



РОСНЕФТЬ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ ЗА 3 МЕСЯЦА, ЗАВЕРШИВШИХСЯ 31 ДЕКАБРЯ И
30 СЕНТЯБРЯ 2009 ГОДА, И ЗА 12 МЕСЯЦЕВ, ЗАВЕРШИВШИХСЯ
31 ДЕКАБРЯ 2009, 2008 И 2007 ГОДОВ**

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния и результатов деятельности ОАО «НК «Роснефть» и должен рассматриваться вместе с финансовой отчетностью Компании и примечаниями к ней за периоды, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 годов (далее – **Консолидированная финансовая отчетность**). Термины «**Роснефть**», «**Компания**» и «**Группа**» в различных формах означают ОАО «НК «Роснефть» и ее дочерние и зависимые общества. Финансовое состояние и результаты деятельности, анализируемые в данном документе, представлены консолидировано по ОАО «НК «Роснефть» и ее дочерним и зависимым обществам. Данный отчет содержит заявления прогнозного характера, которые связаны с рисками и неопределенностью. Фактические результаты деятельности ОАО «НК «Роснефть» могут существенно отличаться от результатов, представленных в прогнозных заявлениях, в результате влияния различных факторов.

Представленные запасы нефти и газа включают пропорциональную долю запасов зависимых и совместных предприятий и 100% долю запасов консолидируемых компаний. Если не указано иное, добыча нефти и газа представлена как 100% доля консолидируемых компаний и пропорциональная доля совместных предприятий. Добыча нефти и газа включают долю зависимых компаний, только если это указано отдельно.

Все суммы в долларах США указаны в миллионах, за исключением особо оговоренных случаев. Цифры округлены, однако изменения в процентах посчитаны с использованием фактических показателей.

Для пересчета тонн в баррели применяется коэффициент 7,315. Для пересчета 1000 кубических метров газа в баррели нефтяного эквивалента используется коэффициент 5,883.

Обзор

ОАО «НК «Роснефть» (далее – «Роснефть» или «Компания») – вертикально интегрированная компания, деятельность которой по геологоразведке и добыче нефти и газа, а также переработке, маркетингу и сбыту нефти, газа и нефтепродуктов осуществляется преимущественно в России.

ОАО «НК «Роснефть» было образовано в результате преобразования государственного предприятия «Роснефть» в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации №971 от 29 сентября 1995 г. С момента основания Компания существенно расширилась посредством естественного роста, консолидации, приобретения других компаний и развития новых направлений деятельности. Роснефть является лидером нефтяной отрасли Российской Федерации по размеру нефтяных запасов, добыче нефти и ведет активную деятельность во всех ключевых регионах страны.

Роснефть является одной из крупнейших среди публичных компаний нефтегазового рынка по размеру доказанных запасов нефти, которые по состоянию на 31 декабря 2009 г. составляли 22,86 млрд. барр. нефтяного эквивалента, включая 18,06 млрд. барр. нефти и 816 млрд. куб.м. газа по классификации **PRMS**.

Добыча нефти Компании, включая долю зависимых компаний, составляет 2,28 млн. барр. в сутки (в среднем, в четвертом квартале 2009 года), добыча природного и попутного газа Компании, составляет более 12 млрд. куб. м в год.

Роснефть перерабатывает часть объема добычи на семи нефтеперерабатывающих предприятиях с общим возможным объемом переработки равным 1,1 млн. барр. в сутки. Общий объем переработки нефтеперерабатывающих предприятий Компании составил 1,0 млн. барр. в сутки (в среднем, в 2009 г.), что составляет 45% общего объема добычи Компании. Оставшийся объем добытой нефти направляется, в основном, на экспорт в страны Европы, Азии и СНГ.

Компания реализует часть произведенных нефтепродуктов в России через сбытовые каналы и собственную розничную сеть, которая включает около 1 700 станций обслуживания в 38 регионах страны. Другая часть произведенных нефтепродуктов (в основном, мазут, прямогонный бензин и дизельное топливо) направляется на экспорт в страны Европы, Азии и СНГ.

Финансовые и операционные показатели

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2008	2007
Выручка (млн. долл.)	14 567	13 048	46 826	68 991	49 216
ЕВИТДА (млн. долл.)	4 014	3 659	13 565	17 108	14 459
Чистая прибыль (млн. долл.) ¹	1 656	1 199	6 472	10 449	6 497
Добыча нефти (тыс. барр. в сутки)	2 275	2 214	2 182	2 121	2 027
Добыча газа (млрд. куб. м)	3,44	2,96	12,68	12,38	15,71
Добыча углеводородов (тыс. барр. нефтяного эквивалента в сутки)	2 495	2 403	2 386	2 320	2 281
Производство нефтепродуктов (млн. тонн)	11,80	12,01	47,06	46,44	32,74

Основные факторы, влияющие на результаты операционной деятельности

Основными факторами, определившими результаты операционной деятельности Роснефти за рассматриваемый период, и действие которых, по всей вероятности, окажет существенное влияние на результаты деятельности в будущем, являются:

- изменение цен на нефть, нефтепродукты и газ;
- обменный курс рубля к доллару США и темпы инфляции;
- налогообложение, включая изменение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин;
- изменение транспортных тарифов естественных монополий (тарифов на трубопроводный и железнодорожный транспорт);
- изменение объема добычи нефти, газа и производства нефтепродуктов.

¹ В 2009 и 2008 гг. чистая прибыль скорректирована на результаты операций по сделкам SWAP. В 2007 году чистая прибыль скорректирована на доход и налог на прибыль, сформировавшиеся по операциям от банкротства Юкоса, а также пени по налоговой задолженности Юганскнефтегаза, сформировавшейся в 1999-2004гг. (См. «Ключевые финансовые показатели деятельности»).

Изменение цен, таможенных пошлин и транспортных тарифов может оказать существенное влияние на выбор Компанией номенклатуры производимой продукции и маршрутов поставок, обеспечивающих максимальные цены Netback на нефть, добываемую Компанией.

Изменение цен на нефть, нефтепродукты и газ

Мировые цены на нефть подвержены серьезным колебаниям, которые обусловлены балансом спроса и предложения нефти в мире. Сырая нефть Роснефти, продаваемая на экспорт, смешивается в системе нефтепроводов Транснефти с нефтью разного качества от других производителей. Торговля образующей смесь «Юралс» ведется со скидкой к марке «Брент».

Определение внутренних рыночных цен на нефть составляет сложность, в основном, вследствие существенных внутригрупповых продаж между сегментами «Геологоразведка и добыча» и «Переработка, маркетинг и сбыт» вертикально интегрированных нефтяных компаний, которые составляют примерно 90% от суточной добычи нефти в России и 85% от общего объема переработки нефти. Кроме того, цены на нефть в России могут существенно отличаться от экспортных нет-бэков вследствие сезонного превышения предложения над спросом и региональных дисбалансов.

В представленной таблице приведены средние цены на сырую нефть и нефтепродукты в России и в мире за анализируемые периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>			<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
Мировой рынок	<i>(долл. США за баррель)</i>		%	<i>(долл. США за баррель)</i>			%	%
Нефть «Brent»	74,56	68,27	9,2%	61,51	96,99	72,52	(36,6)%	33,7%
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE)	74,26	68,00	9,2%	61,01	94,52	69,39	(35,5)%	36,2%
Нефть «Urals» (FOB Приморск)	72,56	66,82	8,6%	59,51	92,27	68,01	(35,5)%	35,7%
Нефть «Urals» (FOB Новороссийск)	72,51	67,05	8,1%	59,60	91,74	67,85	(35,0)%	35,2%
Нефть Персидского залива (средняя «Дубай» и «Оман»)	75,50	68,10	10,9%	61,80	93,80	68,27	(34,1)%	37,4%
	<i>(долл. США за тонну)</i>		%	<i>(долл. США за тонну)</i>			%	%
Naphtha (cp. FOB/CIF Med)	647,63	586,74	10,4%	520,59	769,51	656,85	(32,3)%	17,2%
Naphtha (cp. FOB Rotterdam/CIF NWE)	659,36	596,12	10,6%	531,19	788,34	673,98	(32,6)%	17,0%
Naphtha (CF Japan)	679,96	609,11	11,6%	553,36	826,51	695,97	(33,0)%	18,8%
Fuel oil 3.5%, (cp. FOB/CIF Med)	438,26	402,22	9,0%	348,63	463,20	346,00	(24,7)%	33,9%
Fuel oil 3.5% (cp. FOB Rotterdam/CIF NWE)	433,04	395,99	9,4%	344,00	457,39	337,82	(24,8)%	35,4%
High sulphur fuel oil (FOB Singapore)	461,10	422,03	9,3%	370,76	510,97	376,73	(27,4)%	35,6%
Gasoil 0.1% (cp. FOB/CIF Med)	611,65	557,62	9,7%	520,65	932,45	- ⁽¹⁾	(44,2)%	-
Gasoil 0.1% (cp. FOB Rotterdam/CIF NWE)	611,09	558,48	9,4%	518,92	923,56	-	(43,8)%	-
Gasoil 0.5% (FOB Singapore)	606,62	556,86	8,9%	512,55	888,08	632,09	(42,3)%	40,5%
Российский рынок <i>(цена с акцизами, без НДС)</i>	<i>(долл. США за тонну)</i>		%	<i>(долл. США за тонну)</i>			%	%
Нефть	221,16	224,50	(1,5)%	182,49	285,47	236,36	(36,1)%	20,8%
Мазут	274,91	252,74	8,8%	207,89	283,43	185,95	(26,7)%	52,4%
Дизельное топливо (Gasoil)	435,60	411,10	6,0%	397,96	724,85	497,59	(45,1)%	45,7%
Высокооктановый бензин	686,64	709,57	(3,2)%	579,79	815,39	667,55	(28,9)%	22,1%
Низкооктановый бензин	607,83	614,62	(1,1)%	500,01	689,11	556,56	(27,4)%	23,8%

Источник: средние цены рассчитаны на основе Platts (мировой рынок), Кортес (российский рынок)

⁽¹⁾ Цены публикуются с октября 2007 года.

Цены, по которым Газпром реализует газ на внутреннем рынке, регулируются государством. Хотя уровень регулируемых цен на газ в России повышается, и эта тенденция, по всей вероятности, сохранится в будущем до сближения с экспортными ценами Netback, в настоящее время цены существенно ниже этого уровня.

Средняя цена реализации газа, поставляемого Роснефтью, составляла 1 113 руб. (37,76 долл. США)/тыс. куб. м. и 1 044 руб. (33,33 долл. США)/тыс. куб. м. в четвертом квартале и в третьем квартале 2009, соответственно. За 2009, 2008 и 2007 годы, средняя цена реализации газа, поставляемого Роснефтью, составила 1 058 руб. (33,36 долл. США)/тыс. куб. м., 965 руб. (38,82 долл. США)/тыс. куб. м. и 757руб. (29,61 долл. США)/тыс. куб. м., соответственно.

Изменение курса доллара США по отношению к рублю и темпы инфляции

Изменение курса доллара США к рублю и темпы инфляции в Российской Федерации оказывают существенное влияние на результаты деятельности Компании в связи с тем, что значительная часть выручки от продажи нефти и нефтепродуктов выражена в долларах США, в то время, как большая часть расходов выражена в российских рублях. Обесценение рубля в реальном выражении оказывает позитивное влияние на операционную прибыль Компании, укрепление рубля приводит к противоположному эффекту.

Ниже в таблице представлены данные об изменении обменного курса и темпах инфляции за анализируемые периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2008	2007
Рублевая инфляция (ИПП) за указанные периоды	0,7%	0,6%	8,8%	13,3%	11,9%
Изменение среднего обратного курса (руб./долл.) по отношению к предыдущему периоду	6,3%	2,8%	(21,6)%	2,9%	6,3%
Курс рубля к доллару США на конец периода	30,24	30,09	30,24	29,38	24,55
Средний курс рубля к доллару за период	29,47	31,33	31,72	24,86	25,58
Реальное укрепление / (обесценение) рубля к доллару США ⁽¹⁾	0,2%	4,6%	5,7%	(5,3)%	20,0%
Реальное укрепление / (обесценение) рубля к доллару США (за период 12 месяцев) ⁽¹⁾	5,7%	(7,1)%	5,7%	(5,3)%	20,0%

Источник: Центральный Банк России, Государственный комитет по статистике России

⁽¹⁾Роснефть использует при расчетах следующие формулы: отношение курса рубля к долл. США на начало периода к курсу рубля к долл. США на конец периода, умноженное на индекс инфляции, минус 1.

Налогообложение

В таблице приведена информация по ставкам налогов, относящихся к нефтегазовой промышленности в России:

	За 3 месяца, закончившихся		(%) изменение за 3 и 4 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			(%) изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
НДПИ								
Нефть (руб. за тонну)	2 788	2 662	4,7%	2 299	3 329	2 470	(30,9)%	34,8%
Газ (руб. за тыс. куб. м.)	147	147	-	147	147	147	-	-
Попутный газ (руб. за тыс. куб. м.)	0	0	-	0	0	0	-	-
Экспортная пошлина								
Нефть (долл. США за тонну)	247,63	224,40	10,4%	179,33	355,23	206,49	(49,5)%	72,0%
Легкие и средние дистилляты (долл. США за т.)	179,17	163,50	9,6%	133,13	251,63	151,45	(47,1)%	66,1%
Жидкое топливо (топоч. мазут) (долл. США за т.)	96,50	88,07	9,6%	71,71	135,57	81,57	(47,1)%	66,2%
Акцизы								
Высокооктановый бензин (руб. за тонну)	3 629	3 629	-	3 629	3 629	3 629	-	-
Низкооктановый бензин (руб. за тонну)	2 657	2 657	-	2 657	2 657	2 657	-	-
Нафта (руб. за тонну)	3 900	3 900	-	3 900	2 657	2 657	46,8%	-
Дизель (руб. за тонну)	1 080	1 080	-	1 080	1 080	1 080	-	-
Масла (руб. за тонну)	2 951	2 951	-	2 951	2 951	2 951	-	-

Ставки налогов, выраженные в долл. США по среднему курсу за период:

	За 3 месяца, закончившихся		(%) изменение за 3 и 4 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			(%) изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
НДПИ								
Нефть (долл. США за тонну)	94,59	84,97	11,3%	72,47	133,94	96,56	(45,9)%	38,7%
Газ (долл. США за тыс. куб. м.)	4,99	4,69	6,4%	4,64	5,91	5,75	(21,5)%	2,8%
Акцизы								
Высокооктановый бензин (долл. США за тонну)	123,14	115,83	6,3%	114,40	145,98	141,87	(21,6)%	2,9%
Низкооктановый бензин (долл. США за тонну)	90,16	84,81	6,3%	83,76	106,88	103,87	(21,6)%	2,9%
Нафта (долл. США за тонну)	132,34	124,48	6,3%	122,95	106,88	103,87	15,0%	2,9%
Дизель (долл. США за тонну)	36,65	34,47	6,3%	34,05	43,44	42,22	(21,6)%	2,9%
Масла (долл. США за тонну)	100,14	94,19	6,3%	93,03	118,70	115,36	(21,6)%	2,9%

Налоговые ставки на баррель:

	За 3 месяца, закончившихся		(%) изменение за 3 и 4 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			(%) изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
НДПИ (долл. за барр.)	12,93	11,62	11,3%	9,91	18,31	13,20	(45,9)%	38,7%
Экспортная пошлина на нефть (долл. за барр.)	33,85	30,68	10,3%	24,51	48,56	28,23	(49,5)%	72,0%

Роснефть выплачивает значительную часть налогов по отношению к выручке, как следует из таблицы:

	За 3 месяца, закончившихся				За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	31 декабря 2009		30 сентября 2009		2009		2008		2007	
	млн. долл. США	% к выручке	млн. долл. США	% к выручке	млн. долл. США	% к выручке	млн. долл. США	% к выручке	млн. долл. США	% к выручке
Итого выручка	14 567	100,0%	13 048	100,0%	46 826	100,0%	68 991	100,0%	49 216	100,0%
Таможенная пошлина (на нефть)	3 479	23,9%	2 905	22,3%	9 441	20,2%	17 200	24,9%	10 754	21,9%
Таможенная пошлина (на нефтепродукты)	879	6,0%	835	6,4%	2 690	5,7%	4 806	7,0%	2 278	4,6%
НДПИ	2 078	14,3%	1 930	14,8%	6 502	13,9%	12 817	18,6%	9 323	18,9%
Акцизы	231	1,6%	245	1,9%	893	1,9%	1 120	1,6%	861	1,7%
Прочие налоги (вкл. налог на имущество)	138	0,9%	160	1,2%	666	1,4%	873	1,2%	706	1,5%
Налог на прибыль	779	5,3%	698	5,3%	2 000	4,3%	1 904	2,8%	4 906	10,0%
Итого налоги	7 584	52,0%	6 773	51,9%	22 192	47,4%	38 720	56,1%	28 828	58,6%

На платежи по НДПИ и экспортным пошлинам приходилось приблизительно 40%, 50% и 45% всего объема выручки за 2009, 2008 и 2007 годы, соответственно.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Ставка НДПИ рассчитывается исходя из мировых цен «Юралс». Ставка устанавливается в российских рублях и пересматривается ежемесячно.

Ставка НДПИ по нефти за 2009 год рассчитывалась путем умножения базовой ставки в размере 419 рублей на поправочный коэффициент, равный $(Ц - 15) * К / 261$, где «Ц» - средняя цена нефти марки «Юралс», «К» - средний курс рубля к доллару США, установленный ЦБ РФ за соответствующий период. В 2008 году базовая ставка не менялась, а поправочный коэффициент, используемый для расчета составлял $(Ц - 9) * К / 261$. Поправочный коэффициент был пересмотрен в Российском Законодательстве в июле 2008 года, и вступил в силу с января 2009 года. Это изменение привело к снижению нагрузки по НДПИ на 1,3 долл./барр.

Налоговый кодекс РФ предусматривает применение пониженной или нулевой ставки НДПИ для определенных месторождений:

- пониженная ставка применяется для нефти, добываемой на месторождениях со степенью выработанности запасов, превышающей 80%; для расчета пониженной ставки используется поправочный коэффициент $(3,8 - 3,5 * \text{степень выработанности запасов})$; таким образом, пониженная ставка составляет от 0,3 до 1,0 от основной ставки;

- нулевая ставка применяется для сверхвязкой нефти;

- нулевая ставка применяется для первых лет добычи или до достижения определенного уровня накопленной добычи (в зависимости от того, что наступит раньше) на месторождениях, расположенных в Якутии, Иркутской области, Красноярском крае, Ненецком автономном округе, на полуострове Ямал, в Азовском и Каспийском морях, на шельфе севернее Северного полярного круга (точное количество лет и максимальный уровень накопленной добычи, для которых применяется нулевая ставка, зависит от региона, в котором расположено месторождение), для проектов СРП.

Ряд месторождений Роснефти имеет степень выработанности запасов более 80%, что позволяет снизить налоговую нагрузку на Компанию благодаря применению пониженной ставки НДПИ.

Часть запасов Компании расположена на территории Иркутской области и Красноярского края, для которых предусмотрено применение нулевой ставки НДПИ для первых 25 млн. т. добычи на месторождении или в течение 10 лет для лицензии с правом разведки и добычи и 15 лет для лицензии с правом геологического изучения и разведки.

В 2008 году было введено в эксплуатацию Верхнечонское месторождение в Иркутской области, разрабатываемое совместно с компанией ТНК-ВР (проект учитывается по методу участия в капитале), а в августе 2009 года состоялся официальный запуск Ванкорского месторождения, расположенного в Красноярском крае и разрабатываемого Компанией самостоятельно.

Роснефть участвует в геологоразведочных проектах на шельфе Азовского и Каспийского морей. Кроме того Компания участвует в СРП по проекту Сахалин-1, действующему в рамках специального налогового режима, не предусматривающего уплату НДС.

Экспортная пошлина на нефть

Ставка экспортной пошлины привязана к средней цене на сырую нефть марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья в долл. США за баррель (в пересчете на доллары США за тонну).

В таблице рассмотрен порядок расчета экспортной пошлины на нефть за 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно:

<i>Цена «Юралс» (долл./тонна)</i>	<i>Экспортная пошлина (долл./тонна)</i>
До 109,5 (включительно) (15 долл. США/баррель)	Пошлина не взимается
Свыше 109,5-146 (146 включительно) (15-20 долл. США/баррель)	35% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 109,5 долларов
Свыше 146-182,5 (20-25 долл. США/баррель)	12,78 долларов за тонну плюс 45% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 146 долларов
Свыше 182,5 (25 долл. США/баррель)	29,2 долларов за тонну плюс 65% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 182,5 долларов

До Октября 2008 года, экспортные пошлины пересматривались каждые два месяца, ставка на следующие два месяца устанавливалась исходя из средней цены «Юралс», сформировавшейся по итогам предыдущих двух месяцев. Такой значительный временной лаг (период мониторинга) оказывал благоприятное влияние на денежные потоки нефтяного сектора в период роста цены, и оказывал обратный эффект в период падения цен на нефть.

В конце 2008 года Правительство РФ сделало «внеплановое» снижение ставки экспортной пошлины с целью сокращения несоответствия между слишком высокими экспортными пошлинами и значительно сниженными ценами на нефть.

Третьего декабря 2008 года был принят Закон № 234-ФЗ, согласно которому период мониторинга был сокращен. С 9-го декабря 2008 года ставка экспортных пошлин пересматривается каждый месяц исходя из средней цены «Юралс», сформировавшейся за период с 15-го числа каждого календарного месяца по 14-е число следующего календарного месяца включительно.

До 1 января 2007 года экспортные пошлины не уплачивались в случае экспорта нефти на территорию стран СНГ, являющихся участниками Таможенного союза, а именно Беларусь, Казахстан, Киргизию и Таджикистан. Начиная с 2007 года, экспортные пошлины уплачиваются в случае экспорта нефти на территорию Беларусь. За анализируемые периоды 2009, 2008 и 2007 гг. экспорт нефти в Беларусь облагался экспортными пошлинами по ставке 0,356, 0,335 и 0,293, соответственно, от ставки на экспорт в Дальнее Зарубежье, рассчитанной и представленной в таблице, выше.

Экспортная пошлина на нефтепродукты

Ставка экспортной пошлины на нефтепродукты устанавливается ежемесячно одновременно с экспортной пошлиной на нефть и исчисляется в долл. США за тонну. Ставка экспортной пошлины на нефтепродукты привязана к цене на сырую нефть марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья. Средняя цена нефти марки «Юралс», используемой для расчета экспортной пошлины на нефтепродукты вычисляется тем же путем, что и для расчета экспортной пошлины на нефть. Уровень экспортной пошлины на нефтепродукты зависит от типа нефтепродукта: светлые (бензин, дизель, авиакеросин) или темные (топочный мазут).

Экспортная пошлина на светлые нефтепродукты рассчитывается по следующей формуле: $0,438 * (\text{Цена} * 7,3 - 109,5)$, где Цена – это средняя цена нефти марки «Юралс» в долл. США за баррель. Экспортная пошлина на темные нефтепродукты рассчитывается по следующей формуле: $0,236 * (\text{Цена} * 7,3 - 109,5)$.

Нефтепродукты, экспортируемые в страны СНГ, являющиеся членами Таможенного союза, включая Беларусь, Казахстан, Киргизию и Таджикистан, экспортной пошлиной не облагаются.

Изменения транспортных тарифов трубопроводных и железнодорожных монополий

Роснефть осуществляет транспортировку большей части добываемой нефти через систему магистральных трубопроводов, владельцем и оператором которых являются Транснефть и ее дочернее предприятие Транснефтепродукт. Эти предприятия представляют собой государственные естественные монополии, осуществляющие транспортировку нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам потребителям в Российской Федерации и за ее пределами. Роснефть также осуществляет транспортировку нефти и нефтепродуктов посредством железнодорожного транспорта. Железнодорожная сеть в России принадлежит и эксплуатируется РЖД - естественной транспортной монополией.

Федеральная служба по тарифам («ФСТ») - государственный орган, регулирующий естественные монополии, ежегодно устанавливает величину базового тарифа Транснефти и Транснефтепродукта на территории Российской Федерации по транспортировке сырой нефти и нефтепродуктов, соответственно, через трубопроводы, который включает в себя тарифы по перекачке, перевалке, сливу/наливу, приему/сдаче нефти и диспетчеризации в системе магистральных нефтепроводов и др. Индексация тарифов для железнодорожных перевозок также устанавливается ФСТ России. Тариф устанавливается в Российских рублях и не привязан к валютному курсу.

Естественные монополии устанавливают тарифы для каждого отдельного направления трубопроводной сети в зависимости от длины указанных участков, направления транспортировки и прочих факторов. Тарифы для железнодорожной перевозки зависят от веса и вида груза и расстояния транспортировки. В таблице ниже указаны диапазоны тарифных ставок, действующих на основных направлениях транспортировки.

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009		2009	2009	2008	2007	2009 н 2008
	(Руб./т)		(%)		(Руб./т)			(%)
НЕФТЬ								
Транспортировка на внутреннем рынке								
<i>Трубопроводный транспорт</i>								
Юганскнефтегаз – НПЗ Самарской группы	545,01	545,01	-	531,57	417,75	325,92	27,2%	28,2%
Самаранефтегаз – НПЗ Самарской группы	35,61	35,61	-	34,95	28,41	22,35	23,0%	27,1%
Юганскнефтегаз – Ангарская НХК Ванкорнефть (Пурпе) – Туапсинский НПЗ	740,49	740,49	-	726,74	587,42	512,48	23,7%	14,6%
Томскнефть – Ачинский НПЗ	1 136,78	1 136,78	-	1 110,14	877,62	685,58	26,5%	28,0%
Томскнефть – Ачинский НПЗ	304,36	304,36	-	296,82	234,28	194,86	26,7%	20,2%
<i>Смешанная транспортировка</i>								
Юганскнефтегаз – Комсомольский НПЗ	3 001,44	2 890,10	3,9%	2 851,54	2 690,56	2 262,91	6,0%	18,9%
Экспорт								
<i>Трубопроводный транспорт</i>								
Юганскнефтегаз – Порт Приморск	1 070,35	1 070,35	-	1 052,07	853,56	694,92	23,3%	22,8%
Юганскнефтегаз – Порт Новороссийск	1 139,35	1 139,35	-	1 114,55	876,87	702,35	27,1%	24,8%
<i>Смешанная транспортировка</i>								
Юганскнефтегаз – Китай (поставка через Мергет)	2 567,01	2 574,00	(0,3)%	2 522,06	2 341,35	2 283,23	7,7%	2,5%
НЕФТЕПРОДУКТЫ (Экспорт)								
Дизельное топливо								
НПЗ Самарской группы – Порт Вентспилс	1 493,77	1 511,54	(1,2)%	1 473,09	1 256,34	1 102,23	17,3%	14,0%
Ангарская НХК – Порт Находка	3 299,00	3 299,00	-	3 206,08	2 896,85	2 391,27	10,7%	21,1%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	1 293,66	1 293,66	-	1 256,94	1 125,26	927,75	11,7%	21,3%
Ачинский НПЗ – Туапсе	3 713,50	3 713,50	-	3 608,78	3 258,20	2 689,67	10,8%	21,1%
Мазут								
НПЗ Самарской группы – Одесса	2 352,15	2 398,50	(1,9)%	2 338,62	1 951,22	1 837,53	19,9%	6,2%
Ангарская НХК – Порт Находка	3 355,16	3 355,16	-	3 257,66	2 877,00	2 363,72	13,2%	21,7%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	1 256,66	1 256,66	-	1 220,14	1 077,54	885,21	13,2%	21,7%
Ачинский НПЗ – Порт Находка	4 138,84	4 138,84	-	4 018,57	3 549,01	2 915,87	13,2%	21,7%
Нафта								
НПЗ Самарской группы – Туапсе	1 586,33	1 586,33	-	1 541,66	1 385,04	1 143,20	11,3%	21,2%
Ачинский НПЗ – Туапсе	3 645,36	3 645,36	-	3 543,16	3 211,97	2 653,07	10,3%	21,1%
Ангарская НХК – Порт Находка	3 203,70	3 203,70	-	3 113,97	2 824,48	2 333,33	10,2%	21,0%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	1 269,78	1 269,78	-	1 233,91	1 107,27	913,46	11,4%	21,2%

Источник: Транснефть, Транснефтепродукт, РЖД, НК Роснефть.

В таблице ниже указаны диапазоны тарифных ставок, действующих на основных направлениях транспортировки, переведенные в доллары США по средним курсам за соответствующие периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>			<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
	(долл. США/т)		(%)	(долл. США/т)			(%)	
НЕФТЬ								
Транспортировка на внутреннем рынке								
<i>Трубопроводный транспорт</i>								
Юганскнефтегаз – НПЗ Самарской группы	18,49	17,40	6,3%	16,76	16,81	12,74	(0,3)%	31,9%
Самаранфтегаз – НПЗ Самарской группы	1,21	1,14	6,1%	1,10	1,14	0,87	(3,5)%	31,0%
Юганскнефтегаз – Ангарская НХК	25,12	23,64	6,3%	22,91	23,63	20,04	(3,0)%	17,9%
Ванкорнефть (Пурпе) – Туапсинский НПЗ	38,57	36,29	6,3%	34,99	35,31	26,80	(0,9)%	31,8%
Томскнефть – Ачинский НПЗ	10,33	9,72	6,3%	9,36	9,43	7,62	(0,7)%	23,8%
<i>Смешанная транспортировка</i>								
Юганскнефтегаз – Комсомольский НПЗ	101,84	92,25	10,4%	89,89	108,25	88,47	(17,0)%	22,4%
Экспорт								
<i>Трубопроводный транспорт</i>								
Юганскнефтегаз – Порт Приморск	36,32	34,17	6,3%	33,16	34,34	27,17	(3,4)%	26,4%
Юганскнефтегаз – Порт Новороссийск	38,66	36,37	6,3%	35,13	35,28	27,46	(0,4)%	28,5%
<i>Смешанная транспортировка</i>								
Юганскнефтегаз – Китай (поставка через Мегет)	87,10	82,15	6,0%	79,50	94,20	89,27	(15,6)%	5,5%
НЕФТЕПРОДУКТЫ (Экспорт)								
Дизельное топливо								
НПЗ Самарской группы – Порт Вентспилс	50,68	48,25	5,0%	46,44	50,55	43,09	(8,1)%	17,3%
Ангарская НХК – Порт Находка	111,93	105,31	6,3%	101,06	116,55	93,49	(13,3)%	24,7%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	43,89	41,29	6,3%	39,62	45,27	36,27	(12,5)%	24,8%
Ачинский НПЗ – Туапсе	126,00	118,54	6,3%	113,76	131,09	105,16	(13,2)%	24,7%
Мазут								
НПЗ Самарской группы – Одесса	79,81	76,56	4,2%	73,72	78,50	71,84	(6,1)%	9,3%
Ангарская НХК – Порт Находка	113,84	107,10	6,3%	102,69	115,75	92,42	(11,3)%	25,2%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	42,64	40,11	6,3%	38,46	43,35	34,61	(11,3)%	25,3%
Ачинский НПЗ – Порт Находка	140,43	132,11	6,3%	126,68	142,79	114,00	(11,3)%	25,3%
Нафта								
НПЗ Самарской группы – Туапсе	53,82	50,64	6,3%	48,60	55,72	44,70	(12,8)%	24,7%
Ачинский НПЗ – Туапсе	123,69	116,36	6,3%	111,69	129,23	103,73	(13,6)%	24,6%
Ангарская НХК – Порт Находка	108,70	102,26	6,3%	98,16	113,64	91,23	(13,6)%	24,6%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	43,08	40,53	6,3%	38,90	44,55	35,71	(12,7)%	24,8%

Роснефть стремится использовать альтернативные средства транспортировки нефти и нефтепродуктов в целях оптимизации цен Netback. В их числе экспортные терминалы в Архангельске, Де-Кастри, Туапсе и Находке, трубопровод «Оха – Комсомольск-на-Амуре», трубопровод «Ванкор – Пурпе» и Каспийский Трубопроводный Консорциум («КТК»), в котором Роснефть имеет собственную долю.

Добыча нефти

Роснефть осуществляет добычу нефти силами двенадцати предприятий, осуществляющих добычу нефти в Западной Сибири, Восточной Сибири, Тимано-Печоре, Центральной России, в южной части Европейской части России и на Дальнем Востоке. Компания также имеет 20% долю в проекте Сахалин-1, консолидируемую в отчетность Роснефти по пропорциональному методу. Дополнительно Роснефть осуществляет добычу нефти и газа силами пяти добывающих совместных предприятий, учитываемых по методу участия в капитале.

В таблице ниже представлены объемы добычи нефти Компании:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
	(млн. баррелей)		(%)	(млн. баррелей)			(%)	
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	121,98	122,80	(0,7)%	485,40	480,29	441,77	1,1%	8,7%
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	18,83	18,76	0,4%	73,81	70,27	43,86	5,0%	60,2%
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	14,12	14,40	(1,9)%	57,15	60,61	67,17	(5,7)%	(9,8)%
Ванкорнефть (Восточная Сибирь)	16,64	9,54	74,4%	26,63	0,06	0,02	>1 000,0%	200,0%
Северная нефть (Тимано-Печора)	8,28	8,55	(3,2)%	34,81	39,13	41,08	(11,0)%	(4,7)%
Сахалин-1 (Дальний Восток) (исключая роялти и долю государства)	2,48	2,45	1,2%	10,09	11,95	14,72	(15,6)%	(18,8)%
Томскнефть (до продажи в 2007 году) (Западная Сибирь)	-	-	-	-	-	54,25	-	(100,0)%
Прочие	9,80	9,87	(0,7)%	40,17	45,37	49,96	(11,5)%	(9,2)%
Итого добыча нефти дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями	192,13	186,37	3,1%	728,06	707,68	712,83	2,9%	(0,7)%
Томскнефть (после продажи в 2007 году) (Западная Сибирь)	9,75	9,98	(2,3)%	39,75	41,64	0,58	(4,5)%	7 079,3%
Удмуртнефть (Центральная Россия)	5,81	5,80	0,2%	23,01	22,77	22,21	1,1%	2,5%
Полярное Сияние (Тимано-Печора)	0,76	0,87	(12,6)%	3,34	3,89	4,27	(14,1)%	(8,9)%
Верхнечонскнефтегаз (Восточная Сибирь)	0,83	0,67	23,9%	2,24	0,29	-	672,4%	-
Прочие	-	-	-	-	0,03	0,08	(100,0)%	(62,5)%
Итого доля в добыче зависимых предприятий	17,15	17,32	(1,0)%	68,34	68,62	27,14	(0,4)%	152,8%
Итого добыча нефти	209,28	203,69	2,7%	796,40	776,30	739,97	2,6%	4,9%
Среднесуточная добыча нефти (тыс. барр. в сутки)	2 275	2 214	2,8%	2 182	2 121	2 027	2,9%	4,6%

В 4 квартале 2009 года среднесуточная добыча нефти Компании увеличилась на 2,8% по сравнению с 3 кварталом 2009 года, составив 2 275 тыс. баррелей в сутки. Рост был главным образом обусловлен продолжением роста промышленной добычи на Ванкорском месторождении, на котором среднесуточная добыча увеличилась дополнительно на 77 тыс. баррелей в сутки по сравнению с третьим кварталом. Среднесуточная добыча нефти Ванкорнефти составила в среднем 160 тыс. барр. в сутки, 178 тыс. барр. в сутки и 205 тыс. барр. в сутки в октябре, ноябре и декабре 2009 года, соответственно.

Другим существенным фактором роста добычи в четвертом квартале 2009 года было увеличение добычи по Верхнечонскнефтегазу и Самаранефтегазу.

В 2009 году среднесуточная добыча нефти Компанией увеличилась на 2,9% по сравнению с 2008 годом, составив 2 182 тыс. баррелей в сутки. Рост был главным образом обусловлен началом промышленной добычи на Ванкорском месторождении в июле 2009 года и на Верхнечонском месторождении в четвертом квартале 2008 года.

Другим существенным фактором роста было увеличение добычи по Самаранефтегазу и Юганскнефтегазу. Юганскнефтегаз увеличил среднесуточную добычу нефти на 1,3%, несмотря на аномально низкие температуры в Западной Сибири в феврале 2009 года, затруднившие проведение ремонтов скважин.

В то же время общий рост добычи нефти по Компании был частично скомпенсирован естественным снижением добычи на месторождениях Северной нефти, Пурнефтегаза, Томскнефти и ряду других добывающих дочерних обществ.

За 2008 года среднесуточная добыча нефти Компанией увеличилась на 4,6% по сравнению с 2007 годом, составив 2 121 тыс. баррелей в сутки. Рост был главным образом обусловлен приобретением Самаранефтегаза и ВСНК в 2007 году, увеличением среднесуточной добычи по Юганскнефтегазу на 8,4%, что было частично скомпенсировано подажей 50,0% доли в Томскнефти в декабре 2007 года.

Добыча газа

В таблице ниже представлены объемы добычи газа Компании*:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009		2009	2009	2008	2007	2009 и 2008
	(млрд. куб. м)		(%)	(млрд. куб. м)			(%)	
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	0,98	0,89	10,1%	3,76	3,94	7,61	(4,6%)	(48,2%)
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	0,75	0,71	5,6%	2,62	1,92	1,52	36,5%	26,3%
Краснодарнефтегаз (Юг России)	0,75	0,65	15,4%	2,93	3,02	2,90	(3,0%)	4,1%
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	0,11	0,09	22,2%	0,39	0,33	0,17	18,2%	94,1%
Северная нефть (Тимано-Печора)	0,07	0,07	-	0,29	0,32	0,34	(9,4%)	(5,9%)
Сахалин-1 (исключая роялти и долю государства)	0,08	0,05	60,0%	0,26	0,26	0,22	-	18,2%
Томскнефть (до продажи в 2007 году) (Западная Сибирь)	-	-	-	-	-	1,01	-	(100,0%)
Прочие	0,45	0,34	32,4%	1,61	1,68	1,88	(4,2%)	(10,6%)
Итого добыча газа подразделениями, дочерними и пропорционально консолидируемыми обществами	3,19	2,80	13,9%	11,86	11,47	15,65	3,4%	(26,7%)
Томскнефть (после продажи в 2007 году) (Западная Сибирь)	0,23	0,15	53,3%	0,77	0,86	0,01	(10,5%)	8 500,0%
Удмуртнефть (Центральная Россия)	0,01	0,01	-	0,03	0,03	0,03	-	-
Полярное Сияние (Тимано-Печора)	0,01	-	-	0,02	0,02	0,02	-	-
Итого доля в добыче зависимых обществ	0,25	0,16	56,3%	0,82	0,91	0,06	(9,9%)	1 416,7%
Итого добыча газа	3,44	2,96	16,2%	12,68	12,38	15,71	2,4%	(21,2%)
Природный газ	1,27	1,09	16,5%	4,90	5,48	9,12	(10,6%)	(39,9%)
Попутный газ	2,17	1,87	16,0%	7,78	6,90	6,59	12,8%	4,7%

* Данные по добыче рассчитаны как разница между извлеченным объемом газа и газом, сожженным на факелах.

В четвертом квартале 2009 года Роснефть увеличила добычу газа на 16,2% до 3,44 млрд. куб. м. по сравнению с третьим кварталом 2009 года. Рост был связан с сезонным увеличением спроса на газ, а также с увеличением добычи нефти, что повлекло за собой увеличение объема извлекаемого попутного газа.

За 2009 года Роснефть увеличила добычу газа на 2,4% до 12,68 млрд. куб. м. по сравнению с 12,38 млрд. куб. м. за 2008 год. Основным фактором роста был ввод в эксплуатацию первой газокompрессорной станции на Приобском месторождении Юганскнефтегаза в конце 2008 года, что позволило увеличить поставки попутного газа на Южно-Балыкский ГПК на 700 млн. куб. м в год и снизить сжигание такого же объема попутного газа.

За 2008 года Роснефть снизила добычу газа на 21,2% до 12,38 млрд. куб. м по сравнению с 15,71 млрд. куб. м. за 2007 год. Снижение добычи связано в первую очередь с уменьшением объемов добычи по Пурнефтегазу в целях прекращения сжигания газа на Кынском и Фахировском месторождениях.

Компания ведет работу по увеличению уровня использования попутного газа. Для этого разработана Газовая программа, которая включает в себя строительство систем сбора попутного газа, дожимных компрессорных станций, газопроводов внешнего транспорта, обустройство подземного газохранилища и строительство собственных электростанций в ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «РН-Пурнефтегаз» и ЗАО «Ванкорнефть».

В сентябре 2009 года было завершено строительство электростанции на Тарасовском месторождении Пурнефтегаза. Мощность электростанции составляет 54 МВт и, как ожидается, эта электростанция позволит утилизировать до 90 млн. куб. м газа ежегодно.

Производство нефтепродуктов

Роснефть осуществляет переработку добытой и приобретенной нефти на принадлежащих ей нефтеперерабатывающих активах - Туапсинском НПЗ в городе Туапсе (черноморское побережье юга России), Комсомольском НПЗ в городе Комсомольск-на-Амуре (Дальний Восток), на Ачинском НПЗ и Ангарской НХК, расположенных в Восточной Сибири и Куйбышевском, Новокуйбышевском, Сызранском НПЗ, расположенных в Самарской области (Европейская часть России).

В структуру Роснефти также входят три мини-НПЗ (в Западной Сибири, Тимано-Печоре и на юге Европейской части России), ОАО «Ангарский завод полимеров» (нефтехимический блок Ангарской НХК), ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок» (блок смазок Новокуйбышевского НПЗ) и ОАО «НК «Роснефть» - МЗ «Нефтепродукт» (завод смазочных масел в Москве).

В таблице ниже представлены данные о переработке нефти и объемах производства нефтепродуктов Роснефтью:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009		2009	2009	2008	2007*	2009 н 2008
	(млн.т.)		(%)	(млн.т.)			(%)	
Переработка сырой нефти на заводах Компании	12,51	12,76	(2,0)%	49,83	49,57	35,05	0,5%	41,4%
Выпуск нефтепродуктов:								
Высокооктановый автобензин	1,24	1,25	(0,8)%	4,82	4,47	2,64	7,8%	69,3%
Низкооктановый автобензин	0,34	0,34	-	1,37	1,77	1,34	(22,6)%	32,1%
Нафта	0,75	0,85	(11,8)%	3,40	2,98	2,62	14,1%	13,7%
Дизельное топливо	4,22	4,39	(3,9)%	17,01	16,69	10,43	1,9%	60,0%
Мазут	4,33	4,04	7,2%	16,47	15,65	11,27	5,2%	38,9%
Керосин	0,25	0,32	(21,9)%	1,10	1,63	1,10	(32,5)%	48,2%
Нефтехимическая продукция	0,15	0,11	36,4%	0,48	0,72	0,00	(33,3)%	-
Прочие	0,52	0,71	(26,8)%	2,41	2,53	3,34	(4,7)%	(24,3)%
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции на заводах Компании	11,80	12,01	(1,7)%	47,06	46,44	32,74	1,3%	41,8%

*Данные по заводам, приобретенным в мае 2007 года у ЮКОСа, приведены с даты приобретения.

В четвертом квартале 2009 года переработка сырой нефти на заводах Компании снизилась на 2,0% по сравнению с третьим кварталом 2009 года, что было связано, в основном, со снижением загрузки заводов вследствие проведения плановых ремонтных работ на Комсомольском, Сызранском НПЗ и Ангарской НХК. Структура выпуска нефтепродуктов изменилась, в основном, в соответствии с динамикой спроса. В частности, рост выпуска мазута связан с сезонным снижением спроса на продукцию его переработки – гудрон и битум. Кроме того, на увеличение выпуска мазута повлияло проведение ремонтов на НПЗ Компании. Снижение выпуска керосинов связано с увеличением производства дизельного топлива зимнего, а также с нормативным регулированием производства керосинов.

Снижение спроса на низкооктановый бензин со стороны российских сельскохозяйственных предприятий и Министерства обороны РФ, которые являются основными потребителями низкооктановых автобензинов, а также законодательные ограничения на розничную продажу низкооктановых бензинов, сказались на снижении производства данного вида продукции в 2009 году по сравнению с 2008 годом. В то же время внутренний спрос на высокооктановые бензины устойчиво рос в 2009 году после резкого снижения в четвертом квартале 2008 года. Рост производства данного нефтепродукта в четвертом квартале 2009 года составил 10,7% по отношению к четвертому кварталу 2008 года.

Уменьшение выпуска нефтехимической продукции в 2009 году было, в основном, связано со снижением спроса и цен на данную продукцию, которые стали восстанавливаться в четвертом квартале 2009 года, что нашло отражение в соответствующем изменении структуры выпуска продукции.

Результаты деятельности

Ниже в таблице представлены данные в абсолютных величинах отчета о прибылях и убытках и их доле в выручке за рассматриваемые периоды:

	31 декабря 2009		30 сентября 2009		Изменение
		% от итого выручки		% от итого выручки	%
(млн. долл. США, за исключением %)					
Выручка от реализации					
Реализация нефти и газа	8 114	55,7 %	6 822	52,2%	18,9%
Реализация нефтепродуктов и продукции нефтехимии	6 085	41,8 %	5 898	45,3%	3,2%
Вспомогательные услуги и прочая реализация	368	2,5 %	328	2,5%	12,2%
Итого выручка	14 567	100,0%	13 048	100,0%	11,6%
Затраты и расходы					
Производственные и операционные расходы	1 140	7,8%	1 037	7,9%	9,9%
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	581	4,0%	525	4,0%	10,7%
Общехозяйственные и административные расходы	392	2,7%	348	2,7%	12,6%
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	1 581	10,9%	1 330	10,2%	18,9%
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	54	0,4%	74	0,6%	(27,0)%
Износ, истощение и амортизация	1 210	8,3%	1 148	8,8%	5,4%
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов	23	0,1%	23	0,2%	0,0%
Налоги, за исключением налога на прибыль	2 447	16,8%	2 335	17,9%	4,8%
Экспортная пошлина	4 358	29,9%	3 740	28,7%	16,5%
Итого затраты и расходы	11 786	80,9%	10 560	80,9%	11,6%
Операционная прибыль	2 781	19,1%	2 488	19,1%	11,8%
Прочие доходы/(расходы)					
Проценты к получению	174	1,2%	154	1,2%	13,0%
Проценты к уплате	(161)	(1,1)%	(205)	(1,6)%	(21,5)%
Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов	(256)	(1,8)%	(44)	(0,3)%	481,8%
Прибыль/(убыток) от реализации доли инвестиций	7	0,0%	(20)	(0,2)%	(135,0)%
Доля в прибыли/(убытке) зависимых предприятий	81	0,6%	15	0,1%	440,0%
Дивиденды и (убытки)/прибыли от совместной деятельности	(1)	0,0%	(1)	0,0%	0,0%
Убыток от снижения стоимости актива	-	-	-	-	-
Прочие расходы, нетто	(79)	(0,5)%	(279)	(2,1)%	(71,7)%
(Убыток)/прибыль от курсовых разниц	(89)	(0,6)%	(247)	(1,9)%	(64,0)%
Итого прочие доходы/(расходы)	(324)	(2,2)%	(627)	(4,8)%	(48,3)%
Прибыль до налогообложения и доли прочих акционеров	2 457	16,9%	1 861	14,3%	32,0%
Налог на прибыль	(779)	(5,3)%	(698)	(5,3)%	11,6%
Чистая прибыль	1 678	11,5%	1 163	9,0%	44,3%
Минус: чистый (убыток)/прибыль, относящийся к неконтролируемым долям	(4)	0,0%	5	0,0%	(180,0)%
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти	1 674	11,5%	1 168	9,0%	43,3%
Прочая совокупная прибыль/(убыток)	7	0,0%	5	0,0%	40,0%
Совокупный доход	1 681	11,5%	1 173	9,0%	43,3%

Результаты деятельности за сравнимые периоды 2009, 2008 и 2007 гг.

	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>			<i>Изменение</i>	
	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
	(млн. долл. США, за исключением %)				
Выручка от реализации					
Реализация нефти и газа	24 820	36 102	29 902	(31,3)%	20,7%
Реализация нефтепродуктов и продукции нефтехимии	20 736	31 470	18 531	(34,1)%	69,8%
Вспомогательные услуги и прочая реализация	1 270	1 419	783	(10,5)%	81,2%
Итого выручка	46 826	68 991	49 216	(32,1)%	40,2%
Затраты и расходы					
Производственные и операционные расходы	4 024	4 572	3 870	(12,0)%	18,1%
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	1 890	2 942	1 610	(35,8)%	82,7%
Общехозяйственные и административные расходы	1 416	1 632	1 341	(13,2)%	21,7%
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	5 414	5 673	4 226	(4,6)%	34,2%
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	325	248	162	31,0%	53,1%
Износ, истощение и амортизация	4 350	3 983	3 286	9,2%	21,2%
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов	87	120	78	(27,5)%	53,8%
Налоги, за исключением налога на прибыль	8 061	14 810	10 890	(45,6)%	36,0%
Экспортная пошлина	12 131	22 006	13 032	(44,9)%	68,9%
Итого затраты и расходы	37 698	55 986	38 495	(32,7)%	45,4%
Операционная прибыль	9 128	13 005	10 721	(29,8)%	21,3%
Прочие доходы/(расходы)					
Проценты к получению	516	375	214	37,6%	75,2%
Проценты к уплате	(605)	(1 112)	(1 470)	(45,6)%	(24,4)%
Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов	(350)	(58)	(119)	503,4%	(51,3)%
Прибыль от реализации доли инвестиций	5	22	36	(77,3)%	(38,9)%
Доход в результате конкурсного производства ОАО «НК «ЮКОС»	-	-	8 970	-	(100,0)%
Доля в прибыли/(убытке) зависимых предприятий	112	(7)	23	1 700,0%	(130,4)%
Дивиденды и (убытки)/доходы от совместной деятельности	(8)	(11)	18	(27,3)%	(161,1)%
Убыток от снижения стоимости актива	-	(108)	-	(100,0)%	(100,0)%
Прочие расходы, нетто	(350)	(135)	(195)	159,3%	(30,8)%
Прибыль/(убыток) от курсовых разниц	71	1 148	(409)	(93,8)%	(380,7)%
Итого прочие доходы/(расходы)	(609)	114	7 068	(634,2)%	(98,4)%
Прибыль до налогообложения и доли прочих акционеров	8 519	13 119	17 789	(35,1)%	(26,3)%
Налог на прибыль	(2 000)	(1 904)	(4 906)	5,0%	(61,2)%
Чистая прибыль	6 519	11 215	12 883	(41,9)%	(12,9)%
Минус:					
чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемым долям	(5)	(95)	(21)	(94,7)%	352,4%
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти	6 514	11 120	12 862	(41,4)%	(13,5)%
Прочий совокупный доход/(убыток)	18	(40)	-	145,0%	(100,0)%
Совокупный доход	6 532	11 080	12 862	(41,0)%	(13,9)%

Выручка от реализации

В четвертом квартале 2009 года выручка от реализации составила 14 567 млн. долл. США, увеличившись на 11,6% по сравнению с третьим кварталом 2009 год, что в основном было вызвано изменением цен на нефть и нефтепродукты, а также ростом объемов реализации на 1,9%. Структура выручки изменилась как в количественном, так и в стоимостном выражении, в четвертом квартале по сравнению с третьим кварталом. Так доля реализации нефти в общей сумме выручки увеличилась на 3,3% за счет снижения доли реализации нефтепродуктов.

За 2009 год выручка от реализации составила 46 826 млн. долл. США, уменьшившись на 32,1% по сравнению с 2008 годом. Снижение произошло из-за падения средних цен на нефть и нефтепродукты и было частично скомпенсировано ростом объемов реализации на 2,8%. Структура выручки осталась практически неизменной как в количественном, так и стоимостном выражении.

За 2008 год выручка от реализации составила 68 991 млн. долл. США, увеличившись на 40,2% по сравнению с 2007 годом. Рост произошел из-за повышения средних цен на нефть и нефтепродукты, а также за счет увеличения объемов реализации нефтепродуктов. В 2008 году объем реализации увеличился на 2,7% за счет роста объема добычи нефти. Структура выручки изменилась в количественном выражении, так, доля по реализации нефти снизилась и одновременно увеличилась доля по реализации нефтепродуктов, приблизительно на 8%. В стоимостном выражении изменение структуры выручки соответствовало изменению в количественном выражении.

Ниже в таблице представлен анализ реализации нефти, газа, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся				Изменение За 4 и 3 кварталы 2009	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009		30 сентября 2009			2009		2008		2007		2009 и 2008 и	2008 и 2007
	% от итого выручки		% от итого выручки			% от итого выручки		% от итого выручки		% от итого выручки			
(млн. долл. США, за исключением %)													
Нефть													
Экспорт в страны дальнего зарубежья	7 531	51,7%	6 378	48,8%	18,1%	23 019	49,1%	33 463	48,5%	26 822	54,5%	(31,2)%	24,8%
Европа и др. направления	5 989	41,1%	5 133	39,3%	16,7%	18 275	39,0%	25 648	37,2%	20 567	41,8%	(28,7)%	24,7%
Азия	1 542	10,6%	1 245	9,5%	23,9%	4 744	10,1%	7 815	11,3%	6 255	12,7%	(39,3)%	24,9%
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	383	2,6%	353	2,7%	8,5%	1 313	2,8%	2 084	3,0%	2 220	4,5%	(37,0)%	(6,1)%
Реализация нефти на внутреннем рынке	92	0,6%	8	0,1%	1 050,0%	134	0,3%	154	0,2%	521	1,0%	(13,0)%	(70,4)%
Итого реализация нефти	8 006	54,9%	6 739	51,6%	18,8%	24 466	52,2%	35 701	51,7%	29 563	60,0%	(31,5)%	20,8%
Нефтепродукты													
Экспорт в страны дальнего зарубежья	3 437	23,6%	3 226	24,7%	6,5%	11 622	24,8%	16 163	23,4%	9 350	19,0%	(28,1)%	72,9%
Европа и др. направления	2 053	14,1%	1 760	13,5%	16,6%	6 727	14,4%	9 607	13,9%	5 875	11,9%	(30,0)%	63,5%
Азия	1 384	9,5%	1 466	11,2%	(5,6)%	4 895	10,4%	6 556	9,5%	3 475	7,1%	(25,3)%	88,7%
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	43	0,3%	31	0,3%	38,7%	144	0,3%	743	1,1%	338	0,7%	(80,6)%	119,8%
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	2 390	16,4%	2 424	18,6%	(1,4)%	8 304	17,8%	13 707	19,8%	8 605	17,5%	(39,4)%	59,3%
Оптовая реализация	1 647	11,3%	1 686	12,9%	(2,3)%	5 844	12,5%	9 888	14,3%	6 877	14,0%	(40,9)%	43,8%
Розничная реализация	743	5,1%	738	5,7%	0,7%	2 460	5,3%	3 819	5,5%	1 728	3,5%	(35,6)%	121,0%
Реализация бункерного топлива конечным покупателям	118	0,8%	158	1,2%	(25,3)%	426	0,9%	453	0,7%	1	0,0%	(6,0)%	45 200%
Итого реализация нефтепродуктов	5 988	41,1%	5 839	44,8%	2,6%	20 496	43,8%	31 066	45,0%	18 294	37,2%	(34,0)%	69,8%
Реализация продуктов нефтехимии	97	0,7%	59	0,5%	64,4%	240	0,5%	404	0,6%	193	0,4%	(40,6)%	109,3%
Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка	368	2,5%	328	2,5%	12,2%	1 270	2,7%	1 419	2,1%	827	1,7%	(10,5)%	71,6%
Итого реализация	14 567	100,0%	13 048	100,0%	11,6%	46 826	100,0%	68 991	100,0%	49 216	100,0%	(32,1)%	40,2%

Объём реализации

Ниже в таблице представлено распределение объемов реализации нефти, газа, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии:

	За 3 месяца, закончившихся				(% Измене ние за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						(% Измене ние за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009		30 сентября 2009			2009		2008		2007		2009 и 2008	2008 и 2007	
	млн. барр.	% от общего объема	млн. барр.	% от общего объема		млн. барр.	% от общего объема	млн. барр.	% от общего объема	млн. барр.	% от общего объема			
Нефть														
Экспорт в страны дальнего зарубежья	103,44	52,6%	95,25	49,3%	8,6%	381,33	50,1%	359,46	48,6%	385,94	53,6%	6,1%	(6,9)%	
Европа и др. направления	82,88	42,2%	76,89	39,8%	7,8%	304,30	40,0%	280,68	37,9%	299,53	41,6%	8,4%	(6,3)%	
Азия	20,56	10,4%	18,36	9,5%	12,0%	77,03	10,1%	78,78	10,7%	86,41	12,0%	(2,2)%	(8,8)%	
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	7,68	3,9%	7,54	3,9%	1,9%	30,58	4,0%	36,72	5,0%	46,16	6,4%	(16,7)%	(20,5)%	
Реализация на внутреннем рынке	2,93	1,5%	0,29	0,2%	910,3%	4,97	0,7%	3,88	0,5%	14,29	2,0%	28,1%	(72,8)%	
Итого нефть (млн. барр.)	114,05	58,0%	103,08	53,4%	10,6%	416,88	54,8%	400,06	54,1%	446,39	62,0%	4,2%	(10,4)%	
Нефть														
	млн тонн		млн тонн		млн тонн		млн тонн		млн тонн		млн тонн			
Экспорт в страны дальнего зарубежья	14,14	52,6%	13,02	49,3%	8,6%	52,13	50,1%	49,14	48,6%	52,76	53,6%	6,1%	(6,9)%	
Европа и др. направления	11,33	42,2%	10,51	39,8%	7,8%	41,60	40,0%	38,37	37,9%	40,95	41,6%	8,4%	(6,3)%	
Азия	2,81	10,4%	2,51	9,5%	12,0%	10,53	10,1%	10,77	10,7%	11,81	12,0%	(2,2)%	(8,8)%	
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	1,05	3,9%	1,03	3,9%	1,9%	4,18	4,0%	5,02	5,0%	6,31	6,4%	(16,7)%	(20,5)%	
Реализация на внутреннем рынке	0,40	1,5%	0,04	0,2%	910,3%	0,68	0,7%	0,53	0,5%	1,95	2,0%	28,1%	(72,8)%	
Итого нефть (млн.тонн)	15,59	58,0%	14,09	53,4%	10,6%	56,99	54,8%	54,69	54,1%	61,02	62,0%	4,2%	(10,4)%	
Нефтепродукты														
Экспорт в страны дальнего зарубежья	6,40	23,8%	6,93	26,3%	(7,6)%	27,15	26,2%	24,89	24,6%	18,46	18,8%	9,1%	34,8%	
Европа и др. направления	4,00	14,9%	3,95	15,0%	1,3%	16,38	15,8%	15,43	15,2%	11,90	12,1%	6,2%	29,7%	
Азия	2,40	8,9%	2,98	11,3%	(19,5)%	10,77	10,4%	9,46	9,4%	6,56	6,7%	13,8%	44,2%	
Экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)	0,09	0,3%	0,06	0,2%	50,0%	0,36	0,3%	1,05	1,0%	0,70	0,7%	(65,7)%	50,0%	
Реализация на внутреннем рынке	4,33	16,1%	4,75	18,0%	(8,8)%	17,60	16,9%	18,97	18,7%	17,96	18,2%	(7,2)%	5,6%	
Оптовая реализация	3,34	12,4%	3,77	14,3%	(11,4)%	13,93	13,4%	14,91	14,7%	15,65	15,9%	(6,6)%	(4,7)%	
Розничная реализация	0,99	3,7%	0,98	3,7%	1,0%	3,67	3,5%	4,06	4,0%	2,31	2,3%	(9,6)%	75,8%	
Реализация бункерного топлива конечным покупателям	0,29	1,1%	0,4	1,5%	(27,5)%	1,20	1,2%	0,85	0,9%	0,00	0,0%	41,2%	—	
Итого реализация нефтепродуктов	11,11	41,3%	12,14	46,0%	(8,5)%	46,31	44,6%	45,76	45,2%	37,12	37,7%	1,2%	23,3%	
Реализация продукции нефтехимии	0,19	0,7%	0,15	0,6%	26,7%	0,66	0,6%	0,68	0,7%	0,33	0,3%	(2,9)%	106,1%	
Итого нефть, нефтепр-ты, нефтехимия	26,89	100,0%	26,38	100,0%	1,9%	103,96	100,0%	101,13	100,0%	98,47	100,0%	2,8%	2,7%	
Газ														
	млрд.куб.м.					млрд.куб.м.								
Объём реализации	2,86		2,49		14,9%	10,61		10,33		11,45		2,7%	(9,8)%	

Средние цены реализации нефти и нефтепродуктов

В таблице ниже представлены средние сложившиеся цены реализации нефти, газа и нефтепродуктов по сделкам на экспорт и внутренний рынок, проведенным Роснефтью (цена за единицу измерения, указанная в таблице, может отличаться от цен за единицу измерения нефти и нефтепродуктов, сообщаемых информационными агентствами из-за различного состава и качества продукции, а также условий реализации):

	За 3 месяца, закончившихся				%	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						(%). Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009		30 сентября 2009			Изменение за 4 и 3 кварталы	2009		2008		2007		
	(долл. США/баррель)	(долл. США/тонн)	(долл. США/баррель)	(долл. США/тонн)	2009		(долл. США/баррель)	(долл. США/тонн)	(долл. США/баррель)	(долл. США/тонн)	(долл. США/баррель)	(долл. США/тонн)	2009 и 2008
Средняя цена реализации на экспорт													
Экспорт нефти в страны дальнего зарубежья	72,81	532,60	66,96	489,86	8,7%	60,37	441,57	93,09	680,97	69,50	508,38	(35,2)%	33,9%
Европа и др. направления	72,26	528,60	66,76	488,39	8,2%	60,06	439,30	91,38	668,44	68,66	502,25	(34,3)%	33,1%
Азия	75,00	548,75	67,81	496,02	10,6%	61,59	450,52	99,20	725,63	72,39	529,64	(37,9)%	37,0%
Экспорт нефти в страны ближнего зарубежья (СНГ)	49,87	364,76	46,82	342,72	6,4%	42,94	314,11	56,75	415,14	48,09	351,82	(24,3)%	18,0%
Экспорт нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья		537,03		465,51	15,4%		428,07		649,38		506,50	(34,1)%	28,2%
Европа и др. направления		513,25		445,57	15,2%		410,68		622,62		493,70	(34,0)%	26,1%
Азия		576,67		491,95	17,2%		454,50		693,02		529,73	(34,4)%	30,8%
Экспорт нефтепродуктов в страны ближнего зарубежья (СНГ)		477,78		516,67	(7,5)%		400,00		707,62		482,86	(43,5)%	46,5%
Средняя цена на внутреннем рынке													
Нефть	31,40	230,00	27,59	200,00	15,0%	26,96	197,06	39,69	290,57	36,46	267,18	(32,2)%	8,8%
Нефтепродукты		551,96		510,32	8,2%		471,82		722,56		479,12	(34,7)%	50,8%
Оптовая реализация		493,11		447,21	10,3%		419,53		663,18		439,42	(36,7)%	50,9%
Розничная реализация		750,51		753,06	(0,3)%		670,30		940,64		748,05	(28,7)%	25,7%
Газ (долл. США./тыс. куб.м)		37,76		33,33	13,3%		33,36		38,82		29,61	(14,1)%	31,1%
Реализация бункерного топлива конечным покупателям		406,90		395,00	3,0%		355,00		532,94		438,59	(33,4)%	21,5%
Продукция нефтехимии		510,53		393,33	29,8%		363,64		594,12		584,85	(38,8)%	1,6%

Реализация нефти на экспорт в страны дальнего зарубежья

В четвертом квартале 2009 года выручка от экспорта нефти в страны дальнего зарубежья составила 7 531 млн. долл. США, увеличившись на 18,1% по сравнению с третьим кварталом 2009. Увеличение выручки связано с ростом средних цен реализации, оказавшим положительный эффект на выручку в размере 604 млн. долл. США, а также ростом объема реализации на 8,6%, в результате чего выручка увеличилась на 549 млн. долл. США. Увеличение объемов реализации произошло в результате общего роста добычи нефти Компанией в следствие запуска добычи нефти на Ванкорском месторождении.

За 2009 год выручка от экспорта нефти в страны дальнего зарубежья составила 23 019 млн. долл. США, уменьшившись на 31,2% по сравнению с 2008 годом. На выручку оказало существенное влияние падение средних экспортных цен реализации (негативный эффект в размере 12 480 млн. долл. США), которое было частично скомпенсировано ростом объемов реализации на 6,1% (положительный эффект в размере 2 036 млн. долл. США). Увеличение объемов реализации в страны дальнего зарубежья произошло как вследствие перенаправления потоков из стран СНГ, в которых произошло снижение спроса, так и вследствие роста среднесуточной добычи нефти.

За 2008 год выручка от экспорта нефти в страны дальнего зарубежья составила 33 463 млн. долл. США по сравнению с 26 822 млн. долл. США за 2007 год, что составило увеличение на 24,8%. Увеличение выручки связано с ростом средних цен реализации на 33,9% , в результате чего выручка увеличилась на 8 481 млн. долл. США, и сопровождалось падением объема реализации на 6,9%, в результате чего выручка сократилась на 1 840 млн. долл. США.

Реализация нефти на экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)

В четвертом квартале 2009 года выручка от реализации нефти в странах СНГ составила 383 млн. долл. США, увеличившись на 8,5% по сравнению с третьим кварталом 2009 года. Рост выручки связан с ростом цен (положительный эффект в размере 23 млн. долл. США), а также ростом объемов реализации на 1,9%, что привело к росту выручки на 7 млн. долл. США. Увеличение объемов реализации произошло из-за оживления спроса в Беларуси.

За 2009 год выручка от реализации нефти в странах СНГ составила 1 313 млн. долл. США, сократившись на 37,0% по сравнению с 2008 годом. Сокращение выручки было вызвано существенным снижением средних цен на нефть (негативный эффект в размере 422 млн. долл. США), а также сокращением объемов реализации на 16,7%, что привело к уменьшению выручки на 349 млн. долл. США. Падение объемов поставок в СНГ стало следствием существенного падения объемов нефти, поставленных в Казахстан, а также небольшого снижения объемов нефти реализованных в Беларусь.

За 2008 год выручка от реализации нефти в странах СНГ составила 2 084 млн. долл. США по сравнению с 2 220 млн. долл. США за 2007 год, что составило снижение на 6,1% или 136 млн. долл. США. Сокращение выручки связано со снижением объемов реализации на 20,5%, что привело к уменьшению выручки на 454 млн. долл. США и было скомпенсировано увеличением цен на 18,0%, что привело к увеличению выручки на 318 млн. долл. США. В частности падение экспорта в Беларусь составило 1,61 млн тонн.

Реализация нефти на внутреннем рынке

Выручка от реализации нефти на российском внутреннем рынке в четвертом квартале 2009 года составила 92 млн. долл. США, увеличившись в 11,5 раз по сравнению с третьим кварталом 2009 года, что последовало за ростом объемов реализации в 9 раз и имело позитивный эффект на выручку в размере 72 млн. долл. США. Рост объемов реализации обусловлен превышением плана добычи нефти на Ванкоре и ограниченной гибкостью графика экспортных поставок. Рост средних цен реализации привел к увеличению выручки на 12 млн. долл. США.

Выручка от реализации нефти на российском внутреннем рынке за 2009 год составила 134 млн. долл. США, снизившись на 13,0% по сравнению с 2008 годом. Уменьшение выручки было вызвано значительным падением средних цен на нефть (негативный эффект на выручку в размере 64 млн. долл. США). Напротив рост объема реализации на 28,1% дал положительный эффект на выручку в размере 44 млн. долл. США. Основной рост объемов реализации произошел в четвертом квартале.

Выручка от реализации нефти на российском внутреннем рынке в 2008 году составила 154 млн. долл. США, уменьшившись на 367 млн. долл. США или 70,4%. Снижение выручки связано с падением объема реализации на 72,8% в результате чего выручка уменьшилась на 379 млн. долл. США и было частично скомпенсировано ростом цен на 8,8%, что дало положительный эффект в 12 млн. долл. США.

Реализация нефтепродуктов на экспорт в страны дальнего зарубежья

Приведенная ниже таблица показывает выручку и среднюю цену за тонну нефтепродуктов, реализованных в страны дальнего зарубежья.

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения между		
	31 декабря 2009			30 сентября 2009			4 и 3 кварталами		
	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн
Бензины высокооктановые	34	0,04	865,24	30	0,03	879,95	13,3%	33,3%	(1,7)%
Бензины низкооктановые	38	0,05	763,77	24	0,03	728,53	58,3%	66,7%	4,8%
Нафта	450	0,68	666,72	516	0,88	583,63	(12,8)%	(22,7)%	14,2%
Диз. топливо	1 354	2,29	591,45	1 192	2,23	535,32	13,6%	2,7%	10,5%
Мазут	1 498	3,24	462,12	1 417	3,67	386,38	5,7%	(11,7)%	19,6%
Керосин	10	0,02	596,36	11	0,02	556,80	(9,1)%	0,0%	7,1%
Прочее	53	0,08	582,72	36	0,07	534,51	47,2%	14,3%	9,0%
Итого	3 437	6,40	537,03	3 226	6,93	465,51	6,5%	(7,6)%	15,4%

Средняя цена реализации нефтепродуктов может существенно отличаться в зависимости от рынка реализации, что объясняется, в основном, различной структурой реализуемых нефтепродуктов.

В четвертом квартале 2009 года выручка от экспорта нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья составила 3 437 млн. долл. США, увеличившись на 6,5% по сравнению с третьим кварталом 2009 года. Рост средних цен на 15,4% привел к росту выручки на 458 млн. долл. США. В то же время снижение объема реализации на 7,6% дало негативный эффект на выручку в размере 247 млн. долл. США. В четвертом квартале 2009 года прекращение речной навигации вызвало изменение базиса поставки с FCA Самара на FOB Украина по поставкам нефтепродуктов с самарской группы НПЗ. Следствием этого стало увеличение объемов нефтепродуктов в пути и снижение объемов экспорта нефтепродуктов.

Приведенная ниже таблица показывает выручку и среднюю цену за тонну нефтепродуктов, реализованных в страны дальнего зарубежья:

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря,									% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	2009			2008			2007			2009 и 2008			2008 и 2007		
	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/ тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/ тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/ тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/ тонн	млн. долл. США	млн. тонн	США/ тонн
Бензины высокооктановые	127	0,21	595,06	121	0,12	1 000,70	82	0,11	747,23	5,0%	75,0%	(40,5)%	47,6%	9,1%	33,9%
Бензины низкооктановые	108	0,17	625,60	139	0,16	897,82	96	0,14	678,31	(22,3)%	6,3%	(30,3)%	44,8%	14,3%	32,4%
Нафта	1 704	3,31	514,86	2 241	2,97	755,37	1 541	2,30	669,65	(24,0)%	11,4%	(31,8)%	45,4%	29,1%	12,8%
Диз. топливо	4 565	9,35	488,11	7 521	8,71	863,96	3 988	6,18	645,31	(39,3)%	7,3%	(43,5)%	88,6%	40,9%	33,9%
Мазут	4 944	13,76	359,25	5 918	12,68	466,78	3 247	9,01	360,47	(16,5)%	8,5%	(23,0)%	82,3%	40,7%	29,5%
Керосин	47	0,09	546,31	51	0,05	1 008,27	28	0,03	790,68	(7,8)%	80,0%	(45,8)%	82,1%	66,7%	27,5%
Прочее	127	0,26	486,84	172	0,20	853,02	368	0,69	554,46	(26,2)%	30,0%	(42,9)%	(53,3)%	(71,0)%	53,8%
Итого	11 622	27,15	428,07	16 163	24,89	649,38	9 350	18,46	506,50	(28,1)%	9,1%	(34,1)%	72,9%	34,8%	28,2%

За 2009 год выручка от экспорта нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья составила 11 622 млн. долл. США, уменьшившись по сравнению с 2008 годом на 28,1 %. Снижение выручки произошло вследствие снижения средних экспортных цен (негативный эффект на выручку в размере 6 009 млн. долл. США), и было частично компенсировано 9,1% ростом объемов продаж, что привело к росту выручки на 1 468 млн. долл. США. Значительный рост объемов реализации связан с сокращением спроса на внутреннем рынке и снижением рентабельности продаж на рынках СНГ, что привело к перенаправлению потоков на рынки дальнего зарубежья.

За 2009 год цена на низкооктановый бензин была выше чем на высокооктановый вследствие того, что основные объемы высокооктанового бензина были реализованы в первом квартале 2009 года – в период более низких цен, в то время как основные объемы низкооктанового бензина были реализованы во втором и третьем, четвертом кварталах – в периоды более высоких цен.

За 2008 год выручка от экспорта нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья составила 16 163 млн. долл., что составило увеличение на 72,9% по сравнению с 9 350 млн. долл. США в 2007 году. Увеличение выручки связано с ростом средних цен на 28,2% (положительный эффект на выручку в размере 3 556 млн. долл. США.) и увеличением объема реализации на 34,8% (положительный эффект на выручку в размере 3 257 млн. долл. США.).

Реализация нефтепродуктов на экспорт в страны ближнего зарубежья (СНГ)

Приведенная ниже таблица показывает выручку и среднюю цену за тонну нефтепродуктов, реализованных в страны ближнего зарубежья (СНГ):

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения между 4 и 3 кварталами 2009 г.		
	31 декабря 2009			30 сентября 2009			млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн
	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн			
Бензины высокооктановые	11	0,02	529,84	4	0,01	566,16	175,0%	100,0%	(6,4)%
Бензины низкооктановые	1	0,00	371,45	—	—	—	—	—	—
Нафта	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Диз. топливо	16	0,04	448,21	13	0,02	510,76	23,1%	100,0%	(12,2)%
Мазут	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Керосин	2	0,00	0,00	—	—	—	—	—	—
Прочее	13	0,03	546,30	14	0,03	439,80	(7,1)%	0,0%	24,2%
Итого	43	0,09	477,78	31	0,06	516,67	38,7%	50,0%	(7,5)%

В четвертом квартале 2009 года выручка от реализации нефтепродуктов в страны СНГ превысила на 38,7% показатель третьего квартала и составила 43 млн. долл. США. Рост выручки в основном связан с ростом объемов реализации, который был частично скомпенсирован снижением средних цен реализации на 7,5%.

Приведенная ниже таблица показывает выручку и среднюю цену за тонну нефтепродуктов, реализованных в страны ближнего зарубежья (СНГ):

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря,									% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	2009			2008			2007			2009 и 2008			2008 и 2007		
	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн
Бензины высокооктановые	27	0,07	415,36	84	0,14	610,44	67	0,09	722,62	(67,9)%	(50,0)%	(32,0)%	25,4%	55,6%	(15,5)%
Бензины низкооктановые	3	0,01	251,82	9	0,02	514,31	4	0,01	666,03	(66,7)%	(50,0)%	(51,0)%	125,0%	100,0%	(22,8)%
Нафта	2	0,01	346,70	—	—	—	15	0,02	629,01	—	—	—	—	—	—
Диз. топливо	60	0,14	411,59	420	0,50	836,21	122	0,22	564,18	(85,7)%	(72,0)%	(50,8)%	244,3%	127,3%	48,2%
Мазут	0	0,00	0,00	124	0,23	530,69	81	0,21	380,22	(100,0)%	(100,0)%	(100,0)%	53,1%	9,5%	39,6%
Керосин	7	0,02	414,10	71	0,09	825,85	—	—	—	(90,1)%	(77,8)%	(49,9)%	—	—	—
Прочее	45	0,11	410,35	35	0,07	479,86	49	0,15	331,58	28,6%	57,1%	(14,5)%	(28,6)%	(53,3)%	44,7%
Итого	144	0,36	400,00	743	1,05	707,62	338	0,70	482,86	(80,6)%	(65,7)%	(43,5)%	119,8%	50,0%	46,5%

За 2009 год выручка от реализации нефтепродуктов в страны СНГ сократилась на 80,6% и составила 144 млн. долл. США. Такое снижение было в основном связано со снижением на 65,7% объемов реализации, что имело отрицательный эффект на выручку в размере 488 млн. долл. США. Падение объемов связано с перераспределением потоков с рынков ближнего зарубежья на дальнее вследствие большей рентабельности.

За 2008 год выручка от реализации нефтепродуктов в страны СНГ составила 743 млн. долл. США и увеличилась в сравнении с 2007 годом (338 млн. долл. США). Рост выручки связан с увеличением объемов реализации на 50,0%, (положительный эффект на выручку в размере 169 млн. долл. США) и увеличением средних цен на 46,5% (положительный эффект на выручку в размере 236 млн. долл. США).

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

Приведенная ниже таблица показывает выручку и среднюю цену за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке:

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения между 4 и 3 кварталами 2009 г.		
	31 декабря 2009			30 сентября 2009			млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн
	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн	млн. долл. США	млн. тонн	долл. США/тонн			
Бензины высокооктановые	952	1,22	780,19	948	1,27	747,04	0,4%	(3,9)%	4,4%
Бензины низкооктановые	174	0,28	621,33	201	0,31	641,76	(13,4)%	(9,7)%	(3,2)%
Нафта	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Диз. топливо	852	1,66	512,07	891	2,00	445,99	(4,4)%	(17,0)%	14,8%
Мазут	157	0,54	289,85	69	0,25	276,62	127,5%	116,0%	4,8%
Керосин	53	0,11	489,52	50	0,10	488,06	6,0%	10,0%	0,3%
Прочее	202	0,52	375,87	265	0,82	322,71	(23,8)%	(36,6)%	16,5%
Итого	2 390	4,33	551,96	2 424	4,75	510,32	(1,4)%	(8,8)%	8,2%

В 2009 году выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 2 390 млн. долл. США, снизившись на 1,4% по сравнению с третьим кварталом 2009 года. Сокращение выручки было вызвано снижением объемов реализации на 8,8%, что имело негативный эффект на выручку в размере 214 млн. долл. США и было частично компенсировано увеличением средних цен реализации на 8,2% (положительный эффект на выручку в размере 180 млн. долл. США). Снижение объемов реализации в основном объясняется сезонным фактором.

Приведенная ниже таблица показывает выручку и среднюю цену за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке:

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря,							% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря							
	2009		2008		2007		2009 и 2008			2008 и 2007					
	млн. долл. США	млн. тонн	млн. долл. США	млн. тонн	млн. долл. США	млн. тонн	млн. долл. США	млн. тонн	млн. долл. США	млн. тонн	млн. долл. США	млн. тонн	млн. долл. США	млн. тонн	
Бензины высокооктановые	3 194	4,77	670,09	4 071	4,39	926,72	2 262	3,18	712,32	(21,5)%	8,7%	(27,7)%	80,0%	38,1%	30,1%
Бензины низкооктановые	654	1,24	528,86	1 238	1,63	760,54	998	1,68	594,82	(47,2)%	(23,9)%	(30,5)%	24,0%	(3,0)%	27,9%
Нафта	—	—	—	—	—	—	2	0,01	389,34	—	—	—	(100,0)%	(100,0)%	(100,0)%
Диз. топливо	3 142	7,03	447,25	5 473	6,81	803,39	3 008	5,74	524,47	(42,6)%	3,2%	(44,3)%	81,9%	18,6%	53,2%
Мазут	354	1,63	218,04	556	2,01	277,47	675	3,41	197,83	(36,3)%	(18,9)%	(21,4)%	(17,6)%	(41,1)%	40,3%
Керосин	228	0,48	470,56	912	1,11	819,20	530	1,04	510,51	(75,0)%	(56,8)%	(42,6)%	72,1%	6,7%	60,5%
Прочее	732	2,45	294,61	1 457	3,02	483,32	1 130	2,90	372,03	(49,8)%	(18,9)%	(39,0)%	28,9%	4,1%	29,9%
Итого	8 304	17,60	471,82	13 707	18,97	722,56	8 605	17,96	479,12	(39,4)%	(7,2)%	(34,7)%	59,3%	5,6%	50,8%

За 2009 год выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 8 304 млн. долл. США, уменьшившись на 39,4% по сравнению с 2008 годом. Сокращение выручки было вызвано уменьшением средних цен (негативный эффект на выручку в размере 4 413 млн. долл. США), а также снижением объемов реализации на 7,2%, что привело к сокращению выручки на 990 млн. долл. США. Снижение объемов реализации связано с падением покупательского спроса на внутреннем рынке, как следствие экономического кризиса.

За 2008 год выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 13 707 млн. долл., увеличившись на 59,3% по сравнению с 8 605 млн. долл. США в 2007 году. Рост выручки связан с увеличением средних цен на 50,8%, что имело позитивный эффект на выручку в размере 4 618 млн. долл. США и сопровождалось увеличением объемов реализации на 5,6%, что привело к увеличению выручки на 484 млн. долл. США.

Реализация бункерного топлива конечным покупателям

Начиная с декабря 2007 года компания осуществляет реализацию бункерного топлива (мазут, дизельное топливо) в портах РФ, включая морские порты Дальнего Востока, Севера и Юга Европейской части России, а также в речных портах.

В четвертом квартале 2009 года реализация бункерного топлива составила 118 млн. долл. США, снизившись на 25,3% по сравнению с третьим кварталом 2009 года. Снижение выручки было связано с сокращением объемов реализации из-за прекращения речной навигации и сложной ледовой обстановки в морских портах.

За 2009 год реализация бункерного топлива сократилась до 426 млн. долл. США с 453 млн. долл. США за 2008 год. Снижение выручки было обусловлено падением средних цен, и частично компенсировалось ростом объемов реализации на 41,2%. В 2007 году реализация бункерного топлива составила 1 млн. долл. США.

Реализация продукции нефтехимии

Выручка от реализации продукции нефтехимии в четвертом квартале 2009 года составила 97 млн. долл. США, увеличившись на 64,4% по сравнению с третьим кварталом 2009 года. Рост цены на 29,8% привел к росту выручки на 22 млн. долл. США и сопровождался ростом объемов реализации на 26,7%, что привело к положительному эффекту на выручку в размере 16 млн. долл. США. Рост выручки был обусловлен ростом цен и объемов за счет восстановления спроса на продукцию нефтехимии.

За 2009 год выручка от реализации продукции нефтехимии составила 240 млн. долл. США, уменьшившись на 40,6% по сравнению с 2008 годом. Падение выручки было в основном связано с падением цен на 38,8% (негативный эффект на выручку в размере 152 млн. долл. США) и сопровождался снижением объемов реализации на 2,9%, что привело к сокращению выручки на 12 млн. долл. США. Снижение объемов реализации нефтехимической продукции было связано с сокращением спроса в 2009 году.

За 2008 год выручка от реализации продукции нефтехимии составила 404 млн. долл. США, по сравнению с 193 млн. долл. США в 2007 году. Реализация продукции нефтехимии началась в мае 2007 года после приобретения нефтехимических производств.

Реализация газа

Поставки газа Роснефтью до настоящего времени носили ограниченный характер, однако, долгосрочной стратегией Компании предусматривается существенный рост в газовом сегменте. Газпром контролирует доступ к Единой системе газоснабжения (ЕСГ) и является монопольным поставщиком природного газа на внутреннем рынке и единственным экспортером российского газа за рубежом.

Нижеприведенная таблица отражает среднюю цену газа за тыс. куб. м., реализованного за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
Выручка	(млн. долл. США)		%	(млн. долл. США)			%	%
Западная Сибирь	35	28	25,0%	114	112	124	1,8%	(9,7)%
Юг России	48	37	29,7%	157	184	143	(14,7)%	28,7%
Дальний Восток	11	6	83,3%	36	30	25	20,0%	20,0%
Европейская часть России	14	12	16,7%	47	75	47	(37,3)%	59,6%
Итого Роснефть	108	83	30,1%	354	401	339	(11,7)%	18,3%
Продажи	(млрд. куб. м)			(млрд. куб. м)				
Западная Сибирь	1,61	1,50	7,3%	5,98	5,16	6,22	15,9%	(17,0)%
Юг России	0,85	0,68	25,0%	3,24	3,35	3,55	(3,3)%	(5,6)%
Дальний Восток	0,19	0,12	58,3%	0,62	0,59	0,60	5,1%	(1,7)%
Европ-кая часть России	0,21	0,19	10,5%	0,77	1,23	1,08	(37,4)%	13,9%
Итого Роснефть	2,86	2,49	14,9%	10,61	10,33	11,45	2,7%	(9,8)%
Средняя цена	(долл. США/тыс. куб. м)			(долл. США/тыс. куб. м)				
Западная Сибирь	21,76	18,36	18,5%	19,13	21,74	19,98	(12,0)%	8,8%
Юг России	56,52	54,07	4,5%	48,44	55,03	40,40	(12,0)%	36,2%
Дальний Восток	57,68	52,97	8,9%	57,83	51,81	41,28	11,6%	25,5%
Европейская часть России	75,78	64,02	18,4%	62,74	59,83	43,04	4,9%	39,0%
Итого Роснефть	37,76	33,33	13,3%	33,36	38,82	29,61	(14,1)%	31,1%

Рост выручки от реализации газа в четвертом квартале на 30,1% по сравнению с третьим был вызван ростом средних цен (положительный эффект на выручку 13 млн. долл. США), а также увеличением объемов реализации за счет сезонного увеличения спроса (положительный эффект на выручку 12 млн. долл. США).

За 2009 год выручка от реализации газа уменьшилась на 11,7%, и составила 354 млн. долл. США. Снижение выручки в основном связано с падением цен, и было частично скомпенсировано ростом объемов реализации на 2,7%.

За 2008 год выручка от реализации газа составила 401 млн. долл. США, увеличившись на 18,3%, по сравнению с 339 млн. долл. США. Увеличение выручки от реализации газа связано с увеличением цен на 31,1%, в результате чего выручка увеличилась на 95 млн. долл. США, и частично компенсировалось снижением объема реализации на 9,8%, в результате чего выручка уменьшилась на 33 млн. долл. США.

Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка

Роснефть владеет компаниями, которые оказывают услуги бурения, строительства, ремонта и прочие услуги в основном компаниям Группы. Выручка от услуг, оказанных третьим лицам, отражается в консолидированном отчете о прибыли и убытках.

В таблице ниже приведена расшифровка прочей выручки Группы за рассматриваемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						Изменение		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	За 4 и 3 кварталы	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007				
	% от	% от			% от	% от	% от						
	итога	итога			итога	итога	итога						
	выручки	выручки			выручки	выручки	выручки						
(млн. долл. США, за исключением %)													
Услуги бурения	8	2,2%	6	1,80%	33,3%	25	2,0%	38	2,7%	56	6,8%	(34,2)%	(32,1)%
Продажа материалов	124	33,6%	117	35,70%	6,0%	442	34,8%	460	32,4%	130	15,7%	(3,9)%	253,8%
Ремонт и обслуживание	27	7,3%	26	7,90%	3,8%	104	8,2%	170	12,0%	37	4,5%	(38,8)%	359,5%
Аренда	14	3,8%	13	4,00%	7,7%	51	4,0%	57	4,0%	36	4,3%	(10,5)%	58,3%
Строительство	22	6,0%	16	4,90%	37,5%	63	5,0%	110	7,7%	70	8,5%	(42,7)%	57,1%
Транспорт	73	19,8%	74	22,60%	(1,4)%	269	21,2%	243	17,1%	169	20,4%	10,7%	43,8%
Передача электроэнергии	23	6,2%	18	5,50%	27,8%	68	5,4%	49	3,5%	32	3,9%	38,8%	53,1%
Прочее	77	21,1%	58	17,60%	32,8%	248	19,4%	292	20,6%	297	35,9%	(15,1)%	(1,7)%
Итого	368	100,0%	328	100,00%	12,2%	1 270	100,0%	1 419	100,00%	827	100,0%	(10,5)%	71,6%

В четвертом квартале 2009 года прочая выручка составила 368 млн. долл. США, увеличившись на 12,2% по сравнению с третьим кварталом 2009 года.

За 2009 года прочая выручка составила 1 270 млн. долл. США, снизившись на 10,5% по сравнению с 2008 годом.

За 2008 год прочая выручка составила 1 419 млн. долл. США, увеличившись на 71,6% по сравнению с 827 млн. долл. США в 2007 году. Рост выручки обусловлен приобретением сервисных предприятий на аукционах в третьем квартале 2007 года.

Затраты и расходы

Производственные и операционные расходы

Структура операционных расходов по операционным сегментам Компании представлена в таблице ниже:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	За 4 и 3 кварталы	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
	(млн. долл. США)			(%)	(млн. долл. США)			(%)	
Геологоразведка и добыча	528	489		8,0%	1 869	2 414	2 482	(22,6)%	(2,7)%
Переработка, маркетинг и сбыт	391	398		(1,8)%	1 501	1 451	1 020	3,4%	42,3%
Прочие	221	150		47,3%	654	707	368	(7,5)%	92,1%
Итого	1 140	1 037		9,9%	4 024	4 572	3 870	(12,0)%	18,1%

Производственные и операционные расходы в сегменте «Геологоразведка и добыча» включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, оплату труда рабочих, проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, приобретение ГСМ, электроэнергии и прочие аналогичные затраты добывающих подразделений и дочерних компаний Роснефти.

Производственные и операционные расходы сегмента «Геологоразведка и добыча» увеличились до 528 млн. долларов США в четвертом квартале 2009 года по сравнению с третьим кварталом 2009 года или на 8,0%. Рост был обусловлен, в основном, номинальным укреплением рубля по отношению к доллару США на 6,3%, продолжением роста добычи нефти на Ванкоре и прочими факторами. Производственные и операционные расходы Ванкорнефти на баррель добываемой нефти снизились в четвертом квартале 2009 года по сравнению с третьим кварталом 2009 года, но были выше средней величины по Роснефти. Ожидается снижение этих расходов в следующих периодах вследствие увеличения объемов добычи.

За 2009 год производственные и операционные расходы сегмента «Геологоразведка и добыча» снизились на 545 млн. долларов США по сравнению с 2008 годом, что было обусловлено номинальным обесценением рубля по отношению к доллару США на 21,6%, а также проведением мероприятий по сокращению расходов.

Производственные и операционные расходы сегмента «Геологоразведка и добыча» снизились на 68 млн. долларов США в 2008 году по сравнению с 2007 годом в основном за счет эффекта исключения из консолидированной финансовой отчетности Томскнефти в 2008 году, консолидации сервисных предприятий, что было частично скомпенсировано увеличением потребления электроэнергии и тарифов на электроэнергию, увеличения стоимости ремонта скважин, проводимого внешними поставщиками услуг, доначисления резерва под нефтезагрязненные земли по Юганскнефтегазу и прочим нефтедобывающим подразделениям и дочерним обществам.

Операционные расходы сегмента «Геологоразведка и добыча» в расчете на баррель добываемой нефти и баррель добываемого нефтяного эквивалента представлены в таблице ниже:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
	(долл. США)		(%)	(долл. США)		(%)		
Операционные расходы на барр. добываемой нефти	2,75	2,62	5,0%	2,57	3,41	3,48	(24,6)%	(2,0)%
Операционные расходы на барр. добываемого нефтяного эквивалента	2,50	2,41	3,7%	2,34	3,11	3,08	(24,8)%	1,0%

Операционные расходы сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт» снизились до 391 млн. долларов США в четвертом квартале 2009 по сравнению с 398 млн. долларов США в третьем квартале 2009 года, несмотря на номинальное укрепление рубля по отношению к доллару США на 6,3%. Данная тенденция обусловлена, в основном, проведением мероприятий по снижению расходов, снижением арендных платежей и расходов на оплату труда вследствие оптимизации численности работников, увеличением внутригрупповых запасов и прочими факторами.

За 2009 год операционные расходы сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт» составили 1 501 млн. долларов США, увеличившись на 3,4% по сравнению с 2008 годом. Рост был связан, в основном, с ростом арендных платежей, инфляционным ростом затрат, что было частично скомпенсировано снижением номинального курса доллара США по отношению к рублю.

Операционные расходы по сегменту «Переработка, маркетинг и сбыт» составили 1 451 млн. долл. США в 2009 году, увеличившись на 42,3% по сравнению с 2008 годом вследствие включения расходов недавно приобретенных дочерних компаний, консолидированных в течение полного года, увеличения цен закупки жидкого топлива на транспорт и энергетику и индексации заработной платы.

Ниже приведена таблица с операционными расходами по заводам Роснефти:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 квартал	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
			(%)			(%)		
Операционные расходы (млн. долл.)	166	181	(8,3)%	685	847	562	(19,1)%	50,7%
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов (долл./т)	14,07	15,07	(6,6)%	14,56	18,24	17,17	(20,2)%	6,2%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти (долл./т)	13,27	14,18	(6,4)%	13,75	17,09	16,03	(19,5)%	6,6%

Операционные расходы НПЗ в четвертом квартале 2009 года снизились до 166 млн. долларов США по сравнению с 181 млн. долларов США в третьем квартале 2009 года, несмотря на номинальное укрепление рубля по отношению к доллару США на 6,3%. Снижение расходов произошло, в основном, вследствие снижения объема переработки нефти на НПЗ, увеличения внутригрупповых запасов нефтепродуктов и прочих факторов.

За 2009 год операционные расходы НПЗ составили 685 млн. долларов США, снизившись на 19,1% по сравнению с 2008 годом. Снижение было связано с номинальным обесценением рубля по отношению к доллару США на 21,6%, что было частично скомпенсировано ростом стоимости топлива и материалов, использованных в производстве и прочими факторами.

За 2008 год операционные расходы НПЗ составили 847 млн. долларов США, увеличившись на 50,7% по сравнению с двенадцатью месяцами 2007 года, вследствие приобретения пяти российских НПЗ в 2007 году, увеличения цен закупки жидкого топлива на транспорт и энергетику и индексации заработной платы.

Операционные расходы, относящиеся к сегменту «Прочие», увеличились до 221 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года или на 47,3%. Рост произошел, в основном, вследствие сезонных колебаний, роста объемов оказания услуг внешним заказчикам, в частности, роста объемов оказания услуг по текущему и капитальному ремонту скважин, услуг по передаче электроэнергии, прочих услуг, а также роста реализации прочих ТМЦ и других факторов.

За 2009 год эти расходы снизились до 654 млн. долл. США или на 7,5% по отношению к соответствующему периоду 2008 года, в основном, вследствие номинально обесценения рубля по отношению к доллару США на 21,6%, что было частично скомпенсировано ростом индекса потребительских цен и увеличением объемов оказания услуг внешним заказчикам. В 2008 году эти расходы снизились по отношению к 2007 году на 92,1% до 707 млн. долл. США, в основном, вследствие включения расходов приобретенных дочерних компаний, консолидированных в течение полного года.

Стоимость приобретенной нефти и газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти

Ниже приведены объемы и стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов и стоимость переработки нефти Компанией на нефтеперерабатывающих предприятиях третьих лиц за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009		2009	2009	2008	2007	2009 и 2008
Стоимость приобретения нефти (млн. долл. США)	463	436	6,2%	1 513	2 284	934	(33,8)%	144,5%
Объем приобретенной нефти (млн. баррелей)	14,31	13,79	3,8%	57,61	56,54	29,54	1,9%	91,4%
Затраты по приобретению газа (млн. долл. США)	9	6	50,0%	29	46	36	(37,0)%	27,8%
Объем покупного газа (млрд. куб. м)	0,18	0,11	63,6%	0,59	0,74	1,10	(20,3)%	(32,7)%
Стоимость приобретения нефтепродуктов (млн. долл. США) ⁽¹⁾	109	83	31,3%	348	610	442	(43,0)%	38,0%
Объем приобретенных нефтепродуктов (млн. тонн)	0,19	0,15	26,7%	0,71	0,82	0,88	(13,4)%	(6,8)%
Стоимость переработки нефти по договорам процессинга (млн. долл. США) ⁽²⁾	-	-	-	-	2	198	(100,0)%	(99,0)%
Объем нефти, переработанной по договорам процессинга (млн. тонн)	-	-	-	-	0,03	5,24	(100,0)%	(99,4)%
Итого стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти (млн. долл. США)	581	525	10,7%	1 890	2 942	1 610	(35,8)%	82,7%

⁽¹⁾ За четвертый квартал и двенадцать месяцев 2009 года средняя стоимость приобретения нефтепродуктов у третьих лиц предприятиями сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт» была выше средней цены реализации нефтепродуктов вследствие различий в структуре покупаемой и продаваемой продукции.

⁽²⁾ Стоимость переработки нефти в январе и феврале 2008 г. на Стрежневском мини-НПЗ, дочернем обществе Томскнефти.

Компания проводит закупки нефти в основном у зависимых обществ с целью ее переработки на собственных НПЗ. Структура закупок нефти приведена в таблице ниже:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
	(млн. барр.)		(%)		(млн. барр.)		(%)	(%)
Удмуртнефть	3,06	2,89	5,9%	12,90	8,58	22,06	50,3%	(61,1)%
Верхнечонскнефтегаз	0,85	0,70	21,4%	2,26	-	-	-	-
Томскнефть	8,32	8,66	(3,9)%	33,46	42,40	-	(21,1)%	-
Сургутнефтегаз	1,65	1,02	61,8%	5,94	2,08	0,73	185,6%	184,9%
Прочие	0,43	0,52	(17,3)%	3,05	3,48	6,75	(12,4)%	(48,4)%
Итого	14,31	13,79	3,8%	57,61	56,54	29,54	1,9%	91,4%

Роснефть также осуществляет сделки по обмену нефтью для проведения схем замещения с целью оптимизации транспортных расходов при поставках нефти на НПЗ. Выручка и затраты, связанные с этими операциями показаны в виде чистого эффекта и признаны в составе статьи «Тарифы за пользование трубопроводом и расходы на транспортировку» отчета о прибылях и убытках. Данные сделки проводятся с компаниями Газпром нефть, Самараинвестнефть и АТЭК. В четвертом квартале 2009 года объем операций по обмену нефтью составил 10,35 млн. т. по сравнению с 10,63 млн. т. в третьем квартале 2009 года, а также 41,33 млн. т. за 2009 год по сравнению с 40,36 млн. т. за 2008 год. Выгода Роснефти от этих операций составила приблизительно 9 млн. долл. США за четвертый квартал 2009 года и 35 млн. долл. США за 2009 год.

Покупка нефтепродуктов у третьих лиц осуществляется, в основном, для закрытия текущих потребностей сбытовых организаций в нефтепродуктах. Объемы и структура закупок нефтепродуктов подтверждена сезонным колебанием.

В таблице ниже представлены стоимость закупки, объемы и средние цены на тонну нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц:

	Закупки за 3 месяца, закончившихся						% изменения		
	31 декабря 2009			30 сентября 2009			млн. долл. США	млн. т	средняя цена, долл./т
	млн. долл. США	млн. т	средняя цена, долл./т	млн. долл. США	млн. т	средняя цена, долл./т			
								(%)	
Высокооктановые бензины	62	0,09	727,02	57	0,09	635,15	8,8%	0,0%	14,5%
Низкооктановые бензины	8	0,01	557,58	7	0,01	592,17	14,3%	0,0%	(5,8)%
Дизельное топливо	27	0,06	434,97	11	0,03	421,99	145,5%	100,0%	3,1%
Мазут	0	0,00	214,55	1	0,00	240,76	(100,0)%	-	(10,9)%
Керосин	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	12	0,03	384,02	7	0,02	329,35	71,4%	50,0%	16,6%
Итого	109	0,19	573,68	83	0,15	553,33	31,3%	26,7%	3,7%

В таблице ниже представлены стоимость закупки, объемы и средние цены на тонну нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц:

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря								
	2009		2008		2007		2009 и 2008		2008 и 2007						
	млн. долл. США	средняя цена, млн. т долл./т	млн. долл. США	средняя цена, млн. т долл./т	млн. долл. США	средняя цена, млн. т долл./т	млн. долл. США	средняя цена, млн. т долл./т	млн. долл. США	средняя цена, млн. т долл./т					
								(%)			(%)				
Высокооктановые бензины	151	0,25	615,14	182	0,21	868,07	194	0,28	687,26	(17,0)%	19,0%	(29,1)%	(6,2)%	(25,0)%	26,3%
Низкооктановые бензины	21	0,04	533,65	39	0,05	751,37	47	0,08	594,08	(46,2)%	(20,0)%	(29,0)%	(17,0)%	(37,5)%	26,5%
Дизельное топливо	129	0,29	432,00	246	0,30	800,95	133	0,26	520,26	(47,6)%	(3,3)%	(46,1)%	85,0%	15,4%	54,0%
Мазут	17	0,05	342,60	90	0,16	545,48	42	0,20	210,91	(81,1)%	(68,8)%	(37,2)%	114,3%	(20,0)%	158,6%
Керосин	-	-	-	2	0,00	709,59	6	0,01	505,81	(100,0)%	(100,0)%	(100,0)%	(66,7)%	(100,0)%	40,3%
Прочие	30	0,08	385,06	51	0,10	492,85	20	0,05	433,77	(41,2)%	(20,0)%	(21,9)%	155,0%	100,0%	13,6%
Итого	348	0,71	490,14	610	0,82	743,90	442	0,88	501,81	(43,0)%	(13,4)%	(34,1)%	38,0%	(6,8)%	48,2%

Средние цены закупки нефтепродуктов могут отклоняться от средних цен реализации в основном вследствие различной региональной структуры проводимых закупок и продаж, а также различного качества нефтепродуктов. Например, цена закупки мазута у третьих лиц превышает среднюю цену его реализации за 2009 год вследствие приобретения 50 тыс. тонн мазута особого состава (смесь мазута и дизельного топлива) для выполнения обязательств по его поставкам в Азию. Роснефть осуществляла эти закупки, поскольку в настоящее время не производит продукцию с требуемыми характеристиками. Исключая этот фактор, средняя цена приобретения мазута составила 249,43 долл. США за тонну за 2009 год.

Общехозяйственные и административные расходы

Общехозяйственные и административные расходы включают в себя расходы по заработной плате и социальному обеспечению сотрудников (исключая заработную плату рабочих, занятых на предприятиях нефтедобычи и нефтепереработки), комиссионные платежи банкам, профессиональные услуги, расходы на страхование (исключая расходы на страхование имущества предприятий нефтедобычи и нефтепереработки), расходы по обслуживанию социальной инфраструктуры, платежи по лизингу непрофильных активов, изменения в резервах по сомнительным долгам и прочие расходы.

Общехозяйственные и административные расходы в четвертом квартале 2009 года составили 392 млн. долл. США, что на 12,6% выше, чем в третьем квартале 2009 года, в основном, вследствие роста затрат по аудиторским, консультационным и информационным услугам, номинального укрепления рубля по отношению к доллару США на 6,3%, что было компенсировано снижением резерва по сомнительным долгам.

Общехозяйственные и административные расходы за 2009, 2008 и 2007 годы, составили 1 416 млн. долл. США, 1 632 млн. долл. США и 1 341 млн. долл. США, соответственно. Снижение расходов в 2009 году по сравнению с 2008 годом было вызвано, в основном, номинальным обесценением рубля по отношению к доллару США на 21,6%. В 2009 году также было отмечено сокращение прямых общехозяйственных расходов, относящихся к строительству трубопровода на Ванкорском месторождении после запуска трубопровода «Ванкор – Пурпе», и снижение компенсационных платежей в соответствии с мерами по сокращению издержек.

Тарифы за пользование трубопроводом и расходы на транспортировку

Расходы на транспортировку включают расходы по доставке нефти, как на переработку, так и конечным покупателям, а также расходы по доставке нефтепродуктов с НПЗ конечным потребителям (стоимость трубопроводной и железнодорожной транспортировки, морской фрахт, погрузочно-разгрузочные работы, портовые сборы и прочее).

В четвертом квартале 2009 года транспортные расходы Роснефти увеличились до 1 581 млн. долл. США или на 18,9% по сравнению с третьим кварталом 2009 года, что произошло в результате увеличения объемов транспортировки вследствие роста добычи на Ванкоре, изменения тарифов на величину от (1,9)% до 3,9% в рублевом выражении, вследствие номинального укрепления рубля по отношению к доллару США на 6,3%, а также в результате окончания сезона навигации и, как следствие, изменений в структуре используемых транспортных маршрутов.

Изменение удельных затрат по трубопроводному, железнодорожному и смешанному транспорту представлено в таблице ниже.

	За 3 месяца, закончившихся								% изменения		
	31 декабря 2009				30 сентября 2009						
	Объем, млн. т	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млн. долл.	Стоимость транспортировки 1 т	Объем, млн. т	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млн. долл.	Стоимость транспортировки 1 т	Объема	Стоимости	Стоимости транспортировки 1 т
НЕФТЬ											
Экспорт											
Трубопровод	11,46	75,4%	427	37,26	10,54	75,0%	349	33,11	8,7%	22,3%	12,5%
Ж/д и смешанный	3,73	24,6%	266	71,31	3,51	25,0%	237	67,52	6,3%	12,2%	5,6%
Поставка на НПЗ											
Трубопровод	10,83		216	19,94	10,91		209	19,16	(0,7)%	3,3%	4,1%
Ж/д и смешанный	1,62		161	99,38	1,77		156	88,14	(8,5)%	3,2%	12,8%
НЕФТЕПРОДУКТЫ											
Экспорт											
Трубопровод ⁽¹⁾	0,13	1,9%	6	46,15	0,13	1,8%	6	46,15	-	-	-
Ж/д и смешанный	4,84	73,6%	368	76,03	4,12	58,1%	275	66,75	17,5%	33,8%	13,9%
Прочие транспортные расходы⁽²⁾			137				98			39,8%	
Итого	32,61		1 581	48,48	30,98		1 330	42,93	5,3%	18,9%	12,9%

(1) Часть нефтепродуктов в объеме 1,62 млн. т. (24,5% доли всего экспорта нефтепродуктов) и 2,84 млн. т. (40,1% доли всего экспорта нефтепродуктов) экспортировалось в четвертом квартале 2009 г. и в третьем квартале 2009 г. по трубопроводу, принадлежащему Компании, в г. Туапсе, на условиях FCA, где Роснефть непосредственно не несет затрат на транспорт. Операционные расходы трубопровода в г. Туапсе включены в состав операционных расходов Компании.

(2) Прочие транспортные расходы включают железнодорожный тариф, уплаченный Роснефтью при транспортировке нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов до бытовых предприятий, стоимость транспортировки автомобильным транспортом, а также транспортные расходы, связанные с реализацией бункерного топлива.

Увеличение стоимости транспортировки тонны сырой нефти трубопроводным транспортом при поставках на экспорт составило 12,5%, и было вызвано увеличением транспортных тарифов на 6,3% в долларовом выражении, ростом стоимости транспорта по проекту Сахалин-1, изменением структуры использования транспортных маршрутов (в частности, рост поставок нефти от Ванкорнефти до Новороссийска и Приморска, стоимость которых на 13% и 20% дороже, чем на направлении «Юганскнефтегаз – Новороссийск» и «Юганскнефтегаз – Приморск», а также начало поставок нефти через ВСТО на Козьмино).

Увеличение стоимости транспортировки тонны сырой нефти железнодорожным и смешанным транспортом при поставках на экспорт составило 5,6% и было вызвано увеличением транспортных тарифов в долларовом выражении.

Увеличение стоимости транспортировки тонны сырой нефти трубопроводным транспортом при поставках на НПЗ составило 4,1%, и было вызвано ростом транспортных тарифов на 6,3% в долларовом выражении и было частично скомпенсировано снижением объема поставок на КНПЗ нефти Юганскнефтегаза (стоимость транспортировки выше средней по Компании), а также ростом поставок нефти Томскнефти на Ачинский НПЗ и АНХК после снижения в третьем квартале 2009 года.

Увеличение стоимости транспортировки тонны сырой нефти железнодорожным и смешанным транспортом при поставках на НПЗ составило 12,8%, и было вызвано увеличением транспортных тарифов в долларовом выражении.

Изменения стоимости транспортировки тонны нефтепродуктов трубопроводным транспортом на экспорт не произошло из-за компенсации увеличения транспортных тарифов изменением структуры использования транспортных маршрутов.

Увеличение стоимости транспортировки тонны нефтепродуктов железнодорожным и смешанным транспортом при поставках на экспорт составило 13,9% и было вызвано увеличением транспортных тарифов при экспорте нефтепродуктов на величину от 4,2% до 6,3%, а также изменением структуры транспортных маршрутов после окончания сезона речной навигации.

За 2009 год транспортные расходы Роснефти снизились до 5 414 млн. долл. США, или на 4,6% по сравнению с 2008 годом. Снижение было результатом падения среднего курса доллара США по отношению к рублю на 21,6%, что было частично скомпенсировано ростом тарифов транспортных монополий на величину от 6,0% до 27,2% в рублях и изменением структуры транспортных маршрутов.

За 2008 год транспортные расходы Роснефти увеличились до 5 673 млн. долл. США, или на 34,2% по сравнению с 2007 годом. Рост был результатом увеличения тарифов транспортных монополий на величину от 2,5% до 28,2% в рублях, а также роста среднего курса доллара США по отношению к рублю на 2,9% и изменениям структуры транспортных маршрутов.

Изменение удельных затрат по трубопроводному, железнодорожному и смешанному транспорту представлено в таблице ниже.

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря												Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	2009				2008				2007				2009 и 2008			2008 и 2007		
	Объем, млн. т	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млн. долл.	Стоимость, транспортировки 1 т	Объем, млн. т	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млн. долл.	Стоимость, транспортировки 1 т	Объем, млн. т	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млн. долл.	Стоимость, транспортировки 1 т	Объема	Стоимости	Стоимости, транспортировки 1 т	Объема	Стоимости	Стоимости, транспортировки 1 т
НЕФТЬ																		
Экспорт																		
Трубопровод	41,54	73,8%	1 355	32,62	38,99	72,2%	1 258	32,26	41,48	70,2%	1 024	24,68	6,5%	7,7%	1,1%	(6,0)%	22,9%	30,7%
Ж/д и смешанный	14,77	26,2%	961	65,06	15,04	27,8%	1 163	77,33	17,62	29,8%	1 192	67,62	(1,8)%	(17,4)%	(15,9)%	(14,6)%	(2,4)%	14,4%
Поставка на НПЗ																		
Трубопровод	42,61		779	18,28	41,71		819	19,64	38,51		656	17,03	2,2%	(4,9)%	(6,9)%	8,3%	24,8%	15,3%
Ж/д и смешанный	6,99		614	87,84	5,48		606	110,58	5,24		466	88,92	27,6%	1,3%	(20,6)%	4,6%	30,0%	24,4%
НЕФТЕПРОДУКТЫ																		
Экспорт																		
Трубопровод ⁽¹⁾	0,85	3,1%	36	43,35	1,70	6,6%	79	46,47	1,50	7,8%	60	40,31	(50,0)%	(54,4)%	(8,9)%	13,3%	31,7%	15,3%
Ж/д и смешанный	18,98	68,3%	1 244	65,54	16,51	63,6%	1 194	72,32	10,42	58,0%	541	51,88	15,0%	4,2%	(9,4)%	58,4%	120,7%	39,4%
Прочие транспортные расходы⁽²⁾			425				554				287			(23,3)%			93,0%	
Итого	125,74		5 414	43,06	119,43		5 673	47,50	114,76		4 226	36,82	5,3%	(4,6)%	(9,3)%	4,1%	34,2%	29,0%

(1) Часть нефтепродуктов в объеме 7,96 млн. т. (28,6% доли всего экспорта нефтепродуктов), 7,72 млн. т. (29,8% доли всего экспорта нефтепродуктов) и 6,55 млн. т. (34,2% доли всего экспорта нефтепродуктов) экспортировалось за 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно, по трубопроводу, принадлежащему Компании, в г. Туапсе, на условиях FCA, а также по закупочным контрактам, где Роснефть непосредственно не несет затрат на транспорт. Операционные расходы трубопровода в г. Туапсе включены в состав операционных расходов Компании.

(2) Прочие транспортные расходы включают железнодорожный тариф, уплаченный Роснефтью при транспортировке нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов до сбытовых предприятий, стоимость транспортировки автомобильным транспортом, а также транспортные расходы, связанные с реализацией бункерного топлива.

Начало промышленной добычи в Ванкорнефти в 2009 году стало одним из основных факторов увеличения транспортных расходов. В 2009 году на Ванкорнефти было добыто 26,63 млн. барр. нефти, из которых 3,78 млн. барр. было поставлено на экспорт через порт Новороссийск, 15,65 млн. барр. было экспортировано через порт Приморск, 0,51 млн. барр. и 0,44 млн. барр. было экспортировано через КТК и ВСТО, соответственно, а 2,83 млн. барр. было направлено на переработку на НПЗ Роснефти. Оставшиеся объемы были использованы на технологические нужды, а также для заполнения нефтью промысловой инфраструктуры Ванкорнефти, трубопровода «Ванкорнефть – Пурпе» и остались в качестве запасов в трубопроводной системе Транснефти.

Рост стоимости транспортировки тонны сырой нефти трубопроводным транспортом при поставках на экспорт в 2009 году по отношению к 2008 году составил 1,1% и был вызван изменением структуры используемых транспортных маршрутов (в частности, рост поставок нефти от Ванкорнефти до Новороссийска и Приморска, и начало поставок нефти через ВСТО на Козьмино), что было частично скомпенсировано снижением транспортных тарифов на величину от 0,4% до 3,4% в долларовом выражении. Рост стоимости транспортировки тонны сырой нефти трубопроводным транспортом при поставках на экспорт в 2008 году по отношению к 2007 году составил 30,7% и был вызван увеличением транспортных тарифов на величину от 26,4% до 28,5% в долларовом выражении, а также изменением структуры используемых транспортных маршрутов.

Снижение стоимости транспортировки тонны сырой нефти железнодорожным и смешанным транспортом при поставках на экспорт в 2009 году по отношению к 2008 году составило 15,9%, и было вызвано снижением транспортных тарифов в долларовом выражении. Рост стоимости транспортировки тонны сырой нефти железнодорожным и смешанным транспортом при поставках на экспорт в 2008 году по отношению к 2007 году составил 14,4% и был вызван увеличением транспортных тарифов в долларовом выражении и изменением структуры используемых транспортных маршрутов.

Снижение стоимости транспортировки тонны сырой нефти трубопроводным транспортом при поставках на НПЗ в 2009 году по отношению к 2008 году составило 6,9%, и было вызвано снижением транспортных тарифов на величину от 0,3% до 3,5% в долларовом выражении, а также изменением структуры использованных транспортных маршрутов (в частности, снизившиеся поставки сырой нефти из Пурнефтегаза в Туапсе). Рост стоимости транспортировки тонны сырой нефти трубопроводным транспортом при поставках на НПЗ в 2008 году по отношению к 2007 году составил 15,3% и был вызван ростом транспортных тарифов на величину от 17,9% до 31,9% в долларовом выражении, а также изменением структуры использованных транспортных маршрутов.

Снижение стоимости транспортировки тонны сырой нефти железнодорожным и смешанным транспортом при поставках на НПЗ в 2009 году по отношению к 2008 году составило 20,6%, и было вызвано, главным образом, снижением транспортных тарифов в долларовом выражении. Рост стоимости транспортировки тонны сырой нефти железнодорожным и смешанным транспортом при поставках на НПЗ в 2008 году по отношению к 2007 году составил 24,4% и был вызван, главным образом, ростом транспортных тарифов в долларовом выражении.

Снижение стоимости транспортировки тонны нефтепродуктов трубопроводным и смешанным транспортом при поставках на экспорт в 2009 году по отношению к 2008 году составило 8,9% и 9,4%, соответственно, и было вызвано, главным образом, снижением транспортных тарифов на величину от 6,1% до 13,6% в долларовом выражении на маршрутах от НПЗ Роснефти до портов перевалки. Рост стоимости транспортировки тонны нефтепродуктов трубопроводным и смешанным транспортом при поставках на экспорт в 2008 году по отношению к 2007 году составил 15,3% и 39,4%, соответственно, и был вызван, главным образом, ростом транспортных тарифов на величину от 9,3% до 25,3% в долларовом выражении на маршрутах от НПЗ Роснефти до портов перевалки.

Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа

Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа включают в себя в основном затраты на разведочное бурение, сейсморазведку и геолого-геофизические работы.

Затраты на разведочное бурение капитализируются в случае обнаружения коммерческих запасов нефти и газа или, в противном случае, списываются как расходы текущего периода.

В четвертом квартале 2009 года расходы на разведку запасов нефти и газа составили 54 млн. долл. США, снизившись на 27,0% по сравнению с третьим кварталом 2009 года. Эти затраты снизились в результате сезонного снижения затрат на геофизику по месторождениям Самаранефтегаза и Пурнефтегаза.

За 2009 год расходы на разведку запасов нефти и газа составили 325 млн. долл. США, увеличившись на 31,0% по сравнению с 2008 годом. Это было связано со списанием затрат по сухим скважинам по проекту Курмангазы, на Терской площади и других лицензионных участках, увеличением расходов на геологоразведочные работы, проводимые на месторождениях Самаранефтегаза. Рост этих затрат был частично скомпенсирован снижением расходов на геологоразведочные работы по проекту Курмангазы и проекту Вал Шатского, а также снижением расходов на геофизические исследования на месторождениях Юганскнефтегаза.

За 2008 год расходы на разведку запасов нефти и газа составили 248 млн. долл. США, увеличившись на 53,1% по сравнению с 2007 годом. Увеличение было связано с началом геологоразведочных работ по проекту Вал Шатского и Курмангазы, ростом расходов на геофизические работы по Юганскнефтегазу и Самаранефтегазу, что было частично скомпенсировано снижением стоимости геологоразведочных работ на месторождениях Самаранефтегаза.

Износ, истощение и амортизация

Износ, истощение и амортизация включает в себя износ нефтедобывающих активов, а также прочих активов производственного и непроизводственного назначения.

В четвертом квартале 2009 года износ, истощение и амортизация составили 1 210 млн. долл. США по сравнению с 1 148 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года.

За 2009, 2008 и 2007 года, амортизация и истощение составили 4 350 млн. долл. США, 3 983 млн. долл. США и 3 286 млн. долл. США, соответственно. Рост данной статьи затрат в 2009 году по сравнению с 2008 годом вызван началом эксплуатации Ванкорского месторождения. Увеличение амортизации и истощения в 2008 году по сравнению с 2007 годом связано преимущественно с покупкой новых активов в 2007 году.

Налоги, за исключением налога на прибыль

Налоги, за исключением налога на прибыль включают в себя налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), акцизы, единый социальный налог, налог на имущество и прочие налоги.

База для расчета налога на добычу полезных ископаемых рассмотрена выше в разделе «Основные факторы, влияющие на результаты деятельности — Налогообложение — Ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин».

Ниже приведены налоги, за исключением налога на прибыль, начисленные Компанией за анализируемые периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>		<i>За 12 месяцев закончившихся 31 декабря</i>		<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
	(млн. долл. США, за исключением %)							
Налог на добычу полезных ископаемых	2 078	1 930	7,7%	6 502	12 817	9 323	(49,3)%	37,5%
Акцизы	231	245	(5,7)%	893	1 120	861	(20,3)%	30,1%
Отчисление на социальное страхование	72	80	(10,0)%	361	430	291	(16,0)%	47,8%
Налог на имущество	67	62	8,1%	236	261	186	(9,6)%	40,3%
Налог на землю	4	1	300,0%	16	23	15	(30,4)%	53,3%
Транспортный налог	1	1	0,0%	4	5	4	(20,0)%	25,0%
Штрафы, пени и прочие платежи в бюджет	(6)	16	-	49	154	210	(68,2)%	(26,7)%
Итого налоги, за исключением налога на прибыль	2 447	2 335	4,8%	8 061	14 810	10 890	(45,6)%	36,0%

В четвертом квартале 2009 года налоги, за исключением налога на прибыль, увеличились на 4,8% и составили 2 447 млн. долл. США по сравнению с 2 335 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. Такое увеличение, в основном, вызвано ростом НДПИ в связи с увеличением ставки НДПИ на 11,3% и укреплением номинального курса рубля.

За 2009 год сумма налогов, за исключением налога на прибыль, снизилась на 45,6%, и составила 8 061 млн. долл. США по сравнению с 14 810 млн. долл. США за 2008 год. Снижение налогов, за исключением налога на прибыль, связано со снижением ставки НДПИ на 45,9% и обесценением курса рубля по отношению к доллару, а также, с уменьшением суммы выплаченных штрафных санкций в 2009 году.

За 2008 год налоги, за исключением налога на прибыль, выросли на 36,0% и составили 14 810 млн. долл. США по сравнению с 10 890 млн. долл. США за 2007 год. Основной рост налогов, за исключением налога на прибыль, обусловлен увеличением ставки НДПИ на баррель на 38,7%, которая выросла за счет роста средней мировой цены на нефть.

Ниже представлены фактические ставки НДС на баррель и НДС на баррель нефтяного эквивалента за анализируемые периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>		<i>За 12 месяцев, закончившийся 31 декабря</i>		<i>Изменение за 12 месяцев</i>	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
	(долл. США, за исключением %)							
Действующие ставки НДС	12,93	11,62	11,3%	9,91	18,31	13,20	(45,9)%	38,7%
Фактические расходы по НДС на баррель	10,82	10,36	4,4%	8,93	18,11	13,08	(50,7)%	38,5%
Фактические расходы по НДС на баррель нефтяного эквивалента	9,85	9,51	3,6%	8,15	16,53	11,58	(50,7)%	42,7%

Фактическая ставка по НДС ниже, чем официальные данные за анализируемые периоды, в основном, за счет применения пониженной ставки НДС, установленной законодательством, в отношении месторождений с истощением запасов более 80% и нулевой ставки НДС для Ванкорского месторождения, действующей до момента достижения накопленной добычи в размере 25 млн. т.

В четвертом квартале 2009 года льготы по НДС за счет льготного налогообложения месторождений со значительной выработанностью и за счет применения нулевой ставки НДС составили 307 млн. долл. США (включая льготу по НДС, относящуюся к Ванкорскому месторождению в размере 215 млн. долл. США). В третьем квартале 2009 года льготы по НДС за счет льготного налогообложения месторождений со значительной выработанностью и за счет применения нулевой ставки НДС составили 194 млн. долл. США (включая льготу по НДС, относящуюся к Ванкорскому месторождению в размере 113 млн. долл. США).

За 2009 год льготы по НДС за счет льготного налогообложения месторождений со значительной выработанностью и за счет применения нулевой ставки НДС составили 597 млн. долл. США (включая льготу по НДС, относящуюся к Ванкорскому месторождению в размере 315 млн. долл. США).

За 2008 год и 2007 годы льготы по НДС за счет льготного налогообложения месторождений со значительной выработанностью и за счет применения нулевой ставки НДС составили 116 млн. долл. США и 87 млн. долл. США.

Экспортные таможенные пошлины

Экспортные таможенные пошлины, уплачиваемые Компанией, включают в себя пошлины на экспорт нефти и нефтепродуктов. Экспортные таможенные пошлины рассмотрены выше в разделе «—Основные факторы, влияющие на результаты деятельности—Налогообложение—Ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДС) и экспортных пошлин».

Ниже приведены суммы экспортных таможенных пошлин за рассматриваемые периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>		<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>		<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 и 2008	2008 и 2007
	(долл. США, за исключением %)							
Экспортные пошлины на нефть	3 479	2 905	19,8%	9 441	17 200	10 754	(45,1)%	59,9%
Экспортные пошлины на нефтепродукты	879	835	5,3%	2 690	4 806	2 278	(44,0)%	110,9%
Экспортные пошлины	4 358	3 740	16,5%	12 131	22 006	13 032	(44,9)%	68,9%

В таблице ниже представлен расчет Компании показателей, относящихся к таможенным пошлинам за рассматриваемые периоды.

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009		2009	2009	2008	2007	2009 и 2008
	(долл. США/баррель)		%	(долл. США/баррель)			%	
Средняя цена Юралс	74,26	68,00	9,2%	61,01	94,52	69,39	(35,4)%	36,2%
Действующая ставка таможенной пошлины	33,85	30,68	10,3%	24,51	48,56	28,23	(49,5)%	72,0%
Гипотетические экспортные таможенные пошлины, рассчитанные в соответствии с формулой таможенного законодательства по средней цене нефти марки Юралс (т.е. без влияния задержки)	36,02	31,95	12,8%	27,40	49,19	32,88	(44,2)%	49,6%
Средняя ставка экспортной пошлины Компании при продаже нефти на экспорт в страны дальнего зарубежья	33,73	30,58	10,3%	24,89	48,50	28,27	(48,7)%	71,6%
Средняя ставка экспортной пошлины Компании при продаже нефти на экспорт (все направления)	32,36	29,27	10,6%	23,82	46,17	25,34	(48,4)%	82,2%

Фактическая ставка экспортной пошлины Компании – ниже, чем установленная за период, в основном, это вызвано неравномерностью объемов ежемесячных экспортных поставок, подлежащих обложению различными ставками таможенных пошлин, устанавливаемых ежемесячно, а также преференциями в отношении экспортных поставок на территорию Беларусь, нулевой ставкой по экспорту нефти в Казахстан и экспорту нефти Сахалина-1.

В таблице далее представлена информация об объемах экспорта, к которым применяются разные экспортные ставки:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009		2009	2009	2008	2007	2009 и 2008
	(млн. баррелей)		%	(млн. баррелей)			%	
Экспорт в страны дальнего зарубежья (обычные ставки)	100,89	92,72	8,8%	370,37	345,82	368,95	7,1%	(6,3)%
Экспорт в Беларусь (ставка с пониженным коэффициентом)	6,63	6,54	1,4%	26,01	26,69	38,44	(2,5)%	(30,6)%
Экспорт в Казахстан (нулевая ставка)	1,05	1,02	2,9%	4,57	10,03	7,72	(54,4)%	29,9%
Экспорт Сахалин-1 (нулевая ставка)	2,55	2,51	1,6%	10,96	13,64	16,99	(19,6)%	(19,7)%
Итого	111,12	102,79	8,1%	411,91	396,18	432,10	4,0%	(8,3)%

Операционная прибыль

Принимая во внимание вышеперечисленные факторы, операционная прибыль увеличилась на 11,8 % до 2 781 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года по сравнению с 2 488 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. В процентном отношении к выручке операционная прибыль составила 19,1% в четвертом и в третьем кварталах 2009 года. В процентном отношении к выручке операционная прибыль до налогов, кроме налога на прибыль и экспортной пошлины составила 65,8% и 65,6% в четвертом квартале 2009 и в третьем квартале 2009 года, соответственно.

Принимая во внимание вышеперечисленные факторы, операционная прибыль снизилась на 29,8%, до 9 128 млн. долл. США, за 2009 год по сравнению с 2008 годом. В процентном отношении к выручке операционная прибыль составила 19,5% и 18,9% за 2009 и 2008 года, соответственно.

В процентном отношении к выручке операционная прибыль до налогов, кроме налога на прибыль и экспортной пошлины составила 62,6% и 72,2% за 2009 и 2008 годы соответственно.

Прочие доходы/(расходы)

Проценты к получению

Проценты к получению увеличились на 13,0% до 174 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года по сравнению с 154 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. За 2009 проценты к получению увеличились на 37,6% по сравнению с 2008 годом, и составили 516 млн. долл. США и 375 млн. долл. США.

Рост процентов к получению произошел в результате увеличения сумм размещенных депозитов в четвертом квартале 2009 года и в 2009 году по сравнению с 2008 годом.

Проценты к уплате

В четвертом квартале 2009 года проценты к уплате сократились на 21,5% и составили 161 млн. долл. США по сравнению с 205 млн. долл. США третьем квартале 2009 года. Снижение процентов к уплате вызвано уменьшением справедливой стоимости обязательств по сделке процентного SWAP.

За 2009 год проценты к уплате снизились на 45,6% по сравнению с 2008 годом, и составили 605 млн. долл. США против 1 112 млн. долл. США в 2008 году. Основными причинами снижения процентов к уплате стали снижение ставки ЛИБОР и увеличение суммы капитализированных процентов с 279 млн. долл. США в 2008 году до 354 млн. долл. США в 2009 году.

Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов

Время от времени Компания продает и списывает основные средства. В четвертом квартале 2009 года убыток от выбытия внеоборотных активов составил 256 млн. долл. США по сравнению с 44 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года.

За 2009, 2008 и 2007 года убыток от выбытия внеоборотных активов составил 350 млн. долл. США, 58 млн. долл. США и 119 млн. долл. США, соответственно.

Доля в (прибылях)/убытках зависимых компаний

В четвертом квартале 2009 года доля в прибыли зависимых компаний составила 81 млн. долл. США по сравнению с 15 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. Причиной такого роста является увеличение прибыли в зависимых компаниях, в основном, в компании Томскнефть.

За 2009, 2008 и 2007 годы доля в прибыли зависимых компаний составила 112 млн. долл. США, (7 млн. долл. США – убыток) и 23 млн. долл. США, соответственно.

Прочие (расходы)/доходы, нетто

Прочие расходы, нетто, в основном, включают затраты социального характера и списание торговой и прочей дебиторской и кредиторской задолженности.

В четвертом квартале 2009 года прочие расходы составили 79 млн. долл. США, по сравнению с прочими расходами в сумме 279 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. Сокращение расходов в четвертом квартале 2009 года по сравнению с третьим кварталом 2009 года связано, прежде всего, с тем, что в третьем квартале были начислены штрафы Федеральной антимонопольной службой, для целей GAAP отчетности.

За 2009, 2008 и 2007 годы прочие расходы составили, соответственно, 350 млн. долл. США, 135 млн. долл. США и 195 млн. долл. США.

(Убыток)/прибыль от курсовых разниц

В четвертом квартале 2009 года убыток от курсовых разниц составил 89 млн. долл. США по сравнению с 247 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. За 2009, 2008 и 2007 годы, результат от курсовых разниц составил 71 млн. долл. США (прибыль), 1 148 млн. долл. США (прибыль) и 409 млн. долл. США (убыток), соответственно.

Налог на прибыль

В следующей таблице приводится расчет эффективной ставки налога на прибыль по ГААП США за рассматриваемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2008	2007
Эффективная ставка по налогу на прибыль Роснефти по ГААП США	32%	37%	23%	15%	28%

Действующее российское законодательство не предусматривает понятие «консолированного налогоплательщика». Налог на прибыль исчислялся исходя из налогооблагаемой прибыли каждой компании, входящей в группу «Роснефть», рассчитанной в соответствии с Налоговым кодексом РФ.

Компания придерживается положений FASB ASC 740-270 «Налог на прибыль (промежуточная отчетность)» для определения эффективной налоговой ставки. Эффективная налоговая ставка в промежуточные отчетные периоды представляет собой наилучшую оценку прогнозируемой годовой налоговой ставки, которая применяется к налогооблагаемой прибыли за текущий отчетный период. Данная ставка рассчитывается исходя из действующей ставки налога (20%), оценки годового эффекта постоянных разниц и возмещения определенных отложенных налоговых активов. В течение отчетного года прогнозная эффективная налоговая ставка может варьироваться.

Чистая (прибыль)/убыток, относящиеся к неконтролируемым долям

Доля прочих акционеров в прибылях дочерних предприятий Роснефти составила 4 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года по сравнению с убытком в размере 5 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. Данное изменение произошло, главным образом, за счет роста прибыли по ГААП стандартам в некоторых дочерних компаниях Роснефти, в которых Компания не имеет 100% доли участия.

Доля прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий Роснефти составила 5 млн. долл. США за 2009 год по сравнению с 95 млн. долл. США в 2008 году и 21 млн. долл. США в 2007 году.

Чистая прибыль

В результате описанного выше, чистая прибыль увеличилась в четвертом квартале 2009 года на 43,3%, до 1 674 млн. долл. США с 1 168 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. В процентах к выручке чистая прибыль составила 11,5% и 9,0% в четвертом и в третьем кварталах 2009 года, соответственно.

В результате описанного выше, чистая прибыль снизилась за 2009 год на 41,4%, до 6 514 млн. долл. США с 11 120 млн. долл. США за 2008 год. В 2007 году чистая прибыль составила – 12 862 млн. долл. США. В процентах к выручке чистая прибыль составила 13,9%, 16,1% и 26,1% за 2009, 2008 и 2007 года, соответственно.

Ликвидность и капитальные ресурсы

Движение денежных средств

Ниже представлены основные статьи отчета о движении денежных средств за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009		2009	2009	2008	2007	2009 и 2008
	(млн. долл. США)		Раз	(млн. долл. США)			Раз	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	3 056	2 521	1,2	10 319	14 393	17 110	(1,4)	(1,2)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(3 448)	(2 024)	1,7	(8 788)	(10 822)	(20 095)	(1,2)	(1,9)
Чистые денежные средства, полученные (использованные) в финансовой деятельности	1 464	(573)	3,6	(877)	(3 074)	3 440	(3,5)	(2,1)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 3 056 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года и по сравнению с 2 521 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, включают операции с торговыми ценными бумагами (отток денежных средств от таких операций составил 257 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 и приток в размере 90 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года, чистый отток денежных средств от операций с торговыми ценными бумагами составил 472 млн. долл. США за 2009 год). Скорректированные чистые денежные средства составили 3 313 млн. долл. США за четвертый квартал 2009 года и 2 431 млн. долл. США за третий квартал 2009. На увеличение величины чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, повлияло, в основном, увеличение прибыли на 43,3% и изменение оборотного капитала. В четвертом квартале 2009 снижение оборотного капитала на 389 млн. долл. США вызвано следующими факторами:

- снижением суммы торговой дебиторской задолженности в размере 844 млн. долл. США в связи с погашением дебиторской задолженности по поставкам нефти и нефтепродуктов и прочих ТМЦ;
- Ростом суммы торговой и прочей кредиторской задолженности на 140 млн. долл. США;
- Увеличением налоговых обязательств (главным образом, по НДС и налогу на прибыль) на 205 млн. долл. США.

Такое снижение было компенсировано следующим:

- ростом стоимости запасов на 189 млн. долл. США (в основном, нефти) в связи с вводом в эксплуатацию Ванкорского месторождения и с ростом ставки НДС;
- ростом таможенных платежей и ростом прочих авансовых платежей (в основном, за транспортные услуги) в размере 746 млн. долл. США, которые были произведены в конце года в связи с ростом объемов услуг и предстоящими нерабочими днями в январе 2010 года.

Денежные средства, скорректированные по итогам 2009 года на результат от операций с торговыми ценными бумагами в размере 472 млн. долл. США, составили 10 791 млн. долл. США. На снижение величины чистых денежных средств по сравнению с 2008 годом, полученных от операционной деятельности, повлияло, в основном, снижение прибыли на 41,4%.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 3 448 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года и 2 024 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. На рост показателя чистых денежных средств, используемых в инвестиционной деятельности, повлиял, главным образом, рост размещенных средств на краткосрочных депозитах в 2009 году по сравнению с 2008 годом, а также рост затрат по капитальному строительству.

За 2009 и 2008 годы чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 8 788 млн. долл. США и 10 822 млн. долл. США, соответственно. На снижение показателя чистых денежных средств, используемых в инвестиционной деятельности, повлияли, главным образом, снижение затрат по капитальному строительству, а также разница в динамике депозитов под *margin call*. В 2007 году чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 20 095 млн. долл. США, что почти в два раза превышает показатель 2008 года, вследствие приобретения новых активов сегментов «Геологоразведка» и «Добыча и переработка, маркетинг и сбыт».

Чистые денежные средства, полученные (использованные) в финансовой деятельности

Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, составили 1 464 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года, по сравнению с 573 млн. долл. США, использованными в финансовой деятельности в третьем квартале 2009 года. На изменение показателя денежных средств, полученных от финансовой деятельности, в основном, повлияло получение транша в размере 3 млрд. долл. США по Китайскому кредиту в четвертом квартале, а также уменьшение суммы выплат по прочим кредитам.

За 2009 и 2008 годы, чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 877 млн. долл. США и 3 074 млн. долл. США, соответственно.

Снижение чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности за 2009 год, по сравнению с аналогичными периодом 2008 года, объясняется, в основном, получением транша в 10 млрд. долл. США (из 15 млрд. долл. США) по долгосрочному китайскому кредиту.

Капитальные затраты

Ниже представлены капитальные затраты и затраты на покупку лицензий Роснефти по видам деятельности за анализируемые периоды 2009, 2008 и 2007 годы:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 3 и 4 кварталы</i>	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>			<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2009	2008	2007	2009 н 2008	2008 н 2007
	(млн. долл. США)		(%)	(млн. долл. США)			(%)	(%)
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	687	515	33,4%	2 252	2 866	2 185	(21,4)%	31,2%
ЗАО «Ванкорнефть»	594	671	(11,5)%	2 531	2 433	1 009	4,0%	141,1%
ООО «РН-Пурнефтегаз»	124	67	85,1%	276	491	423	(43,8)%	16,1%
ООО «РН-Северная нефть»	17	14	21,4%	76	181	212	(58,0)%	(14,6)%
ОАО «Самаранефтегаз»	39	39	-	156	195	115	(20,0)%	69,6%
ОАО «Томскнефть»	-	-	-	-	-	233	-	(100,0)%
Прочие ⁽¹⁾	228	131	74,0%	576	311	432	85,2%	(28,0)%
Итого геологоразведка и добыча	1 689	1 437	17,5%	5 867	6 477	4 609	(9,4)%	40,5%
ОАО «НК «Роснефть»	3	32	(90,6)%	49	122	99	(59,8)%	23,2%
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	85	42	102,4%	208	137	106	(51,8)%	29,2%
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	17	22	(22,7)%	92	73	61	26,0%	19,7%
ОАО «Ангарская НХК»	32	13	146,2%	79	83	80	(4,8)%	3,4%
ОАО «Ачинский НПЗ»	28	13	115,4%	54	44	62	22,7%	(29,0)%
ОАО «Сызранский НПЗ»	31	22	40,9%	77	78	31	(1,3)%	151,6%
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	22	13	69,2%	56	54	44	3,7%	22,7%
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	31	21	47,6%	69	55	52	25,5%	5,8%
Сбытовые подразделения и прочие ⁽²⁾	188	112	67,9%	409	488	458	(16,2)%	6,6%
Итого переработка, маркетинг и сбыт	437	290	50,7%	1 093	1 134	993	(3,6)%	14,2%
Прочая деятельность³	112	62	80,6%	325	543	329	(40,1)%	65,0%
Промежуточный итог капитальных затрат	2 238	1 789	25,1%	7 285	8 154	5 931	(10,7)%	37,5%
Увеличение/ (уменьшение) материалов для кап. строительства	(142)	(20)	(>100,0)%	(33)	578	309	(>100,0)%	87,1%
Прочее имущество, приобретенное в ходе аукциона ⁴	-	-	-	-	-	540	-	(100,0)%
Итого капитальные затраты	2 096	1 769	18,5%	7 252	8 732	6 780	(16,9)%	28,8%
Затраты на приобретение лицензий	18	78	(76,9)%	96	47	90	104,3%	(47,8)%

1) Включая: Краснодарнефтегаз, Ставропольнефтегаз, Сахалин -1, Грознефтегаз, ВСНК, Дагнефтегаз.

2) Компании, предоставляющие услуги переработки и хранения.

3) Компании, оказывающие прочие услуги.

4) Имущество, приобретенное в составе лотов 17-18, в ходе процедуры банкротства Юкоса.

Капитальные затраты Роснефти, с учетом приобретенных материалов, увеличились на 18,5% или на 327 млн. долл. США до 2 096 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года по сравнению с 1 769 млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. Рост капитальных затрат частично объясняется укреплением курса рубля по отношению к доллару в квартальном выражении.

За двенадцать месяцев 2009 года капитальные затраты Роснефти, с учетом приобретенных материалов, уменьшились до 7 252 млн. долл. США, или на 16,9%, по сравнению с 8 732 млн. долл. США за аналогичный период 2008 года. Снижением капитальных вложений произошло, главным образом, в связи с обесценением курса рубля в годовом выражении.

Сумма капитальных затрат включает сумму капитализированных процентов в размере 55 млн. долл. США и 39 млн. долл. США в четвертом и третьем кварталах 2009 года, соответственно. За двенадцать месяцев 2009 и 2008 годов сумма капитализированных процентов составила 354 млн. долл. США и 279 млн. долл. США, соответственно.

Расходы в сегменте «Геологоразведка и добыча» выросли в четвертом квартале 2009 года до 1 689 млн. долл. США, или на 17,5% по сравнению с третьим кварталом 2009 года. В 2009 году капитальные затраты сегмента «Геологоразведка и добыча» составили 5 867 млн. долл. США, тогда как в 2008 году они составляли 6 477 млн. долл. США.

Рост расходов в сегменте «Переработка, маркетинг и сбыт» составил 437 млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года по сравнению с третьим кварталом 2009 года, или 50,7%. Рост затрат по модернизации в данном сегменте, прежде всего связан с обеспечением устойчивого роста количественных и качественных показателей переработки, а также соблюдения современных требований к производимой продукции. Результатом модернизации является рост добавленной стоимости производимых нефтепродуктов, и соответствие продукции современным нормам «Евро 3» с 2011 года, «Евро 4» с 2012 года и «Евро 5» с 2015 года. Компания планирует провести модернизацию своих производственных мощностей в соответствии с новыми техническими требованиями, которые направлены на обеспечение выпуска моторных топлив, бензина дизельного топлива, увеличение выхода светлых нефтепродуктов.

За двенадцать месяцев 2009 года затраты в данном сегменте сократились на 41 млн. долл. США и составили 1 093 млн. долл. США по сравнению с 1 134 млн. долл. США с аналогичным периодом 2008 года.

В четвертом квартале 2009 года капитальные затраты по другим направлениям деятельности составили 112 млн. долл. США по сравнению с 62 млн. долл. США за третий квартал 2009 года, в основном, за счет выполнения и сдачи работ по капитальному строительству по итогам года. За двенадцать месяцев 2009 года капитальные затраты по другим направлениям деятельности сократились на 218 млн. долл. США.

Начиная с четвертого квартала 2006 г. Компания закупает материалы для строительства и реализует контрагентам, оказывающим услуги по строительству и бурению.

Изменение остатков неиспользованных материалов, предназначенных для капитального строительства, составило (142) млн. долл. США в четвертом квартале 2009 года по сравнению с (20) млн. долл. США в третьем квартале 2009 года. За двенадцать месяцев 2009 года изменение остатков неиспользованных материалов, предназначенных для капитального строительства, составило (33) млн. долл. США по сравнению с 578 млн. долл. США за аналогичный период 2008 года.

В 2009 затраты на покупку лицензий в размере 96 млн. долл. США представляют собой затраты по приобретению лицензий на права пользования недрами на Лабаганском участке, Рудниковском, Байкальском, Многопольском и Северо-Колендинском участках. Затраты на покупку лицензий за 2008 год представляют собой затраты по приобретению лицензии на права пользования недрами на Умоткинском участке.

Долговые обязательства

За последние годы Роснефть привлекала существенные объемы краткосрочных и долгосрочных заимствований в дополнение к чистым денежным средствам, полученным от операционной деятельности, с целью финансирования капиталовложений в существующие активы и на приобретение новых активов и лицензий на добычу. Большая часть кредитов и займов была привлечена за 2007 год с целью финансирования приобретения активов.

Общая задолженность по привлеченным кредитам и займам Компании составила 23 507 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 года по сравнению с 24 165 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 года.

В основном, долгосрочные кредиты обеспечены уступкой кредитору прав требования в отношении выручки по экспортным контрактам на поставку сырой нефти. Заимствования Роснефти, обеспеченные экспортными поставками нефти (за исключением экспорта в СНГ), составляют 84,6% общего объема задолженности по состоянию на 31 декабря 2009 года и 60,4% по состоянию на 31 декабря 2008 года.

По состоянию на 31 декабря 2009 года и 31 декабря 2008 года, в качестве обеспечения по кредитным договорам использовано 49,5% и 46,3% от всего объема экспортных поставок нефти, приходящихся на соответствующие периоды (за исключением экспорта в СНГ), соответственно.

Сумма скорректированного чистого долга Компании составила 18 489 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 года по сравнению с 21 283 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 года.

Расчет скорректированного чистого долга приведен в таблице:

По состоянию на:	31 декабря	30 сентября	31 декабря
	2009	2009	2008
	млн.долл.США		
Краткосрочные кредиты	7 838	7 713	14 084
Долгосрочные кредиты	15 669	13 646	10 081
Задолженность итого	23 507	21 359	24 165
Деньги и денежные эквиваленты	(1 997)	(938)	(1 369)
Банковские краткосрочные депозиты	(1 184)	(248)	-
Структурированные депозиты и сделка обратного РЕПО	(529)	(78)	(983)
Краткосрочные векселя и прочие краткосрочные ликвидные ценные бумаги	(475)	(216)	(530)
Чистый долг	19 322	19 879	21 283
Среднесрочные депозиты, размещенные при наличии свободных операционных денежных средств	(833)	(1 017)	-
Скорректированный чистый долг	18 489	18 862	21 283

Ключевые финансовые показатели деятельности

Компания проводит постоянный мониторинг и оценку своей деятельности. Ключевые показатели деятельности, используемые Компанией, а также другие существенные финансовые коэффициенты, представлены ниже:

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2008	2007
Маржа EBITDA	27,6%	28,0%	29,0%	24,8%	29,4%
Скорректированная маржа чистой прибыли	11,4%	9,2%	13,8%	15,1%	13,2%
Отношение чистого долга к задействованному капиталу	0,29	0,30	0,29	0,35	0,48
Отношение чистого долга к скорректированной EBITDA, в годовом выражении	1,15	1,29	1,36	1,24	1,82
Коэффициент ликвидности	1,13	0,91	1,13	0,68	0,68
			(долл. США на баррель)		
EBITDA в расчете на баррель нефти	20,89	19,63	18,63	24,17	20,29
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти	8,79	7,71	8,06	9,15	6,47
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти	2,75	2,62	2,57	3,41	3,48
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на баррель	6,24	3,13	4,73	7,93	2,62
			(долл. США на баррель нефтяного эквивалента)		
EBITDA в расчете на баррель нефтяного эквивалента	19,03	18,04	17,00	22,07	17,96
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента	8,01	7,08	7,35	8,36	5,73
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента	2,50	2,41	2,34	3,11	3,08
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на баррель нефтяного эквивалента	5,69	2,88	4,32	7,24	2,32

Компания рассматривает «EBITDA на баррель», «операционные расходы по добыче нефти и газа на баррель» и «операционные расходы по добыче нефти и газа на баррель нефтяного эквивалента», а также связанные с ними индикаторы как важные показатели эффективности деятельности Компании. Помимо этого, данные показатели часто используются финансовыми аналитиками, инвесторами и другими заинтересованными сторонами при оценке нефтегазовых компаний. Как аналитические инструменты эти показатели имеют ряд ограничений и не должны рассматриваться в отрыве от анализа, или заменять собой анализ результатов операционной деятельности Компании, отраженных согласно ГААП США.

Все коэффициенты «на производственную единицу» рассчитаны путем деления суммы соответствующих показателей в долл. США на объем добычи (в млн. барр. или млн. барр. нефтяного эквивалента), без учета запасов.

В таблице ниже представлены соответствующие данные, относящиеся к указанным показателям за указанные периоды:

Показатели по сегменту «Геологоразведка и добыча»

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2008	2007
Капитальные затраты по добыче нефти и газа (млн. долл. США)	1 689	1 437	5 867	6 477	4 609
Операционные затраты по добыче нефти и газа (млн. долл. США)	528	489	1 869	2 414	2 482
Добыча нефти (млн. баррелей)	192,13	186,37	728,06	707,68	712,83
Добыча нефти и газа (млн. баррелей нефтяного эквивалента)	210,90	202,84	797,83	775,16	804,90

Расчет скорректированного свободного денежного потока

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2008	2007
	(млн. долл. США)				
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	3 056	2 521	10 319	14 393	17 110
Капитальные затраты	(2 096)	(1 769)	(7 252)	(8 732)	(6 780)
Свободный денежный поток	960	752	3 067	5 661	10 330
Операции с торговыми ценными бумагами	257	(90)	472		
Покупка лицензий	(18)	(78)	(96)	(47)	(90)
Скорректировано на полученные средства от банкротства Юкоса	-	-	-	-	(8 371)
Скорректированный свободный денежный поток	1 199	584	3 443	5 614	1 869

Расчет маржи EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2008	2007
	(млн. долл. США, за исключением %)				
Операционная прибыль	2 781	2 488	9 128	13 005	10 721
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов	23	23	87	120	78
Износ, истощение и амортизация	1 210	1 148	4 350	3 983	3 286
Пени по налоговой задолженности, сформировавшийся в ОАО «Юганскнефтегаз» в 1999-2004 гг.	-	-	-	-	374
EBITDA	4 014	3 659	13 565	17 108	14 459
Выручка от реализации	14 567	13 048	46 826	68 991	49 216
Маржа EBITDA	27,6%	28,0%	29,0%	24,8%	29,4%

Расчет скорректированной маржи чистой прибыли

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2009	30 сентября 2009	2009	2008	2007
	(млн. долл. США, за исключением %)				
Чистая прибыль	1 674	1 168	6 514	11 120	12 862
Эффект от сделки процентного свопа (SWAP) и обесценения активов	(18)	31	(42)	285	14
Эффект от изменения ставки по налогу на прибыль	-	-	-	(956)	-
Эффект от конкурсного производства Юкоса и пеней по налог. задолженности Юганскнефтегаза 1994-2004	-	-	-	-	(6 379)
Скорректированная чистая прибыль	1 656	1 199	6 472	10 449	6 497
Выручка от реализации	14 567	13 048	46 826	68 991	49 216
Скорректированная маржа чистой прибыли	11,4%	9,2%	13,8%	15,1%	13,2%

Расчет коэффициента ликвидности

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2009	2008	2007
	(млн. долл. США, за исключением коэффициентов)		
Оборотные активы	15 169	12 807	14 968
Краткосрочные обязательства	13 443	18 697	22 124
Коэффициент ликвидности	1,13	0,68	0,68

Расчет задействованного капитала и связанных показателей

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2009	2008	2007
	млн. долл. США		
Краткосрочные кредиты и краткосрочная часть долгосрочной задолженности	7 838	14 084	15 550
Задолженность по долгосрочным кредитам и обязательствам	15 669	10 081	11 723
Денежные средства и их эквиваленты ⁽¹⁾	(5 018)	(2 882)	(998)
Чистый долг	18 489	21 283	26 275
Акционерный капитал	44 831	38 903	28 440
Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях	706	695	277
Собственный капитал	45 537	39 598	28 717
Задействованный капитал	64 026	60 881	54 992
Средний собственный капитал ⁽²⁾	42 568	34 158	25 409
Средний задействованный капитал ⁽³⁾	62 454	57 937	45 208

(1) Расчет чистого долга представлен в разделе «Долговые обязательства».

(2) Средний собственный капитал включая долю меньшинства рассчитывается как среднее арифметическое из значений собственного капитала включая долю меньшинства на начало и конец соответствующего периода.

(3) Средний задействованный капитал рассчитывается как среднее арифметическое из значений задействованного капитала на начало и конец соответствующего периода.

Расчет доходности на средний задействованный капитал (ROACE)

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2009	2008	2007
	(млн. долл. США, за исключением %)		
Операционная прибыль	9 128	13 005	10 721
Налог на прибыль	(2 000)	(1 904)	(4 906)
Эффект от изменения ставки по налогу на прибыль	-	(956)	-
Налог на прибыль от банкротства ЮКОСа	-	-	2 153
Пени, начисленные по налоговой задолженности, сформировавшейся в ОАО «Юганскнефтегаз» в 1999-2004 годах	-	-	438
Прибыль для расчета ROACE	7 128	10 145	8 406
Средний задействованный капитал	62 454	57 937	45 208
ROACE	11,4%	17,5%	18,6%

Расчет доходности на средний собственный капитал (ROAE)

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2009	2008	2007
	(млн. долл. США, за исключением %)		
Чистая прибыль	6 472	10 449	6 497
Средний собственный капитал, включая долю прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	42 568	34 158	25 409
ROAE в годовом выражении	15,2%	30,6%	25,6%