящему времени выведена на максимальный уровень.

Новым перспективным районом нефтедобычи в Западной Сибири является юг Тюменской области, где вводится в разработку группа Уватских месторождений. Последние годы относительно небольшая добыча нефти в регионе велась на Кельчагинском месторождении, но в феврале 2009 г. были введены в эксплуатацию 2 новых месторождения – Урненское и Усть-Тегусское. В 2008 г. добыча на этих месторождениях составила около 2 млн т. В 2010 г. планируется добыть 4 млн т. Кроме того, будет введено в промышленную эксплуатацию Тямкинское месторождение.

В европейской части России в 2009 г. было добыто чуть более 30 % российской нефти – 148,5 млн т, что

на 4,9 % превышает показатель предыдущего года. Основной объем нефти и конденсата в этом регионе добывается в Поволжье (61,9 млн т), прежде всего в старых традиционных районах нефтедобычи – Республиках Татарстан (32,9 млн т) и Башкортостан (11,4 млн т), Самарской области (11,8 млн т). Несмотря на значительный период разработки месторождений в этих регионах и высокую изученность района в целом, в последние годы наблюдается небольшое увеличение добычи (3–4 % в год), что связано с применением передовых технологий извлечения нефти на месторождениях с падающей добычей, вовлечением в разработку малых месторождений и высоковязких нефтей.

Вторым крупным нефтедобывающим районом европейской части является Урал, где в 2009 г. добыча составила около 45,3 млн т, увеличившись на 4,7 % по сравнению с 2008 г.

Поволжье и Урал входят в Волго-Уральскую НГП – одну из наиболее зрелых НГП в России.

Несмотря на это, в Оренбургской области и Пермском крае, на которые приходится основной объем добычи в этом регионе, наблюдается прирост объема добычи соответственно на 7,5 и 4,0 %. Наибольшая часть добываемой нефти в Пермском крае извлечена из недр Батырбайского, Шагиртско-Гожанского, Москудынского, Павловского и Уньвинского месторождений. В Оренбургской области основные производственные мощности сосредоточены на территории Бузулукского, Бугурусланского, Сорочинского и Первомайского районов.

Одним из наиболее динамично развивающихся нефтегазоносных регионов в европейской части России является Тимано-Печорская НГП, где добыча нефти в 2009 г. составила около 31,6 млн т. Наиболее динамично здесь растет добыча нефти в Ненецком АО. В 2009 г. этот показатель здесь составил 17,2 %, увеличившись относительно 2008 г. на 29 %. Рост объемов добычи связан с началом разработки ОАО "Нарьянмарнефтегаз", ОАО "НК "ЛУКОЙЛ" Южно-Хыльчюского месторождения.

В Восточной Сибири, включая Республику Саха (Якутия), в связи с запуском в реверсном режиме участка ВСТО начиная с октября 2008 г.

происходит быстрое наращивание добычи нефти. В декабре 2009 г. введена в эксплуатацию первая очередь нефтепровода ВСТО на участке "Тайшет – Сквородино". В 2009 г. здесь было добыто около 7,5 млн т, что более чем в 5 раз превышает показатель 2008 г.

В Восточно-Сибирском регионе добыча ведется в Красноярском крае, Иркутской области и Республике Саха (Якутия), расположенных на территории Сибирской платформы, прежде всего Лено-Тунгусской НГП.

В Красноярском крае основной прирост добычи нефти получен ОАО "Ванкорнефть" (ОАО "НК "Роснефть") на Ванкорском месторождении. В 2009 г. добыча на месторождении составила 3,388 млн т. С момента начала промышленной добычи нефти на месторождении (август 2009 г.) число добываемых скважин увеличено с 48 до 61, нагнетательных – с 40 до 44. Растущие темпы добычи обеспечиваются за счет ввода в эксплуатацию новых объектов подготовки, применения передовых методов повышения нефтеотдачи пластов, увеличения действующего фонда скважин. Планируется, что максимально добыча нефти на месторождении составит не менее 25,5 млн т в год.

В Иркутской области основные объемы нефти добываются компанией ОАО "ТНК-ВР" на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении; кроме того, в относительно небольшом объеме нефть добывается ОАО "Иркутская нефтяная компания" (ИНК) на группе небольших по запасам месторождений.

В 2009 г. ОАО "Верхнечонскнефтегаз" (ОАО "ТНК-ВР") добыто 1,181 млн т нефти, что на 30 % выше ранее запланированного. Промышленная добыча нефти на Верхнечонском месторождении была начата в 2008 г. На конец 2009 г. на месторождении была пробурена и подготовлена к эксплуатации 41 скважина, что на 10 % больше, чем было установлено в плане.

По итогам года ИНК, владеющая нефтегазовыми активами на севере Иркутской области, добыла 350 тыс. т нефти и газового конденсата. Компания через дочерние структуры владеет лицензиями на добычу нефти и газа на Ярактинском, Марковском, Даниловском, Аянском месторождениях,

работает на нескольких участках на севере Иркутской области. В 2010 г. компания планирует строительство собственного 64-километрового трубопровода до ВСТО, который позволит компании в будущем поставлять до 3,4 млн т нефти на экспорт ежегодно.

В Республике Саха (Якутия) добыча нефти в 2009 г. составила около 2,5 млн т, увеличившись относительно 2008 г. более чем в 2 раза. Основной прирост добычи связан с началом разработки Талаканского месторождения. ОАО "Сургутнефтегаз" в 2009 г. добыло на Талаканском месторождении около 2 млн т нефти. Промышленная эксплуатация Талакана началась в конце 2008 г. с запуском нефтепровода ВСТО в реверсном режиме.

Нефтедобывающие предприятия Дальнего Востока (о-в Сахалин) в 2009 г. добыли 15,363 млн т, что на 2,435 млн т больше показателя 2008 г. Это связано в первую очередь с переходом проекта "Сахалин-2" на круглогодичную добычу и началом добычи газа и конденсата на Лунском месторождении. Оператор проекта "Сахалин-2" (консорциум Sakhalin Energy) в прошлом году увеличил добычу на 4,0 млн т и добыл 5,4 млн т нефти. В 2009 г. оператором проекта "Сахалин-1" (компания Exxon Neftegas Limited) добыто на шельфе 8,2 млн т нефти, что на 1,45 млн т меньше уровня 2008 г.

Предприятие "РН-Сахалинморнефтегаз" ведет добычу на суше – объем добычи в 2009 г. составил 1,6 млн т нефти (1,764 млн т в 2008 г.).

В 2010 г. на Сахалине планируется добыть около 15,98 млн т нефти, в том числе консорциумом Exxon Neftegas Limited – 7,533 млн т, компанией Sakhalin Energy – 6,809 млн т.

Организационная структура нефтяной промышленности

В условиях обострения борьбы за контроль над энергетическими ресурсами особую роль в экономических процессах приобретают хорошо управляемые крупные вертикально-интегрированные компании (ВИНК), эффективная деятельность которых повышает конкурентоспособность России в международном разделении труда. Укрупнение собственности и создание стратегических альянсов компаний позволяет оптимизировать

Таблица 9. Динамика добычи нефти в России в 1999–2009 гг. с детализацией по компаниям

Компания	Добывающее подразделение	Объем добычи по годам, тыс. т											Прирост в 2009 г.	
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	млн т	2009/2008, %
ОАО "НК "Роснефть"	ОАО "Юганскнефтегаз" (с составе ОАО "НК "Роснефть" с конца 2004 г.)	–	–	–	–	–	–	51210	55996	60391	65658	66357	699	1,1
	ОАО "Роснефть–Пурнефтегаз"	8209	8951	9641	9985	9855	9645	9455	9032	9170	8258	7813	–445	–5,4
	ОАО "Роснефть–Сахалин–морнефтегаз"	1453	1473	1521	1590	1653	1836	1870	1901	1767	1764	1637	–127	–7,2
	ОАО "Северная нефть" (в составе ОАО "НК "Роснефть" с 2004 г.)	–	–	–	–	–	3403	4875	5610	5616	5349	4759	–590	–11,0
	ОАО "Самаранефтегаз" (в составе ОАО "Роснефть" с 2007 г.)	–	–	–	–	–	–	–	–	9391	9458	9993	535	5,7
	ОАО "Томскнефть" (в составе ОАО "НК "Роснефть" с 2007 г.)	–	–	–	–	–	–	–	–	11326	11004	10458	–546	–5,0
	Прочие	2892	3049	3796	4536	8060	6717	7007	9171	16255	15883	15269	–614	–3,9
	Всего	12554	13473	14958	16112	19569	21601	74417	81710	110382	113846	116286	2440	2,1
ОАО "НК "ЛУКОЙЛ"	ОАО "ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь"	44215	44740	45256	45396	46600	52162	53761	53559	53177	50708	47956	–2752	–5,4
	ОАО "ЛУКОЙЛ–Пермнефть" (в составе ОАО "ЛУКОЙЛ–Пермь" с 2004 г.)	5383	5345	5365	5311	5249	–	–	–	–	–	–	–	–
	ОАО "ЛУКОЙЛ–Пермь"	2505	2692	2802	3544	6629	9349	9571	10169	10447	10758	11226	468	4,4
	ОАО "ЛУКОЙЛ–Коми" (до 2001 г. ОАО "КомитЭК", в составе с 1999 г.)	–	3952	2201	3278	5885	6651	8095	9721	9873	11920	13374	1454	12,2
	Прочие	1251	5449	18446	17724	14507	15906	16386	16968	17934	16859	19624	2765	16,4
	Всего	53354	62178	74070	75253	78870	84068	87813	90417	91431	90245	92179	1934	2,1
ОАО "ТНК–BP"	ОАО "Нижневартовскнефтегаз" (с 2000 г. преобразовано в ОАО "Самолторнефтегаз" и Нижневартовское НГ ДП)	18206	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	ОАО "Самолторнефтегаз" (до 2000 г. ОАО "Нижневартовскнефтегаз")	–	14952	15938	16462	18363	20984	23231	23676	22562	22194	21199	–995	–4,5
	ОАО "Оренбургнефть" (до 2001 г. в составе ОНАКО)	–	–	8006	9485	12075	13933	14767	15825	15341	15628	16951	1323	8,5
	Нижневартовское НГ ДП (до 2000 г. Нижневартовскнефтегаз)	–	4393	5215	5590	5847	6379	6248	5560	5092	4549	3920	–629	–13,8
	ОАО "ТНК–Нягань"	–	2279	3119	3130	3637	4365	5189	5662	5830	5897	6206	309	5,2
	ОАО "ТНК–Нижневартовск" (в составе СИДАНКО с 2001 г.)	–	4831	6493	6800	7889	9013	8715	7949	8137	8275	7635	–640	–7,7
	Удмуртнефть (продано в 2006 г.)	5350	5210	5060	4988	5435	5735	5946	3967	–	–	–	–	–
	ОАО "Варьеганнефтегаз" (в составе ОАО "ТНК–BP" с 2005 г. по 09.2006 г.)	1463	2659	2543	2646	2944	3420	3643	3468	3224	3087	2892	–195	–6,3
	Прочие	14596	4919	4285	4596	5389	6430	7608	6313	9251	9164	11433	2269	24,8
	Всего	39615	39243	50659	53697	61579	70259	75347	72420	69437	68794	70236	1442	2,1
ОАО "Сургутнефтегаз"	ОАО "Ленанефтегаз"	–	–	–	–	–	–	258	242	223	597	1761	1164	195,0
	ОАО "Сургутнефтегаз"	37573	40621	44028	49175	54025	59619	63600	65309	64271	61085	57873	–3212	–5,3
	Всего	37573	40621	44028	49175	54025	59619	63858	65551	64494	61682	59634	–2049	–3,3

Окончание табл. 9

Компания	Добывающее подразделение	Объем добычи по годам, тыс. т											Прирост в 2009 г.	
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	млн т	2009/ 2008, %
ОАО "Газпром нефть" (до 2006 г. ОАО "Сибнефть")	ОАО "Ноябрьскнефтегаз"	16322	17158	20264	25409	28709	25943	23466	21306	19164	16557	14790	-1767	-10,7
	ОАО "Заполярье" (в составе с 2003 г.)	–	–	–	–	717	4862	4690	4497	4464	4191	4101	-90	-2,1
	Прочие	0	41	18	27	1967	3179	4884	6913	9037	10027	10988	961	9,6
	Всего	16322	17199	20282	25436	31394	33984	33040	32716	32665	30775	29880	-895	-2,9
ОАО "Татнефть"	Всего	24065	24337	24606	24605	24669	25099	25332	25405	25740	26060	26107	47	0,2
ОАО "Башнефть"	Всего	12261	11941	11864	12015	12046	12073	11934	11727	11605	11738	12234	496	4,2
ОАО "Газпром"	Всего	9915	10010	10550	10796	11022	11963	12788	13401	13154	12723	12042	-681	-5,4
ОАО "Славнефть" (с декабря 2002 г. контролируется ОАО "Газпром нефть" и ОАО "ТНК-ВР")	ОАО "Славнефть- Мегионнефтегаз"	11900	12100	12517	13009	16371	20119	20495	18435	15253	13112	11999	-1113	-8,5
	Прочие	30	167	1056	1629	1726	1890	3667	4865	5657	6459	6895	436	6,7
	Всего	11930	12267	13573	14638	18097	22009	24162	23300	20910	19571	18894	-677	-3,5
ОАО "РуссНефть"	Всего					1984	6597	12181	14755	14169	14246	12688	-1558	-10,9
Прочие компании	Всего	87468	91955	83630	97901	108092	111533	49114	49126	37319	38806	44048	5242	13,5
Россия в целом	Итого	305057	323224	348220	379628	421347	458805	469986	480528	491306	488486	494228	5742	1,2

Составлено по данным: ЦДУ ТЭК, 1999–2010 гг.

технологическую и пространственную структуру бизнеса, аккумулировать и привлечь крупные инвестиции в проекты освоения месторождений, особенно в новых регионах (Восточная Сибирь, шельф), дает возможность более эффективно влиять на глобальную конъюнктуру.

Кроме того, крупные корпорации размещают свои акции на международных финансовых рынках, поэтому для роста капитализации они заинтересованы в формировании благоприятного имиджа, а это предполагает прозрачность финансовых потоков, использование современных технологий, социальное партнерство. В процессе освоения российскими нефтегазовыми компаниями зарубежных рынков происходит расширение их участия в производственных, транспортных и сбытовых активах в других странах. Это способствует повышению экономического, а значит, и политического влияния России в мире.

К основным недостаткам укрупнения следует отнести угрозу монополизации региональных рынков, снижение управляемости, в ряде случаев – рост издержек. Иногда крупные компании (Standard Oil, Enron и др.) для повышения коммерческой эффективности собственного бизнеса могут пренебрегать государственными интересами, например при "оптимизации"

налоговых схем, лоббировании принятия некоторых законов и т.п. Поэтому здесь необходимы усиление государственного регулирования через контроль за соблюдением условий лицензионных соглашений, государственный аудит и научный мониторинг деятельности ВИНКа на предмет ее соответствия национальным интересам.

В настоящее время с учетом аффилированных связей добычу нефти и конденсата в стране осуществляют 7 ВИНКов, концерн "Газпром" (включая активы компании "Газпром нефть") и более 140 сравнительно небольших компаний, которые представлены организациями с российским, иностранным и смешанным капиталом, в том числе в составе горно-металлургических (ОАО "Норильский никель", ОАО "АЛРОСА") и других интегрированных компаний.

Крупнейшие российские ВИНКи, включая ОАО "Газпром" (ОАО "Газпром нефть"), – ОАО "НК "Роснефть", ОАО "НК "ЛУКОЙЛ", ОАО "ТНК-ВР", ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО "Татнефть", ОАО "Башнефть", ОАО "РуссНефть" – обеспечивают в последние годы 91–93 % добычи нефти и газа в стране.

В начале 2009 г. на долю ВИНКов (включая ОАО "Газпром") приходилось около 91 % всей добытой нефти в стране (табл. 9).

Негативные тенденции в нефтяной отрасли и замедление темпов роста, а в ряде случаев абсолютное сокращение добычи нефти по крупнейшим нефтегазодобывающим подразделениям начали проявляться уже в конце 2006 г.; в 2007 г. стагнацию добычи нефти в России удалось компенсировать лишь увеличением добычи в рамках проекта "Сахалин-1". В 2008 г. наблюдалось абсолютное сокращение добычи нефти, в первую очередь в традиционных регионах нефтедобычи. Освоение месторождений в новых регионах нефтедобычи сдерживалось отсутствием транспортной инфраструктуры и организационно-экономическими факторами.

В 2009 г. объем добычи нефти и конденсата в России вырос на 1,2 % по сравнению с аналогичным показателем 2008 г. Основными компаниями, обеспечивающими рост общероссийской добычи в 2009 г., стали: операторы СРП (прирост добычи по сравнению с 2008 г. на 2,8 млн т); ОАО "НК "Роснефть" (увеличение добычи на 2,4 млн т); ОАО "НК "ЛУКОЙЛ" (на 1,9 млн т). Кроме того, на 1,4 млн т увеличили добычу ОАО "ТНК-ВР", на 0,5 млн т – ОАО "Башнефть".

Общероссийский рост был обеспечен преимущественно за счет новых проектов. Рост годовой добычи на Южно-Хыльчужском месторождении

составил около 3,9 млн т (ОАО "НК "ЛУКОЙЛ"), Ванкорском – 3,6 млн т (ОАО "НК "Роснефть"), Верхнечонском – 1 млн т (ОАО "ТНК-ВР", ОАО "НК "Роснефть"), Талаканском – 1,2 млн т (ОАО "Сургутнефтегаз"), Уватском проекте – 2 млн т (ОАО "ТНК-ВР").

В целом сократили добычу ОАО "Сургутнефтегаз" (на 2 млн т), ОАО "РуссНефть" (на 1,6 млн т), ОАО "Газпром нефть" (на 0,9 млн т), ОАО "Славнефть" (на 0,7 млн т).

Началось падение добычи на ключевых месторождениях крупных компаний. В частности, ОАО "Томскнефть" и ОАО "Роснефть-Пурнефтегаз" сократили производство на 0,5 млн т, предприятия ОАО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" – на 2,8 млн т, ОАО "Самотлорнефтегаз" – на 1 млн т. Наибольшее падение достигла добыча нефти ОАО "Сургутнефтегаз" в Западной Сибири – на 3,2 млн т.

Большинство крупных западно-сибирских подразделений ВИНКов существенно снижают уровень добычи нефти. Из крупных подразделений наибольшее сокращение добычи в 2009 г. произошло в ОАО "Мегионнефтегаз" – 8,5 %, ОАО "Ноябрьскнефтегаз" – 10,8 %, ОАО "Нижневартовское НГДП" – 13,8 %, ОАО "Пурнефтегаз" – 5,7 %, ОАО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" – 5,4 %.

Незначительный прирост добычи нефти в этом регионе в 2009 г., позволивший отчасти компенсировать падение на других объектах, произошел на крупнейшем нефтедобывающем предприятии – ОАО "Юганскнефтегаз" (+0,7 млн т) благодаря выходу на проектную мощность Приобского месторождения.

В целом по ВИНКам негативная динамика в Западной Сибири компенсировалась стабилизацией либо умеренным ростом добычи нефти в европейской части России, Восточной Сибири, Ненецком АО. Так, в частности, ОАО "Самаранефтегаз" в 2009 г. увеличило добычу нефти на 5 % по сравнению с 2008 г. – до 10 млн т; ОАО "ЛУКОЙЛ-Пермь" – на 4 % (до 11,2 млн т); объем добычи нефти и газового конденсата ОАО "Нарьянмарнефтегаз" (ОАО "НК "ЛУКОЙЛ") в Ненецком АО увеличился в 2009 г. по сравнению с соответствующим периодом 2008 г. на 29,4 %. Существенные приросты добычи по итогам года пока-

зали ОАО "Верхнечонскнефтегаз" (ОАО "ТНК-ВР" и ОАО "НК "Роснефть"), ОАО "Ленанефтегаз", ОАО "Ванкорнефть" (ОАО "НК "Роснефть").

Ввод в эксплуатацию новых месторождений обеспечил лишь кратковременный рост добычи, потенциал которого будет исчерпан в 2010-2012 гг. по мере их выхода на проектный уровень.

Эта тенденция подтверждается началом падения суточной добычи в декабре 2009 г. до 10,05 млн баррелей.

В 2010 г. к вводу запланировано всего одно относительно значимое месторождение им. Юрия Корчагина на Каспии, эксплуатируемое ОАО "НК "ЛУКОЙЛ". Даже пиковая добыча там составит всего 2,5 млн т в год.

Фонд скважин и объемы бурения в нефтяной промышленности России по компаниям

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин. В 2009 г. общее число нефтяных скважин эксплуатационного фонда в России составляло 152400 (табл. 10). По отношению к предыдущему году этот показатель сократился на 3,8 %. В последние годы в России происходило устойчивое сокращение темпа ввода новых скважин. Основное сокращение общего фонда связано с выводом из эксплуатации низко-рентабельных и обводненных скважин.

За период 2008-2009 гг. число новых скважин, введенных в эксплуатацию нефтедобывающими компаниями, сократилось с 5400 до 5200 (на 4,1 %) (табл. 11). В значительной степени это было обусловлено сокращением ввода скважин компаниями ОАО "НК "ЛУКОЙЛ" (на 24 %), ОАО "Татнефть" (94 %), ОАО "Башнефть" (27 %), ОАО "Славнефть" (4,5 %), ОАО "РуссНефть" (48 %).

Сокращение ввода скважин компаниями связано с высокой геологической изученностью и производствен-

ной освоенностью значительной части нефтегазовых районов европейской части России – Республик Татарстан и Башкортостан, ряда нефтегазовых районов Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинций. В связи с выходом на проектные уровни добычи в рамках проектов операторов СРП значительно сократилось бурение новых нефтяных скважин.

В то же время традиционно существенно приращивается объем бурения ОАО "Сургутнефтегаз", за последний год число вновь вводимых скважин компанией возросло с 963 до 1124 (на 16 %); положительную динамику показали также ОАО "НК "Роснефть" и ОАО "ТНК-ВР". Значительный объем вновь вводимых скважин этими компаниями связан с вводом в эксплуатацию новых объектов в Восточной Сибири.

Около 12-16 % вновь вводимых скважин (ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО "Газпром нефть" и ОАО "ТНК-ВР") – фонтанирующие, в то время как этот показатель для ОАО "НК "ЛУКОЙЛ" и ОАО "НК "Роснефть" составляет не более 5 %.

Объем эксплуатационного и разведочного бурения. В последние годы темпы прироста эксплуатационного бурения в России стали существенно снижаться (в 2005-2007 гг. темпы прироста эксплуатационного бурения варьировали в диапазоне 18-26 %). В 2008 г. этот показатель увеличился только на 6,5 % (с 13,7 до 14,6 млн м).

В 2009 г. объем бурения эксплуатационных скважин сократился на 3,5 % – с 14,5 до 14,0 млн м (табл. 12).

Лидером как по объемам эксплуатационного бурения, так и по темпам его роста остается ОАО "Сургутнефтегаз" (увеличение с 3,1 до 3,6 млн м), кроме того, прирост обеспечивался за счет двух государственных компаний – ОАО "НК "Роснефть" и ОАО "Газпром нефть". Проблемы, связанные с сокращением добычи нефти на эксплуатируемых месторождениях, вынужда-

Таблица 10. Динамика фонда нефтяных скважин в России в 2007–2009 гг.

Год	Число скважин		
	Эксплуатационный фонд	В том числе	
		неработающий фонд	фонд нефтяных скважин, дающих продукцию
2009	152400	24500	127900
2008	158400	25500	133100
2007	157100	25800	131300

Таблица 11. Ввод новых скважин в России в 2008–2009 гг. основными нефтедобывающими компаниями

Компания	Число скважин						
	2008 г.	2009 г.	2009/2008 гг., %	В том числе по способам эксплуатации (2009 г.)			
				фонтан	УЭЦН*	газлифт	прочие
ОАО "НК "ЛУКОЙЛ"	1113	848	76,2	40	742	0	19
ОАО "НК "Роснефть"	825	930	112,7	34	829	0	0
ОАО "Газпром нефть"	604	656	108,6	105	551	0	0
ОАО "Сургутнефтегаз"	963	1124	116,7	144	820	0	0
ТНК-ВР Холдинг	458	511	111,6	65	445	0	0
ОАО "Татнефть"	330	311	94,2	6	28	0	30
ОАО "Башнефть"	238	174	73,1	1	12	0	1
ОАО "НК "Славнефть"	198	189	95,5	0	189	0	0
ОАО "РуссНефть"	146	77	52,7	8	66	0	0
Итого (нефтяные компании)	4879	4824	98,9	406	3680	0	50
ОАО "Газпром"	16	18	112,5	0	0	18	0
Прочие производители	520	360	69,2	32	146	1	15
Операторы СРП	9	5	55,6	4	0	1	0
Всего по России	5429	5208	95,9	443	3826	20	65

* УЭЦН – установки погружных электроцентробежных насосов.

Таблица 12. Бурение нефтяных эксплуатационных скважин в России в 2008–2009 гг.

Компания	Объем бурения, тыс. м		Доля в общероссийском объеме, %	2009/2008, %
	2008	2009		
ОАО "Сургутнефтегаз"	3103,5	3662,1	26,1	1178,0
ОАО "НК "Роснефть"	2471,2	2589,8	18,4	104,8
ОАО "НК "ЛУКОЙЛ"	3054,4	2351,9	16,7	77,0
ОАО "Газпром нефть"	2066,5	2149,1	15,3	104,0
ТНК-ВР Холдинг	1371,5	1331,7	9,5	97,1
ОАО "Славнефть"	795,2	760,2	5,4	95,6
ОАО "Татнефть"	445,6	380,5	2,7	85,4
ОАО "Башнефть"	428,1	250,0	1,8	58,4
ОАО "РуссНефть"	383,4	175,2	1,2	45,7
Нефтяные компании, проходка, всего	14139,4	13658,6	97,2	96,6
ОАО "Газпром"	66,6	48,5	0,3	69,6
ОАО "НОВАТЭК"	51,0	43,2	0,3	84,8
Прочие производители	547,9	264,1	1,9	48,2
Операторы СРП	68,1	27,5	0,2	40,4
Россия, всего	14554,4	14045,0	100,0	94,2

* * *

В период перспективного планирования до 2030 г. и далее российский энергетический сектор сохранит свое определяющее значение при решении важных стратегических задач раз-

вития страны. В первую очередь это касается строительства новой энергетической инфраструктуры, которая позволит обеспечить ускоренное социально-экономическое развитие Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также преодолеть инфраструктурную разобщенность ряда регионов страны и сформировать новые производственные центры экономического роста.

Перспективные уровни добычи нефти в России в период до 2030 г. будут определяться внутренним и внешним спросом на жидкое топливо и уровнем цен на него, развитием транспортной инфраструктуры, географией, объемом запасов и качеством разведанной сырьевой базы, темпами ее воспроизводства, налоговыми и лицензионными условиями, научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений.

© А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер, 2010
 Коржубаев Андрей Геннадьевич,
 KorzhubaevAG@yandex.ru
 Эдер Леонтий Викторович,
 EderLV@yandex.ru

THE OIL INDUSTRY OF RUSSIA: 2009 RESULTS

A.G. Korzhubayev (Institute of Economics and Industrial Engineering, SB RAS, Novosibirsk), **L.V. Eder** (A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Novosibirsk)

The long-term processes in the Russian oil complex, including oil production and reserves replacement, are discussed. Developments in 2009 with detailed information by production regions and companies are analyzed; exploration data by types, regions and funding sources are presented. The organizational structure of the industry is given by companies and their largest divisions. Data on putting wells on production and their decommissioning, metreage of exploratory and production drilling are given special consideration.

Key words: oil; condensate; production performance; oil companies; transport; well stock.