

**Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 30 сентября и 30 июня 2013 г., и девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2013 и 2012 гг.**

## Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 30 сентября 2013 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 30 сентября и 30 июня 2013 г., и девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2013 и 2012 гг., и должен рассматриваться вместе с промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетностью Группы и примечаниями к ней, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Данный отчет представляет финансовое состояние и результаты деятельности Группы на консолидированной основе. В данном отчете термины «Газпром нефть», «Компания», «Группа», означают ОАО «Газпром нефть», ее дочерние общества и пропорционально консолидированные предприятия (совместные операции по МСФО 11) («Томскнефть» и «Salym petroleum development» (SPD)). Термин «Совместные предприятия» означает общества, отражаемые по методу долевого участия.

Тонны добытой нефти пересчитаны в баррели с использованием коэффициентов, учитывающих плотность нефти на каждом из наших месторождений. Приобретенная нефть, а также иные операционные показатели, выраженные в баррелях, пересчитаны в баррели с использованием коэффициента 7,33 барреля на тонну. Кубические метры пересчитаны в кубические футы с использованием коэффициента 35,31 кубических футов на кубический метр. Нефть пересчитана в баррели нефтяного эквивалента (барр. н. э.) из расчета 1 баррель на 1 барр. н. э., и газ пересчитан из расчета 6 тысяч кубических футов на 1 барр. н. э.

## Заявления прогнозного характера

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера, касающиеся финансового положения, результатов деятельности и бизнеса Газпром нефти и консолидируемых обществ. Все заявления, за исключением утверждений о свершившихся фактах, являются или могут рассматриваться в качестве заявлений прогнозного характера. Заявления прогнозного характера представляют собой утверждения о будущих ожиданиях, основанных на текущей ситуации и допущениях руководства, и учитывают известные и неизвестные риски и неопределенности, которые могут привести к тому, что фактические результаты, показатели или события будут существенно отличаться от тех, которые содержатся или подразумеваются в настоящем отчете.

Помимо прочего, заявления прогнозного характера содержат утверждения, касающиеся возможного влияния рыночных рисков на Газпром нефть, и утверждения, содержащие ожидания, предположения, оценки, прогнозы, планы и допущения руководства. Такие заявления прогнозного характера определяются наличием следующих терминов и фраз: «подразумевать», «предполагать», «в состоянии», «оценивать», «ожидать», «намереваться», «могло бы», «планировать», «цели», «взгляд», «вероятно», «проект», «будет», «добиваться», «стремиться», «риски», «задачи», «следует» и подобных терминов и фраз. Существует множество факторов, которые могут повлиять на будущую деятельность Газпром нефти и привести к существенным отклонениям будущих результатов от тех, которые содержатся в заявлениях прогнозного характера в этом отчете, включая (но, не ограничиваясь) следующие: (а) колебание цен на нефть и газ; (б) изменение спроса на продукцию Компании; (в) изменение курса иностранной валюты; (г) результаты бурения и добычи; (д) оценка резервов; (е) потеря доли рынка и конкуренция в отрасли; (ж) экологические и материальные риски; (з) риски, связанные с определением подходящей для приобретения собственности и активов, а также успешное ведение переговоров и завершение таких сделок; (и) экономические и финансовые рыночные условия в различных странах и регионах; (к) политические риски, отсрочка или ускорение реализации проектов, утверждение и оценка затрат; и (л) изменение торговой конъюнктуры.

## Изменения в основных положениях учетной политики

Начиная с 1 января 2013 года Группа применила ряд новых стандартов МСФО, таких как: МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность», МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации об участии в других предприятиях». В результате применения новых стандартов, в частности МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность», Группа перешла с метода долевого участия Томскнефть и Салым Петролеум Девелопмент на пропорциональную консолидацию активов и обязательств в отношении данных обществ.

Операционная информация, приведенная ниже, была перегруппирована (включая прошлые периоды), чтобы быть сопоставимой с финансовой информацией.

Подробная информация о применении МСФО 11 раскрыта в примечании 2 к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за 9 месяцев, закончившихся 30 сентября 2013 г.

## Основные финансовые и операционные показатели

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %		9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
<b>Финансовые результаты (млн. руб.)</b>						
402 312	359 080	12,0	Продажи	1 117 346	1 125 533	(0,7)
101 352	73 874	37,2	Скорректированная EBITDA <sup>1</sup>	251 919	244 894	2,9
6 522,0	4 797,0	36,0	руб./т. н. э.	5 458,7	5 524,3	(1,2)
27,1	20,7	31,0	долл. США <sup>2</sup> /барр. н. э.	23,5	24,2	(2,7)
57 533	38 054	51,2	Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	135 154	134 677	0,4
143 716	133 785	7,4	Чистый долг	143 716	170 845	(15,9)
<b>Операционные результаты</b>						
114,17	113,11	0,9	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	339,04	326,00	4,0
1,24	1,24	-	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,24	1,19	4,2
94,21	91,83	2,6	Добыча нефти с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	276,89	279,32	(0,9)
119,76	127,68	(6,2)	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	372,90	280,10	33,1
10,90	10,83	0,7	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	32,09	32,67	(1,8)

<sup>1</sup>EBITDA является дополнительным финансовым показателем, который не определяется МСФО. Расчет представлен в Приложении.

<sup>2</sup>пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период.

## **Основные события за 9 месяцев 2013 г.**

- Осуществлена первая отгрузка нефти с Новопортовского и Мессояхского месторождений;
- Получена первая нефть на Южно-Киньяминском месторождении;
- Подписано соглашение с Shell о партнерстве в области разведки и добычи сланцевой нефти;
- Пробурена поисково-оценочная скважина и получена первая нефть на Баженовской свите Красноленинского месторождения («Сланцевая нефть»);
- Подписано соглашение о создании совместного предприятия для производства модифицированных битумов и битумных эмульсий, а также их реализации на российском рынке;
- На Московском НПЗ завершена реконструкция следующих установок:
  - гидроочистки дизельного топлива в апреле 2013 г.;
  - гидроочистки бензинов каталитического крекинга в мае 2013 г.;
  - изомеризации в июле 2013 г.

Это позволило начать производство дизельного топлива экологического класса 5 и полностью перейти на производство высокооктановых бензинов экологического класса 5;

- На Ярославском НПЗ введена в эксплуатацию новая установка гидроочистки дизельного топлива, позволившая увеличить выпуск дизельных топлив экологического класса 5;
- Сеть по продаже авиатоплива за пределами России расширена до 117 обслуживаемых аэропортов (88 на начало 2013 г.);
- Расширена сеть бункеровочного бизнеса: завершено приобретение Gazpromneft Marine Bunker Balkan S.A. (Румыния) и AS Baltic Marine Bunker (Эстония), введен в эксплуатацию новый бункеровщик для работы на Дальнем Востоке, начата бункеровка судов в морском порту Сочи;
- Впервые объявлены промежуточные дивиденды по итогам 6 месяцев 2013г.

#### Результаты за 9 месяцев 2013 г. по сравнению с 9 месяцами 2012 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 4,0% и составила 339,04 млн. бар. н. э. вследствие продолжающегося роста добычи на Приобском месторождении, увеличения утилизации ПНГ, увеличения добычи природного газа на Муравленковском месторождении и запуска Самбургского месторождения СеверЭнергии;
- Объем переработки нефти снизился на 1,8% вследствие проведения ремонта установки первичной переработки нефти на Омском НПЗ в сентябре 2013 и снижения объема переработки на Мозырском НПЗ;
- Увеличение объема добычи и объема реализации нефтепродуктов через премиальные каналы сбыта способствовали росту показателя скорректированная EBITDA на 2,9% и прибыли, относящейся к акционерам ОАО Газпром нефть, на 0,4%.

#### Результаты за 3 квартал 2013 г. по сравнению со 2 кварталом 2013 г.

- Суточная добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях стабилизировалась на уровне 1,24 млн. барр. н. э. в сутки;
- Объем переработки вырос на 0,7% вследствие завершения ремонтов на Московском и Ярославском НПЗ, прошедших во 2 квартале 2013г., но сдерживался снижением объема переработки на Омском НПЗ во время ремонта установки первичной переработки нефти в сентябре 2013г.;
- Рост цен на нефть и нефтепродукты способствовал росту продаж на 12,0%, что вместе с позитивным влиянием экспортных пошлин в третьем квартале 2013г., по сравнению с негативным влиянием во втором квартале 2013г. (эффект запаздывания пошлин), способствовало росту показателя скорректированная EBITDA на 37,2% и прибыли, относящейся к акционерам ОАО «Газпром нефть», на 51,2%.

### Анализ операционных результатов деятельности

#### Эксплуатационное бурение

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %		9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
<b>Дочерние компании</b>						
807	772	4,5	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	2 194	1 949	12,6
224	185	21,1	Количество новых скважин (шт.)	553	502	10,2
33,68	35,54	(5,2)	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	35,89	35,84	0,2
<b>Пропорционально консолидированные предприятия</b>						
157	231	(32,4)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	575	655	(12,1)
57	67	(14,9)	Количество новых скважин (шт.)	168	179	(6,2)
<b>Совместные предприятия</b>						
307	280	9,5	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	776	541	43,5
61	47	29,8	Количество новых скважин (шт.)	139	113	23,0

- Рост объемов бурения связан с интенсификацией разбуривания месторождений Оренбургского региона и началом разработки Южно-Киняминского месторождения, приобретенного в 1 квартале 2013.

## Добыча

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %		9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
	<b>(млн. т.)</b>		<b>Нефть</b>	<b>(млн. т.)</b>		
3,82	3,67	4,1	Ноябрьскнефтегаз	11,11	11,64	(4,6)
3,34	3,26	2,5	Хантос*	9,78	9,11	7,4
1,30	1,27	2,4	Томскнефть	3,80	3,83	(0,8)
0,88	0,86	2,3	SPD	2,61	2,88	(9,4)
0,45	0,34	32,4	Оренбург	1,12	0,78	43,6
0,32	0,30	6,7	НИС	0,94	0,91	3,3
0,35	0,27	29,6	Восток	0,85	0,76	11,8
0,21	0,37	(43,2)	Прочие	1,00	1,31	(23,7)
			<b>Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями</b>	<b>31,21</b>	<b>31,22</b>	<b>(0,0)</b>
2,10	2,11	(0,5)	Доля в добыче Славнефти	6,33	6,71	(5,7)
0,05	0,04	25,0	Доля в добыче СеверЭнергии	0,13	0,04	225,0
<b>2,15</b>	<b>2,15</b>	<b>-</b>	<b>Доля в добыче совместных предприятий</b>	<b>6,46</b>	<b>6,75</b>	<b>(4,3)</b>
			<b>Итого добыча нефти</b>			
<b>12,82</b>	<b>12,49</b>	<b>2,6</b>	<b>млн. т.</b>	<b>37,67</b>	<b>37,97</b>	<b>(0,8)</b>
<b>94,21</b>	<b>91,83</b>	<b>2,6</b>	<b>млн. барр.</b>	<b>276,89</b>	<b>279,32</b>	<b>(0,8)</b>
	<b>(млрд. куб. м.)</b>		<b>Газ**</b>	<b>(млрд. куб. м.)</b>		
2,07	2,32	(10,8)	Ноябрьскнефтегаз	6,81	5,22	30,5
0,06	0,03	100,0	Хантос*	0,12	0,08	50,0
0,19	0,22	(13,6)	Томскнефть	0,62	0,59	5,1
0,03	0,04	(25,0)	SPD	0,10	0,10	-
0,46	0,41	12,2	Оренбург	1,18	0,83	42,2
0,14	0,13	7,7	НИС	0,41	0,41	-
0,02	0,02	-	Восток	0,05	0,04	25,0
0,01	0,02	(50,0)	Прочие	0,07	0,08	(12,5)
			<b>Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями</b>	<b>9,36</b>	<b>7,35</b>	<b>27,4</b>
0,10	0,11	(9,1)	Доля в добыче Славнефти	0,31	0,31	-
0,31	0,32	(3,1)	Доля в добыче СеверЭнергии	0,89	0,27	229,6
<b>0,41</b>	<b>0,43</b>	<b>(4,7)</b>	<b>Доля в добыче совместных предприятий</b>	<b>1,20</b>	<b>0,58</b>	<b>106,9</b>
<b>3,39</b>	<b>3,62</b>	<b>(6,4)</b>	<b>Итого добыча газа</b>	<b>10,56</b>	<b>7,93</b>	<b>33,2</b>
	<b>(млн. т. н. э.)</b>		<b>Углеводороды</b>	<b>(млн. т. н. э.)</b>		
13,06	12,91	1,2	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	38,73	37,13	4,3
2,48	2,49	(0,4)	Доля в добыче совместных предприятий	7,42	7,20	3,1
			<b>Итого добыча углеводородов</b>			
<b>15,54</b>	<b>15,40</b>	<b>0,9</b>	<b>млн. т. н. э.</b>	<b>46,15</b>	<b>44,33</b>	<b>4,1</b>
<b>114,17</b>	<b>113,11</b>	<b>0,9</b>	<b>млн. барр. н. э.</b>	<b>339,04</b>	<b>326,00</b>	<b>4,0</b>
			<b>Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)</b>	<b>1,24</b>	<b>1,19</b>	<b>4,2</b>

\* С 1 марта 2013 года произошло объединение Хантоса с Югрой

\*\* Добыча газа состоит из объемов товарного газа и газа, использованного на собственные нужды.

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 4,2% год к году и осталась стабильной квартал к кварталу;
- Добыча нефти по Группе снизилась на 0,8% год к году, что обусловлено ростом обводненности и снижением добычи нефти на зрелых месторождениях. Снижение добычи нефти частично компенсируется продолжающимся ростом добычи на Приобском месторождении и Оренбургских активах за счет активного разбуривания и ввода новых скважин;

- Объем добычи газа по Группе вырос на 33,2% год к году главным образом вследствие увеличения добычи природного газа на Муравленковском месторождении, реализации программы по утилизации попутного газа и запуска Самбургского месторождения СеверЭнергии;
- Объем добычи газа по Группе снизился на 6,4% квартал к кварталу вследствие сезонных факторов.

### Покупка нефти

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %	(млн. т.)	9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
1,16	1,15	0,9	Покупки нефти в России *	3,82	5,96	(35,9)
0,44	0,37	18,9	Покупки нефти на международном рынке	1,18	2,30	(48,7)
<b>1,60</b>	<b>1,52</b>	<b>5,3</b>	<b>Итого покупки нефти</b>	<b>5,00</b>	<b>8,26</b>	<b>(39,5)</b>

\* Покупки нефти в России не включают покупки у совместных предприятий (Славнефть, и СеверЭнергия).

- Снижение покупок нефти в России на 35,9% год к году связано с прекращением контракта поставки нефти от ТНК-ВР;
- Уменьшение покупок нефти на международном рынке на 48,7% год к году объясняется снижением объема трейдинговых операций.

### Переработка

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %	(млн. т.)	9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
4,93	5,25	(6,1)	Омск	15,27	15,78	(3,2)
3,07	2,84	8,1	Москва	8,44	8,37	0,8
0,73	0,74	(1,4)	Панчево	1,99	1,46	36,3
<b>8,73</b>	<b>8,83</b>	<b>(1,1)</b>	<b>Переработка на НПЗ дочерних компаний</b>	<b>25,70</b>	<b>25,61</b>	<b>0,4</b>
1,92	1,74	10,3	Доля в Ярославском НПЗ	5,53	5,64	(2,0)
0,25	0,26	(3,9)	Доля в Мозырском НПЗ	0,86	1,42	(39,4)
<b>10,90</b>	<b>10,83</b>	<b>0,7</b>	<b>Итого переработка</b>	<b>32,09</b>	<b>32,67</b>	<b>(1,8)</b>

#### Производство нефтепродуктов

2,19	2,21	(0,9)	Бензин	6,65	6,74	(1,3)
-	0,01	-	Класс 2 и ниже	0,05	0,88	(94,3)
0,03	0,14	(78,6)	Класс 3	0,33	2,15	(84,7)
0,20	0,64	(68,8)	Класс 4	1,63	2,67	(39,0)
1,96	1,42	38,0	Класс 5	4,64	1,04	346,2
0,37	0,43	(14,0)	Нафта	1,14	1,02	11,8
3,10	2,96	4,7	Дизельное топливо	9,07	8,60	5,5
0,05	0,13	(61,5)	Класс 2 и ниже	0,21	3,97	(94,7)
0,16	0,48	(66,7)	Класс 3	2,00	1,22	63,9
-	0,48	-	Класс 4	1,08	1,61	(32,9)
2,89	1,87	54,6	Класс 5	5,78	1,80	221,1
1,61	1,89	(14,8)	Мазут	5,54	6,56	(15,6)
0,77	0,78	(1,3)	Авиатопливо	2,11	2,20	(4,1)
0,84	0,89	(5,6)	Судовое топливо	2,47	2,48	(0,4)
1,47	1,16	26,7	Прочие	3,50	3,36	4,2
<b>10,35</b>	<b>10,32</b>	<b>0,3</b>	<b>Итого производство нефтепродуктов</b>	<b>30,48</b>	<b>30,96</b>	<b>(1,6)</b>

- Объем переработки нефти по Группе:
  - снизился на 1,8% год к году вследствие проведения ремонта установки первичной переработки нефти на Омском НПЗ в сентябре 2013г. и снижения объема переработки на Мозырском НПЗ;
  - вырос на 0,7% квартал к кварталу вследствие завершения ремонтов на Московском и Ярославском НПЗ, прошедших во 2 квартале 2013г., но сдерживался снижением объема переработки на Омском НПЗ во время ремонта установки первичной переработки нефти в сентябре 2013г.

- Снижение производства бензинов на 1,3% год к году и на 0,9% квартал к кварталу обусловлено остановкой на плановый ремонт установки каталитического крекинга в сентябре 2013г. на Омском НПЗ;
- Рост производства дизельного топлива на 5,5% год к году обусловлен вводом новых установок гидроочистки дизельного топлива на Омском и Ярославском НПЗ в декабре 2012г. и феврале 2013г. соответственно;
- Рост производства дизельного топлива на 4,7% квартал к кварталу обусловлен остановкой на плановую реконструкцию установки гидроочистки дизельного топлива на Московском НПЗ во 2 кв. 2013г.;
- Увеличение объемов производства бензинов и дизельного топлива класса 5 год к году и квартал к кварталу связано с модернизацией производственных мощностей:
  - вводом установок гидроочистки бензинов и гидроочистки дизельного топлива в мае и декабре 2012г., соответственно, на Омском НПЗ;
  - вводом установки гидроочистки дизельного топлива в феврале 2013г. на Ярославском НПЗ;
  - вводом нескольких установок на Московском НПЗ (гидроочистки дизельного топлива (после реконструкции) в апреле 2013г., гидроочистки бензина каталитического крекинга в мае 2013г. и установки изомеризации в июле 2013г.).
- Сокращение производства мазута на 15,6% год к году обусловлено:
  - сокращением объема производства мазута в первом полугодии 2013г. вследствие его направления на последующую вторичную переработку на Московском и Ярославском НПЗ;
  - ростом производства битумных материалов вследствие повышения спроса и увеличения производительности битумной установки на МНПЗ с июля 2012г. после проведения реконструкции.
- Сокращение производства мазута на 14,8% квартал к кварталу обусловлено ростом спроса на битумные материалы;
- Снижение производства авиатоплива на 4,1% год к году и 1,3 % квартал к кварталу обусловлено снижением объема переработки нефти на Омском НПЗ вследствие проведения ремонта установки первичной переработки нефти в сентябре 2013г.

#### Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	3 кв. 2013		2 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	1 491	0,05	778	0,03	91,7	66,7
Дизельное топливо	7 495	0,24	8 972	0,32	(16,5)	(25,0)
Мазут	6 418	0,33	3 918	0,22	63,8	50,0
Авиатопливо	1 394	0,04	1 144	0,03	21,9	33,3
<b>Итого</b>	<b>16 798</b>	<b>0,66</b>	<b>14 812</b>	<b>0,60</b>	<b>13,4</b>	<b>10,0</b>

	9 мес. 2013		9 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	4 149	0,15	2 378	0,08	74,5	87,5
Дизельное топливо	22 599	0,76	19 958	0,66	13,2	15,2
Мазут	13 263	0,71	2 438	0,12	444,0	491,7
Авиатопливо	4 694	0,14	4 920	0,14	(4,6)	-
Судовое топливо	-	-	197	0,01	-	-
<b>Итого</b>	<b>44 705</b>	<b>1,76</b>	<b>29 891</b>	<b>1,01</b>	<b>49,6</b>	<b>74,3</b>

- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов на международном рынке на 74,3% год к году обусловлено увеличением объемов торговой деятельности.

### Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	3 кв. 2013		2 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	1 773	0,08	-	-	-	-
Низкооктановый бензин	422	0,02	271	0,01	55,7	100,0
Дизельное топливо	281	0,01	423	0,02	(33,6)	(50,0)
Прочие	-	-	132	0,01	-	-
<b>Итого</b>	<b>2 476</b>	<b>0,11</b>	<b>826</b>	<b>0,04</b>	<b>199,8</b>	<b>175,0</b>

	9 мес. 2013		9 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	1 773	0,08	1 277	0,03	38,8	166,7
Низкооктановый бензин	984	0,04	-	-	-	-
Дизельное топливо	1 127	0,05	795	0,02	41,8	150,0
Прочие	268	0,02	438	0,03	(38,8)	(33,3)
<b>Итого</b>	<b>4 152</b>	<b>0,19</b>	<b>2 510</b>	<b>0,08</b>	<b>65,4</b>	<b>137,5</b>

### Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	3 кв. 2013		2 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	6 373	0,21	5 092	0,20	25,2	5,0
Дизельное топливо	1 959	0,07	1 752	0,06	11,8	16,7
Мазут	468	0,04	191	0,02	145,0	100,0
Авиатопливо	3 641	0,15	2 570	0,11	41,7	36,4
Судовое топливо	311	0,02	862	0,05	(63,9)	(60,0)
Прочие	1 297	0,05	1 950	0,03	(33,5)	66,7
<b>Итого</b>	<b>14 049</b>	<b>0,54</b>	<b>12 417</b>	<b>0,47</b>	<b>13,1</b>	<b>14,9</b>

	9 мес. 2013		9 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	16 769	0,61	17 169	0,68	(2,3)	(10,3)
Дизельное топливо	6 953	0,24	3 881	0,15	79,2	60,0
Мазут	870	0,08	3 344	0,19	(74,0)	(57,9)
Авиатопливо	8 431	0,35	5 061	0,22	66,6	59,1
Судовое топливо	1 802	0,10	462	0,02	290,0	400,0
Прочие	4 035	0,09	2 529	0,10	59,6	(10,0)
<b>Итого</b>	<b>38 860</b>	<b>1,47</b>	<b>32 446</b>	<b>1,36</b>	<b>19,8</b>	<b>8,1</b>

- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов на внутреннем рынке на 8,1% год к году обусловлено плановыми ремонтами на НПЗ Компании.



## Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %		9 мес. 2013	2012	Δ, %
	<b>(шт.)</b>		<b>Действующие АЗС</b>		<b>(шт.)</b>	
1 042	1 036	0,6	в России	1 042	979	6,4
215	214	0,5	в СНГ	215	201	7,0
402	405	(0,7)	в Восточной Европе	402	339	18,6
<b>1 659</b>	<b>1 655</b>	<b>0,2</b>	<b>Итого АЗС (на конец периода)</b>	<b>1 659</b>	<b>1 519</b>	<b>9,2</b>
			<b>Среднесуточная реализация через одну АЗС</b>			
<b>19,7</b>	<b>18,4</b>	<b>6,9</b>	<b>по России (т./сут.)</b>	<b>18,6</b>	<b>17,2</b>	<b>8,1</b>
	<b>(млн. т.)</b>		<b>Объем продаж через премиальные каналы</b>		<b>(млн. т.)</b>	
5,09	4,46	14,1	Продажи автомобильного топлива	13,44	13,43	0,1
0,70	0,55	27,3	Продажи авиатоплива	1,78	1,53	16,3
0,95	0,81	17,3	Продажи судового топлива	2,42	2,07	16,9
0,03	0,04	(25,0)	Продажи масел	0,11	0,11	-
<b>6,77</b>	<b>5,86</b>	<b>15,5</b>	<b>Итого объем продаж через премиальные каналы</b>	<b>17,75</b>	<b>17,14</b>	<b>3,6</b>

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 9,2% год к году;
- Увеличение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 8,1% год к году обусловлено эффектом от ребрендинга, рекламной кампании и программы лояльности покупателей;
- Объем продаж через премиальные каналы вырос на 3,6% год к году, в то время как:
  - Объем продаж автомобильного топлива остался неизменным при снижении объема мелкооптовых продаж и росте розничных продаж на 11,9%;
  - Объем продаж авиатоплива вырос за счет расширения сети аэропортов присутствия в РФ и за рубежом, в том числе за счет развития сотрудничества с Министерством обороны РФ;
  - Объем продаж судового топлива вырос за счет роста рынка бункеровки на Дальнем Востоке, расширения клиентской базы в портах Балтики и Черного моря и заключения долгосрочных контрактов с иностранными и российскими судоходными компаниями.
- Рост объема продаж через премиальные каналы на 15,5% квартал к кварталу обусловлен сезонным ростом спроса, а также успешным проведением маркетинговых кампаний.

## Результаты деятельности

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		Δ, %
				2013	2012	
<b>Выручка от продаж</b>						
402 312	359 080	12,0	Продажи	1 117 346	1 125 533	(0,7)
(55 174)	(60 260)	(8,4)	Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(179 493)	(211 509)	(15,1)
<b>347 138</b>	<b>298 820</b>	<b>16,2</b>	<b>Итого выручка от продаж</b>	<b>937 853</b>	<b>914 024</b>	<b>2,6</b>
<b>Расходы и прочие затраты</b>						
(88 002)	(77 545)	13,5	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(236 307)	(247 132)	(4,4)
(39 145)	(36 374)	7,6	Производственные и операционные расходы	(109 619)	(98 176)	11,7
(19 731)	(16 966)	16,3	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(50 973)	(48 902)	4,2
(24 228)	(25 962)	(6,7)	Транспортные расходы	(75 634)	(68 643)	10,2
(20 173)	(19 134)	5,4	Износ, истощение и амортизация	(57 300)	(51 605)	11,0
(83 970)	(73 626)	14,0	Налоги, за исключением налога на прибыль	(234 898)	(227 412)	3,3
(1 146)	(123)	831,7	Расходы на геологоразведочные работы	(1 981)	(3 039)	(34,8)
<b>(276 395)</b>	<b>(249 730)</b>	<b>10,7</b>	<b>Итого операционные расходы</b>	<b>(766 712)</b>	<b>(744 909)</b>	<b>2,9</b>
(1 595)	494	-	Прочие (расходы) / доходы	(2 044)	(692)	195,4
<b>69 148</b>	<b>49 584</b>	<b>39,5</b>	<b>Операционная прибыль</b>	<b>169 097</b>	<b>168 423</b>	<b>0,4</b>
5 200	302	1 621,9	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	7 839	9 613	(18,5)
226	(1 328)	-	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	(2 274)	(367)	519,6
1 585	1 191	33,1	Финансовые доходы	4 287	2 186	96,1
(2 886)	(2 820)	2,3	Финансовые расходы	(8 796)	(7 800)	12,8
<b>4 125</b>	<b>(2 655)</b>	<b>0,0</b>	<b>Итого прочие доходы / (расходы)</b>	<b>1 056</b>	<b>3 632</b>	<b>(70,90)</b>
<b>73 273</b>	<b>46 929</b>	<b>56,1</b>	<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>170 153</b>	<b>172 055</b>	<b>(1,1)</b>
(10 458)	(7 219)	44,9	Расходы по текущему налогу на прибыль	(25 076)	(26 710)	(6,1)
(2 153)	240	-	(Расход) / Доход по отложенному налогу на прибыль	(3 938)	(4 573)	(13,9)
<b>(12 611)</b>	<b>(6 979)</b>	<b>80,7</b>	<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	<b>(29 014)</b>	<b>(31 283)</b>	<b>(7,3)</b>
<b>60 662</b>	<b>39 950</b>	<b>51,8</b>	<b>Прибыль за период</b>	<b>141 139</b>	<b>140 772</b>	<b>0,3</b>
(3 129)	(1 896)	65,0	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(5 985)	(6 095)	(1,8)
<b>57 533</b>	<b>38 054</b>	<b>51,2</b>	<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»</b>	<b>135 154</b>	<b>134 677</b>	<b>0,4</b>

\*Включает акциз, рассчитанный исходя из объема нефтепродуктов, реализованных сербским дочерним предприятием.

## Выручка

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
<b>Нефть</b>						
27 056	22 458	20,5	Экспорт	78 440	138 318	(43,3)
50 744	46 169	9,9	Продажи на экспорт	154 342	248 864	(38,0)
(23 688)	(23 711)	(0,1)	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(75 902)	(110 546)	(31,3)
692	621	11,4	Международный рынок	1 323	1 023	29,3
12 802	9 792	30,7	Экспорт в СНГ	34 861	22 683	53,7
5 559	2 580	115,5	Внутренний рынок	11 103	9 734	14,1
<b>46 109</b>	<b>35 451</b>	<b>30,1</b>	<b>Итого выручка от продаж нефти</b>	<b>125 727</b>	<b>171 758</b>	<b>(26,8)</b>
<b>Газ</b>						
92	281	(67,3)	Международный рынок	992	4 651	(78,7)
5 611	4 635	21,1	Внутренний рынок	15 974	12 438	28,4
<b>5 703</b>	<b>4 916</b>	<b>16,0</b>	<b>Итого выручка от продаж газа</b>	<b>16 966</b>	<b>17 089</b>	<b>(0,7)</b>
<b>Нефтепродукты</b>						
64 405	66 208	(2,7)	Экспорт	202 103	179 983	12,3
86 139	93 792	(8,2)	Продажи на экспорт	280 714	261 601	7,3
(21 734)	(27 584)	(21,2)	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(78 611)	(81 618)	(3,7)
25 865	22 077	17,2	Международный рынок	64 543	49 844	29,5
34 881	30 345	14,9	Продажи на международном рынке	87 363	65 584	33,2
(9 016)	(8 268)	9,0	<i>Минус:</i> акциз*	(22 820)	(15 740)	45,0
15 039	13 325	12,9	СНГ	39 705	42 056	(5,6)
15 775	14 022	12,5	Экспорт и продажи в СНГ	41 865	45 661	(8,3)
(736)	(697)	5,6	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(2 160)	(3 605)	(40,1)
180 538	147 751	22,2	Внутренний рынок	462 729	431 914	7,1
<b>285 847</b>	<b>249 361</b>	<b>14,6</b>	<b>Итого выручка от продажи нефтепродуктов</b>	<b>769 080</b>	<b>703 797</b>	<b>9,3</b>
<b>9 479</b>	<b>9 092</b>	<b>4,3</b>	<b>Прочая выручка</b>	<b>26 080</b>	<b>21 380</b>	<b>22,0</b>
<b>347 138</b>	<b>298 820</b>	<b>16,2</b>	<b>Итого выручка</b>	<b>937 853</b>	<b>914 024</b>	<b>2,6</b>

\*Включает акциз, рассчитанный исходя из объема нефтепродуктов, реализованных сербским дочерним предприятием.

## Объем реализации

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %		9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
			<b>Нефть</b>	<b>(млн. т.)</b>		
1,93	1,97	(2,0)	Продажи на экспорт	6,22	10,13	(38,6)
0,02	0,03	(33,3)	Продажи на международном рынке	0,05	0,04	25,0
0,94	0,98	(4,1)	Экспорт в СНГ	2,90	1,88	54,3
0,50	0,29	72,4	Продажи на внутреннем рынке	1,10	0,92	19,6
<b>3,39</b>	<b>3,27</b>	<b>3,7</b>	<b>Итого продажи нефти</b>	<b>10,27</b>	<b>12,97</b>	<b>(20,8)</b>
			<b>Газ</b>	<b>(млрд. куб. м.)</b>		
0,01	0,03	(66,7)	Продажи на международном рынке	0,10	0,34	(70,6)
3,47	2,54	36,6	Продажи на внутреннем рынке	8,80	7,73	13,8
<b>3,48</b>	<b>2,57</b>	<b>35,4</b>	<b>Итого продажи газа</b>	<b>8,90</b>	<b>8,07</b>	<b>10,3</b>
			<b>Нефтепродукты</b>	<b>(млн. т.)</b>		
3,43	4,04	(15,1)	Продажи на экспорт	11,63	10,59	9,8
0,83	0,79	5,1	Продажи на международном рынке	2,18	1,71	27,5
0,62	0,56	10,7	Экспорт и продажи в СНГ	1,65	1,86	(11,3)
7,41	6,26	18,4	Продажи на внутреннем рынке	19,24	19,32	(0,4)
<b>12,29</b>	<b>11,65</b>	<b>5,5</b>	<b>Итого продажи нефтепродуктов</b>	<b>34,70</b>	<b>33,48</b>	<b>3,6</b>

## Средние сложившиеся цены реализации

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %		9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
	(руб./т.)		<b>Нефть</b>		(руб./т.)	
26 292	23 436	12,2	Продажи на экспорт	24 814	24 567	1,0
13 619	9 992	36,3	Экспорт в СНГ	12 021	12 065	(0,4)
11 118	8 897	25,0	Продажи на внутреннем рынке	10 094	10 580	(4,6)
	(руб./т.)		<b>Нефтепродукты</b>		(руб./т.)	
25 113	23 216	8,2	Продажи на экспорт	24 137	24 703	(2,3)
42 025	38 411	9,4	Продажи на международном рынке	40 075	38 353	4,5
25 444	25 039	1,6	Экспорт и продажи в СНГ	25 373	24 549	3,4
24 364	23 602	3,2	Продажи на внутреннем рынке	24 050	22 356	7,6

## Реализация нефти

- Снижение объема продаж нефти на экспорт на 38,6% год к году обусловлено перераспределением объемов реализации на экспорт в страны СНГ, а также снижением объема трейдинговых операций;
- Увеличение объема продаж нефти на экспорт в СНГ на 54,3% год к году связано с перераспределением нефти с экспортного направления (кроме СНГ).

## Реализация нефтепродуктов на экспорт

	3 кв. 2013		2 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	2 064	0,07	2 685	0,09	(23,1)	(22,2)
Низкооктановый бензин	881	0,03	1 589	0,06	(44,6)	(50,0)
Нафта	10 027	0,34	9 275	0,35	8,1	(2,9)
Дизельное топливо	34 613	1,11	35 442	1,26	(2,3)	(11,9)
Мазут	30 532	1,58	33 318	1,82	(8,4)	(13,2)
Авиатопливо	2 430	0,08	1 578	0,05	54,0	60,0
Судовое топливо	2 052	0,08	6 636	0,28	(69,1)	(71,4)
Прочие	3 540	0,14	3 269	0,13	8,3	7,7
<b>Итого</b>	<b>86 139</b>	<b>3,43</b>	<b>93 792</b>	<b>4,04</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(15,1)</b>
	9 мес. 2013		9 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	6 456	0,22	7 326	0,24	(11,9)	(8,3)
Низкооктановый бензин	4 389	0,16	3 255	0,11	34,8	45,5
Нафта	28 090	1,00	26 130	0,93	7,5	7,5
Дизельное топливо	115 123	3,92	86 254	2,89	33,5	35,6
Мазут	98 612	5,27	101 710	5,13	(3,1)	2,7
Авиатопливо	6 523	0,21	5 133	0,15	27,1	40,0
Судовое топливо	11 564	0,47	19 665	0,74	(41,2)	(36,5)
Прочие	9 957	0,38	12 128	0,40	(17,9)	(5,0)
<b>Итого</b>	<b>280 714</b>	<b>11,63</b>	<b>261 601</b>	<b>10,59</b>	<b>7,3</b>	<b>9,8</b>

- Увеличение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 9,8% год к году обусловлено выходом на новые рынки сбыта и увеличением объемов торговой деятельности.

## Реализация нефтепродуктов в СНГ

	3 кв. 2013		2 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	5 371	0,21	5 152	0,18	4,3	16,7
Низкооктановый бензин	1 249	0,05	1 013	0,04	1,0	25,0
Дизельное топливо	4 904	0,18	3 827	0,14	28,1	28,6
Мазут	719	0,06	736	0,07	(2,3)	(14,3)
Авиатопливо	2 042	0,05	1 955	0,05	4,5	-
Прочие	1 490	0,07	1 339	0,08	11,3	(12,5)
<b>Итого</b>	<b>15 775</b>	<b>0,62</b>	<b>14 022</b>	<b>0,56</b>	<b>12,5</b>	<b>10,7</b>

  

	9 мес. 2013		9 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	14 946	0,55	14 476	0,50	3,3	10,0
Низкооктановый бензин	3 330	0,14	3 501	0,14	(4,9)	-
Нафта	-	-	1 012	0,06	-	-
Дизельное топливо	12 111	0,45	10 751	0,41	12,7	9,8
Мазут	1 927	0,17	2 175	0,18	(11,4)	(5,6)
Авиатопливо	5 621	0,14	6 993	0,18	(19,6)	(22,2)
Прочие	3 930	0,20	6 753	0,39	(41,8)	(48,7)
<b>Итого</b>	<b>41 865</b>	<b>1,65</b>	<b>45 661</b>	<b>1,86</b>	<b>(8,3)</b>	<b>(11,3)</b>

## Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	3 кв. 2013		2 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	65 794	2,16	56 903	1,95	15,6	10,8
Низкооктановый бензин	1 245	0,05	1 309	0,05	(4,9)	-
Дизельное топливо	58 737	2,14	46 935	1,74	25,2	23,0
Мазут	4 552	0,34	2 281	0,24	99,6	41,7
Авиатопливо	20 296	0,84	17 968	0,76	13,0	10,5
Судовое топливо	13 863	0,74	10 182	0,61	36,2	21,3
Прочие	16 051	1,14	12 173	0,91	31,9	25,3
<b>Итого</b>	<b>180 538</b>	<b>7,41</b>	<b>147 751</b>	<b>6,26</b>	<b>22,2</b>	<b>18,4</b>

  

	9 мес. 2013		9 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	175 547	5,94	160 031	5,88	9,7	1,0
Низкооктановый бензин	3 884	0,15	6 863	0,29	(43,4)	(48,3)
Дизельное топливо	148 956	5,41	139 854	5,75	6,5	(5,9)
Мазут	12 281	1,06	13 117	1,30	(6,4)	(18,5)
Авиатопливо	52 881	2,19	48 869	2,10	8,2	4,3
Судовое топливо	32 819	1,81	30 538	1,67	7,5	8,4
Прочие	36 361	2,68	32 642	2,33	11,4	15,0
<b>Итого</b>	<b>462 729</b>	<b>19,24</b>	<b>431 914</b>	<b>19,32</b>	<b>7,1</b>	<b>(0,4)</b>

- Снижение объема реализации мазута на 18,5% год к году обусловлено сокращением производства продукта;
- Увеличение объема реализации авиатоплива на 4,3% год к году и на 10,5% квартал к кварталу связано с расширением сети обслуживаемых аэропортов, в том числе аэродромов Министерства обороны РФ.

## Прочая выручка

Прочая выручка состоит в основном из выручки от транспортных, строительных, коммунальных и прочих услуг.

- Рост прочей выручки на 22,0% год к году обусловлен в основном изменением объемов реализации.

## Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов уменьшилась на 4,4% год к году главным образом по причине снижения объемов закупки нефти в России и на международном рынке.

## Производственные и операционные расходы

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		Δ, %
2013	2013			2013	2012	
<b>19 090</b>	<b>17 732</b>	<b>7,7</b>	<b>Расходы на добычу углеводородов</b>	<b>53 077</b>	<b>45 870</b>	<b>15,7</b>
15 554	14 372	8,2	Дочерние компании	43 116	36 430	18,4
1 452	1 360	6,8	руб./т.н.э.	1 358	1 220	11,3
6,04	5,87	3,0	долл. США <sup>1</sup> /барр. н. э.	5,86	5,35	9,5
3 536	3 360	5,2	Пропорционально консолидируемые компании	9 961	9 440	5,5
1 505	1 436	4,8	руб./т.н.э.	1 425	1 298	9,7
6,26	6,20	1,0	долл. США <sup>1</sup> /барр. н. э.	6,15	5,70	7,9
<b>9 648</b>	<b>8 655</b>	<b>11,5</b>	<b>Расходы на переработку</b>	<b>26 866</b>	<b>23 553</b>	<b>14,1</b>
5 958	4 864	22,5	Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний	15 374	12 423	23,8
682	551	23,9	руб./т.	598	485	23,3
2,84	2,38	19,4	долл. США <sup>1</sup> /барр	2,58	2,13	21,3
2 802	2 617	7,1	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий	8 284	7 742	7,0
1 291	1 309	(1,3)	руб./т.	1 296	1 097	18,2
5,37	5,65	(4,9)	долл. США <sup>1</sup> /барр	5,59	4,81	16,3
888	1 174	(24,4)	Расходы на производство масел и фасованной продукции	3 208	3 388	(5,3)
<b>6 943</b>	<b>5 534</b>	<b>25,5</b>	<b>Расходы на транспортировку до НПЗ</b>	<b>17 307</b>	<b>16 821</b>	<b>2,9</b>
<b>3 464</b>	<b>4 453</b>	<b>(22,2)</b>	<b>Прочие операционные расходы</b>	<b>12 369</b>	<b>11 932</b>	<b>3,7</b>
<b>39 145</b>	<b>36 374</b>	<b>7,6</b>	<b>Итого</b>	<b>109 619</b>	<b>98 176</b>	<b>11,7</b>

<sup>1</sup>пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период

- Расходы на добычу углеводородов включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для добычи углеводородов, расходы на оплату труда, ГСМ и электроэнергию, затраты на мероприятия по увеличению нефтеотдачи и прочие подобные расходы на добывающих предприятиях Группы;
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на 18,4% год к году обусловлен ростом добычи углеводородов, включая приобретение новых активов (Новопортовское, Южно-Киняминское и Балейкинское месторождения), расширением Муравленковского газового промысла;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям выросли на 11,3% год к году в результате:
  - приобретения Новопортовского месторождения с высокими эксплуатационными затратами на стадии опытно-промышленной эксплуатации;
  - увеличения активности по ГТМ для поддержания уровня добычи и роста цен на электроэнергию (+13,2%);
  - роста обводненности добываемой продукции на зрелых месторождениях.
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям увеличились на 6,8% квартал к кварталу, что связано с увеличением активности по ГТМ для

поддержания уровня добычи, а также ростом цен на электроэнергию (+14,0%) в связи с ростом цен на газ;

- Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для переработки углеводородов, расходы на оплату труда и электроэнергию и прочие подобные расходы на перерабатывающих предприятиях Группы;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 23,8% год к году в связи с ростом тарифов естественных монополий, вводом новых установок на Омском и Московском НПЗ и ремонтами, проводимыми на НПЗ компании;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 7,0% год к году в связи с вводом новых установок;
- Расходы на производство масел и фасованной продукции снизились на 5,3% год к году в связи с проводимой политикой по экономии затрат.

### Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы включают в себя сбытовые расходы, расходы розничной сети Группы, вознаграждения и оплату труда (за исключением вознаграждений и оплаты труда на наших добывающих дочерних обществах и собственных НПЗ), социальные выплаты, услуги банка, страхование, юридические, консультационные и аудиторские услуги, расходы, связанные с созданием резервов под сомнительную дебиторскую задолженность и прочие расходы.

- Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы увеличились:
  - на 4,2% год к году и 16,3% квартал к кварталу в связи с ростом премиальных продаж и расширением бизнеса компании.

### Транспортные расходы

Транспортные расходы включают затраты на доставку нефти и нефтепродуктов до конечного покупателя. Такие затраты состоят из транспортировки по трубопроводу, морского фрахта, железнодорожных перевозок, погрузочно-разгрузочных работ и прочих транспортных затрат.

- Транспортные расходы снизились год к году за счет роста тарифов на транспортировку и роста объема продаж Группы и снизились квартал к кварталу за счет оптимизации структуры поставок.

### Износ, истощение и амортизация

Износ, истощение и амортизация включают истощение нефтегазовых активов и амортизацию прочих основных средств.

- Рост расходов по износу, истощению и амортизации на 11,0% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации программы капитальных вложений Группы.

### Налоги, за исключением налога на прибыль

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
57 291	49 112	16,7	Налог на добычу полезных ископаемых	157 261	150 791	4,3
20 665	18 796	9,9	Акциз	58 769	61 157	(3,9)
1 840	1 896	(3,0)	Налог на имущество	5 565	5 734	(2,9)
4 174	3 822	9,2	Прочие налоги	13 303	9 730	36,7
<b>83 970</b>	<b>73 626</b>	<b>14,0</b>	<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>234 898</b>	<b>227 412</b>	<b>3,3</b>

- Сумма расхода по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) выросла на 4,3% год к году в связи с ростом ставки налога. Несмотря на снижение цены на нефть марки Urals на 3,0% год к

году, средняя ставка НДС на нефть выросла год к году на 3,9%, так как снижение цены на нефть было компенсировано ростом базовой ставки с 446 руб./т. до 470 руб./т.;

- Сумма расхода по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) выросла на 16,7% квартал к кварталу в связи с ростом ставки налога. Ставка НДС на нефть выросла за счет роста средней цены на нефть марки URALS на 7,3% и роста курса рубля к доллару;
- Сумма акцизов снизилась на 3,9% год к году вследствие роста доли производства моторных топлив высоких классов, которые облагаются акцизом по более низким ставкам;
- Сумма акцизов выросла на 9,9% квартал к кварталу вследствие роста ставок с 1 июля 2013г.

#### Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес. 2013	2012	Δ, %
4 197	189	2 120,6	Славнефть	6 772	9 373	(27,7)
38	(153)	-	Мессояханефтегаз	(365)	-	-
75	(107)	-	СеверЭнергия	(86)	(112)	(23,2)
890	373	138,6	Прочие компании	1 518	352	331,3
<b>5 200</b>	<b>302</b>	<b>1 621,9</b>	<b>Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>7 839</b>	<b>9 613</b>	<b>(18,5)</b>

- Доля Группы в прибыли Славнефти снизилась год к году главным образом в результате снижения объемов добычи и роста ставки НДС;
- Доля в прибыли Славнефти выросла квартал к кварталу главным образом в результате роста цен на нефть на внутреннем рынке.

#### Прочие финансовые статьи

- На величину прибыли от курсовых разниц в основном влияет переоценка части кредитного портфеля Группы, выраженного в иностранной валюте;
- Рост финансовых доходов год к году обусловлен увеличением объема денежных средств и их эквивалентов и средств на банковских депозитах.

#### Ликвидность и источники капитала

##### Денежные средства

(млн. руб.)	9 мес.		
	2013	2012	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	219 912	179 432	22,6
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(172 619)	(123 000)	40,3
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(59 889)	(9 404)	536,8
<b>Чистое (уменьшение) / увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>(12 596)</b>	<b>47 028</b>	<b>-</b>

##### Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	9 мес.		
	2013	2012	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале	233 801	221 802	5,4
Изменения в оборотном капитале	11 616	(15 095)	-
Уплаченный налог на прибыль	(21 801)	(21 164)	3,0
Проценты уплаченные	(8 560)	(7 749)	10,5
Дивиденды полученные	4 856	1 638	196,5
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>219 912</b>	<b>179 432</b>	<b>22,6</b>

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 22,6% год к году главным образом в связи с сокращением оборотного капитала и ростом дивидендов полученных.



## Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	9 мес.		
	2013	2012	Δ %
Капитальные затраты	(142 437)	(115 111)	23,7
Приобретение дочерних компаний и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(3 450)	(971)	255,3
Размещение денежных средств на депозитах	(22 029)	(4 258)	417,4
Прочие операции	(4 703)	(2 660)	76,8
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(172 619)</b>	<b>(123 000)</b>	<b>40,3</b>

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 40,3% год к году главным образом в связи с увеличением капитальных затрат и размещением депозитов.

## Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	9 мес.		
	2013	2012	Δ %
(Погашение) / Поступление займов и кредитов	(10 670)	25 933	-
Выплата дивидендов акционерам компании	(44 032)	(34 429)	27,9
Приобретение неконтролирующих долей участия	(1 680)	(285)	489,5
Прочие операции	(3 507)	(623)	462,9
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>	<b>(59 889)</b>	<b>(9 404)</b>	<b>536,8</b>

- Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, выросли год к году до 58 046 млн. руб. Изменение обусловлено:
  - сокращением кредитного портфеля Группы. За 9 месяцев 2013г. чистое уменьшение долга составило 10 670 млн. руб. (чистое увеличение в сумме 25 933 млн. руб. за 9 месяцев 2012г.);
  - увеличением выплаты дивидендов до 42 189 млн. руб. (34 429 млн. руб. за 9 мес. 2012г.);
  - проведением разовых операций по выкупу акций, принадлежавших неконтролирующим акционерам (главным образом увеличение доли владения Газпром нефть Оренбург с 62% до 100%) за 9 месяцев 2013г. в общей сумме 1 680 млн. руб. За 9 месяцев 2012г. такие операции не были существенны.

## Капитальные вложения

(млн. руб.)	9 мес.		
	2013	2012	Δ, %
Разведка и добыча	97 569	72 220	35,1
Дочерние компании	89 240	63 122	41,4
Пропорционально консолидируемые компании	8 329	9 098	(8,5)
Нефтепереработка	17 749	28 515	(37,8)
Маркетинг и сбыт	9 752	9 433	3,4
Прочие	3 210	4 986	(35,6)
<b>Подытог капитальные вложения</b>	<b>128 280</b>	<b>115 154</b>	<b>11,4</b>
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	14 157	(43)	-
<b>Итого капитальные вложения</b>	<b>142 437</b>	<b>115 111</b>	<b>23,7</b>

- Рост капитальных вложений в сегменте разведка и добыча на 35,1% год к году обусловлен главным образом разработкой Новопортовского и Оренбургских месторождений. Кроме того, увеличилась доля бурения горизонтальных скважин, имеющих большую стоимость;
- Снижение капитальных вложений в сегменте нефтепереработка на 37,8% год к году связано с завершением строительства установок гидроочистки бензина каталитического крекинга и строительства установки гидроочистки дизельного топлива на Омском НПЗ в 2012 г.

## Долг и ликвидность

(млн. руб.)	2013	2012
Краткосрочные кредиты и займы	47 401	77 193
Долгосрочные кредиты и займы	195 833	166 447
Денежные средства и денежные эквиваленты	(70 076)	(79 199)
Краткосрочные депозиты	(29 442)	(7 519)
<b>Чистый долг</b>	<b>143 716</b>	<b>156 922</b>
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	19,5	31,7
Отношение чистого долга к показателю EBITDA в годовом выражении	0,46	0,51

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает предэкспортное финансирование, синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга вырос с 3,81 лет на 31 декабря 2012 до 4,26 лет на 30 сентября 2013 г.
- Средняя процентная ставка уменьшилась с 3,48% на 31 декабря 2012 до 3,31% на 30 сентября 2013 г.
- 1 октября 2013 г. Группа получила кредит в размере 700 млн. долларов США в рамках необеспеченного кредита на сумму 1 млрд. долларов США от группы банков. Срок погашения 5 лет с даты получения. Процентная ставка составляет LIBOR плюс 1,75% годовых.

## Финансовые приложения

### Расчет EBITDA

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
<b>60 662</b>	<b>39 950</b>	<b>51,8</b>	<b>Прибыль за период</b>	<b>141 139</b>	<b>140 772</b>	<b>0,3</b>
12 611	6 979	80,7	Итого расходы по налогу на прибыль	29 014	31 283	(7,3)
2 886	2 820	2,3	Финансовые расходы	8 796	7 800	12,8
(1 585)	(1 191)	33,1	Финансовые доходы	(4 287)	(2 186)	96,1
20 173	19 134	5,4	Износ, истощение и амортизация	57 300	51 605	11,0
(226)	1 328	-	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	2 274	367	519,6
1 595	(494)	-	Прочие (расходы) / доходы	2 044	692	195,4
<b>96 116</b>	<b>68 526</b>	<b>40,3</b>	<b>EBITDA</b>	<b>236 280</b>	<b>230 333</b>	<b>2,6</b>
(5 200)	(302)	1 621,9	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(7 839)	(9 613)	(18,5)
10 436	5 650	84,7	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	23 478	24 174	(2,9)
<b>101 352</b>	<b>73 874</b>	<b>37,2</b>	<b>Итого скорректированная EBITDA</b>	<b>251 919</b>	<b>244 894</b>	<b>2,9</b>

## Финансовые показатели

### Рентабельность

	9 мес.		
	2013	2012	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	26,86	26,79	0,1
Рентабельность по чистой прибыли, %	15,05	15,40	(0,4)
Рентабельность активов (ROA), %	13,50	16,26	(2,8)
Рентабельность капитала (ROE), %	20,72	23,21	(2,5)
Доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	17,91	20,33	(2,4)

### Ликвидность

	9 мес.		
	2013	2012	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,85	1,75	5,4
Коэффициент срочной ликвидности	0,99	0,80	23,6
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,58	0,43	35,4

### Лeverедж

	9 мес.		
	2013	2012	Δ, п.п.
Чистый долг / Итого Активы, %	9,89	13,35	(3,5)
Чистый долг / Капитал, %	15,14	20,55	(5,4)
Лeverедж, %	15,42	17,42	(2,0)
			Δ, %
Чистый долг / Рыночная капитализация	0,22	0,24	(9,3)
Чистый долг / EBITDA	0,46	0,56	(17,9)
Итого долг / EBITDA	0,78	0,84	(6,6)

## Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности Группы, включают:

- Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты;
- Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляцию;
- Налогообложение;
- Изменение тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов.

## Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты

Цены на нефть и нефтепродукты на мировом и российском рынках являются основным фактором, влияющим на результаты деятельности Группы.

Цены на нефтепродукты на мировом рынке прежде всего определяются уровнем мировых цен на нефть, спросом и предложением нефтепродуктов и уровнем конкуренции на различных рынках. Динамика цен на международном рынке, в свою очередь, оказывает влияние на цены на внутреннем рынке. Ценовая динамика различна для различных видов нефтепродуктов.

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %		9 мес.		Δ, %
				2013	2012	
			<b>Международный рынок</b>	<b>(долл. США/барр.)</b>		
110,29	102,43	7,7	Нефть "Brent"	108,46	112,21	(3,3)
109,60	102,12	7,3	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	107,60	110,98	(3,0)
				<b>(долл. США/т.)</b>		
1 007,47	957,59	5,2	Бензин Premium (ср. NWE)	1 001,95	1 052,59	(4,8)
896,39	820,72	9,2	Нафта (ср. Med и NWE)	883,50	925,66	(4,6)
949,43	889,75	6,7	Дизельное топливо (ср. NWE)	937,48	978,42	(4,2)
928,36	869,94	6,7	Газойль 0,2% (ср. Med и NWE)	917,54	956,27	(4,1)
587,91	572,74	2,6	Мазут 3,5% (ср. NWE)	588,41	637,51	(7,7)
			<b>Внутренний рынок</b>	<b>(руб./т.)</b>		
30 189	26 306	14,8	Высокооктановый бензин	27 916	25 498	9,5
25 387	24 040	5,6	Низкооктановый бензин	24 626	22 822	7,9
27 350	25 919	5,5	Дизельное топливо	26 459	23 602	12,1
9 657	8 360	15,5	Мазут	8 743	9 207	(5,0)

Источник: Platts (международный рынок), Кортес (внутренний рынок).

## Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция

Руководство Группы определило, что российский рубль является валютой представления отчетности Группы. Функциональной валютой каждого дочернего общества является валюта экономической среды, в которой общество осуществляет свою деятельность, для большинства обществ – российский рубль.

3 кв. 2013	2 кв. 2013		9 мес.	
			2013	2012
1,2	1,6	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	4,7	5,1
6,3	(1,8)	Изменение Индекса цен производителей (ИЦП), %	5,4	9,3
32,35	32,71	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	32,35	30,92
32,80	31,61	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	31,62	31,10

## Налогообложение

### Средние ставки налогов и сборов, действовавшие в отчетных периодах для налогообложения нефтегазовых компаний в России

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %		9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
<b>Экспортная таможенная пошлина</b>				<b>(долл. США/т.)</b>		
383,23	379,73	0,9	Нефть	389,82	403,47	(3,4)
252,87	250,60	0,9	Светлые нефтепродукты	257,25	266,24	(3,4)
344,87	341,77	0,9	Бензин и нефтя	350,83	363,07	(3,4)
252,87	250,60	0,9	Темные нефтепродукты	257,25	266,24	(3,4)
<b>Налог на добычу полезных ископаемых</b>						
5 631	4 955	13,7	Нефть (руб./т.)	5 282	5 086	3,9
622	582	6,9	Природный газ: для собственников Единой системы газоснабжения и дочерних обществ (руб./тыс. куб. м)	595	509	17,0
402	265	51,7	Природный газ: для прочих категорий (руб./ тыс. куб. м)	311	251	23,8

### Ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты

В соответствии с Федеральным законом № 239-ФЗ от 03 декабря 2012 г., начиная с 1 апреля 2013 г. изменен порядок установления вывозной таможенной пошлины на нефть сырую и нефтепродукты. Взамен ежемесячно устанавливаемых постановлениями Правительства РФ ставок вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты, Постановлением Правительства РФ №276 от 29 марта 2013 г. утверждены Методики расчета вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, на основании которых Министерством экономического развития РФ осуществляется расчет ставок вывозных таможенных пошлин на очередной календарный месяц.

### Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую

а) В соответствии с пунктом 4 статьи 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» ставки вывозных таможенных пошлин на нефть не должны превышать размер предельной ставки пошлины, рассчитываемой следующим образом:

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
≤109,50	0%
109,50 < P ≤ 146,00	35,0% * (P – 109,50)
146,00 < P ≤ 182,50	12,78 + 45,0% * (P – 146,00)
>182,50	29,20 + 65,0% * (P – 182,50)

Нефть, экспортируемая в страны СНГ, являющиеся членами Таможенного союза (Казахстан, Белоруссия), не облагается вывозной таможенной пошлиной на нефть.

С октября 2011 г. в связи с введением режима «60/66/90» ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую устанавливается исходя из новой формулы, предусматривающей снижение %-ого значения в формуле расчета с 65% до 60%. При этом следует отметить, что данное изменение напрямую не было закреплено в действующем таможенном законодательстве, однако, нашло свое отражение в указанном выше Постановлении Правительства РФ № 276 от 29 марта 2013 г. В соответствии с Федеральным законом № 263-ФЗ предусматривается дальнейшее снижение %-ого значения в формуле расчета: до 59% на 2014 г., 57% на 2105 г., 55% на 2016 г..

б) В соответствии с вышеуказанным Федеральным законом № 239-ФЗ от 03 декабря 2012 г. законодательно урегулирован вопрос установления Правительством РФ особых формул расчета пониженных ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую с особыми физико-химическими характеристиками, классифицируемую кодами ТН ВЭД ТС 2709 00 900 1 и 2709 00 900 3, размер

которых в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 276 от 29 марта 2013 г. устанавливается в зависимости от сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки Urals в следующем размере:

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Ставка экспортной таможенной пошлины
≤365	0
>365	45,0% * (P– 365)

Постановлением Правительства №846 от 26.09.2013 г. утвержден порядок подготовки предложений о применении особых формул расчета ставок экспортных пошлин на нефть сырую и мониторинга обоснованности их применения в отношении новых проектов Группы, расположенных на территории республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, севернее 65 градуса Ямало-Ненецкого автономного округа и континентальном шельфе РФ. После издания Минэнерго методики и форм заявления о применении особых формул расчета ставок экспортных пошлин, станет возможной подача заявок на применение пониженных ставок к нефти, вывозимой за пределы территории РФ в количестве, не превышающем установленное Правительством РФ на основании пункта 7 статьи 3.1 Закона РФ "О таможенном тарифе".

### Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты

В соответствии со статьей 3.1 Закона РФ «О таможенном тарифе», ставка вывозной таможенной пошлины на отдельные категории товаров, выработанных из нефти, устанавливается Правительством РФ. Нефтепродукты, экспортируемые в страны СНГ, являющиеся членами Таможенного союза (Казахстан, Белоруссия), не облагаются экспортной таможенной пошлиной. С 1 января 2011 г. также отменены ставки экспортных пошлин в отношении нефтепродуктов, экспортируемых в Кыргызстан.

До 1 февраля 2011 г. ставка вывозной таможенной пошлины для легких и средних дистиллятов рассчитывалась по следующей формуле:  $0,438 * (\text{Цена} * 7,3 - 109,5)$ , где Цена – среднемесячная цена Urals в долларах США за баррель. Ставка вывозной таможенной пошлины для темных нефтепродуктов рассчитывались по следующей формуле:  $0,236 * (\text{Цена} * 7,3 - 109,5)$ .

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1155 от 27 декабря 2010 г. с 1 февраля 2011 г. вывозные таможенные пошлины на нефтепродукты стали рассчитываться по следующей формуле:

$\text{Ст}_{\text{нп}} = K * \text{Ст}_{\text{н}}$ , где  $\text{Ст}_{\text{н}}$  – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, а K - расчетный коэффициент в отношении отдельной категории нефтепродуктов, определенных в следующей таблице:

	2011	2012	2013
Легкие и средние дистилляты	0,67	0,64	0,60
Мазут	0,467	0,529	0,60

С мая 2011 г. расчетный коэффициент (K) в отношении бензинов товарных был установлен в размере 0,9. Начиная с июня 2011г. аналогичный размер коэффициента был установлен в отношении прямогонного бензина.

В августе 2011 г. в Постановлении Правительства РФ № 1155 от 27 декабря 2010 г. были внесены изменения, согласно которым с октября 2011 г. коэффициенты для расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты устанавливаются в следующем порядке:

	С 01.10.2011 по 31.12.2014
Легкие и средние дистилляты	0.66
Мазут	0.66
Бензин	0.90

Постановлением Правительства РФ № 276 от 29 марта 2013 г. с 1 апреля 2013 г. установлен порядок определения ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты, аналогичный определенному ранее в Постановлении Правительства РФ №1155 от 27 декабря 2010 г.

## Акциз на нефтепродукты

Налогоплательщиком по уплате акциза на нефтепродукты на территории РФ являются производители нефтепродуктов (собственники давальческого сырья). Кроме того, налог уплачивается юридическими лицами при ввозе подакцизных товаров на территорию РФ.

В соответствии с Федеральным законом РФ № 203-ФЗ от 29 ноября 2012 г. установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты путем внесения соответствующих изменений в НК РФ:

	2012 (01.01-30.06)	2012 (01.07-31.12)	2013 (01.01-30.06)	2013 (01.07-31.12)
<b>Бензин</b>				
Ниже класса 3	7,725	8,225	10,100	10,100
Класс 3	7,382	7,882	9,750	9,750
Класс 4	6,822	6,822	8,560	8,960
Класс 5	6,822	5,143	5,143	5,750
Прямогонный	7,824	7,824	10,229	10,229
<b>Дизельное топливо</b>				
Ниже класса 3	4,098	4,300	5,860	5,860
Класс 3	3,814	4,300	5,860	5,860
Класс 4	3,562	3,562	4,934	5,100
Класс 5	3,562	2,962	4,334	4,500
Печное топливо	-	-	-	5,860
Моторные масла	6,072	6,072	7,509	7,509

## Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Ставка НДПИ на нефть (R) с 1 января 2013 г. рассчитывается по формуле:

$R = 470 * K_{ц} * K_{в} * K_{з}$ , где:

**K<sub>ц</sub>** – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, определяется по следующей формуле:  $K_{ц} = (Ц - 15) * P / 261$ , где Ц – среднемесячная цена Urals на роттердамской и средиземноморской биржах (доллар США/баррель) и P – среднемесячный курс рубля к доллару США.

**K<sub>в</sub>** – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть для месторождений с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов определяется как  $N/V$ , где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр, а V – начальные извлекаемые запасы нефти категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр на 1 января 2006 г. В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент  $K_{в}$  рассчитывается по формуле:  $K_{в} = 3,8 - 3,5 * N/V$ . В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент  $K_{в}$  принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент  $K_{в}$  принимается равным 1.

**K<sub>з</sub>** – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ для малых месторождений. В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти ( $V_3$  – начальные извлекаемые запасы нефти категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр на 1 января года, предшествующего году налогового периода) меньше 5 млн. тонн и степень выработанности его запасов ( $N / V_3$ , где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр) меньше или равна 0,05, коэффициент  $K_{з}$  рассчитывается по формуле:  $K_{з} = 0,125 * V_3 + 0,375$ .

С 1 сентября 2013 года на основании Федерального закона №213-ФЗ от 23.07.2013 в состав формулы для расчета ставки НДПИ на нефть (R) были добавлены коэффициенты  $K_{д}$  и  $K_{дв}$ , которые снижают ставку НДПИ в отношении трудноизвлекаемых запасов нефти, таким образом, формула приобрела следующий вид:

$R = 470 * K_{ц} * K_{в} * K_{з} * K_{д} * K_{дв}$ , где:

**Кд** - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти. Его значение варьируется от 0 до 1 в зависимости от сложности добычи нефти из конкретной залежи:

- 0 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более  $2 * 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;
- 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более  $2 * 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;
- 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья.

**Кдв** - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на нефть для залежей с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов определяется как  $N_{дв}/V_{дв}$ , где  $N_{дв}$  – сумма накопленной добычи нефти на конкретной залежи, а  $V_{дв}$  – начальные извлекаемые запасы нефти категорий А, В, С1 и С2 по конкретной залежи на 1 января года, предшествующего году налогового периода. В случае, если степень выработанности запасов конкретной залежи больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент  $K_{дв}$  рассчитывается по формуле:  $K_{дв} = 3,8 - 3,5 * N_{дв}/V_{дв}$ . В случае, если степень выработанности запасов конкретной залежи превышает 1, коэффициент  $K_{дв}$  принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент  $K_{дв}$  принимается равным 1. Для залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, коэффициент  $K_{в}$  принимается равным 1.

Федеральным законом РФ № 307-ФЗ от 27 ноября 2010 г. установлены следующие базовые ставки НДС на нефть:

	2011	2012	2013
НДС на нефть (рублей за тонну)	419	446	470

Кроме того, налоговым законодательством устанавливается ряд «налоговых каникул» по уплате НДС, в соответствии с которыми по нулевой ставке налога облагается нефть, добытая в ряде регионов РФ, при условии соблюдения требований, устанавливаемых соответствующими статьями НК РФ.

### Эффективная ставка НДС на нефть по Группе

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %		9 мес. 2013	2012	Δ, %
5 631	4 955	13,7	Общественная ставка НДС на нефть	5 282	5 086	3,9
5 449	4 806	13,4	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения $K_{в}$ и $K_{з}$ )	5 097	5 039	1,2
182	149		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (руб./т.)	185	47	
3,2%	3,0%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (%)	3,5%	0,9%	

По итогам 3 кв. 2013 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 5 449 руб./т., что на 182 руб./т. ниже общественной ставки в соответствии с российским законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием понижающих коэффициентов к ставке НДС на нефть -  $K_{в}$  и  $K_{з}$ .



## НДПИ на природный газ и газовый конденсат

Федеральным законом РФ № 204-ФЗ от 29 ноября 2012 г. установлены следующие ставки НДПИ на газ горючий природный и газовый конденсат:

	2012	2013 (01.01-30.06)	2013 (01.07-31.12)
Природный газ (руб./ тыс. куб. м.)	251*	265	402
Газовый конденсат (руб. / тонну)	509	582	622
	556	590	590

\* Пониженная ставка НДПИ на газ установлена для налогоплательщиков, не являющихся собственниками объектов Единой системы газоснабжения и не являющихся организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и доля такого участия превышает 50%.

В соответствии с изменениями, внесенными Федеральным законом №263-ФЗ от 30 сентября 2013 года, с 1 июля 2014 года вводится формульный порядок определения НДПИ на природный газ и газовый конденсат. Расчетная ставка НДПИ на природный газ и газовый конденсат будет представлять собой произведение общеустановленной ставки НДПИ (35 руб. за 1000 м3 природного газа и 42 руб. за 1 тонну газового конденсата) и двух переменных: базовое значение единицы условного топлива (Еут) и коэффициент, характеризующий сложность добычи полезного ископаемого из залежи углеводородного сырья (Кс). При исчислении НДПИ на природный газ также учитывается показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (Тг).

## Налоговые льготы

Действующим законодательством о налогах и сборах предусмотрены следующие виды применяемых в Группе\* налоговых льгот (включая пониженные налоговые ставки и понижающие коэффициенты к общеустановленной ставке НДПИ на нефть)

\*Информация представлена по компаниям Группы Газпром нефть, за исключением пропорционально консолидированных («Томскнефть» и «Salym petroleum development» (SPD)) и совместных предприятий

### Налоговые льготы, применяемые в 3 кв. 2013 г.

НДПИ на нефть	Применимость к Группе
Понижающий коэффициент Кз к ставке НДПИ	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Воргенское) ООО «Живой источник» (Балейкинское) Филиал «Газпромнефть-Муравленко» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Восточно-Вынгаяхинское)
Понижающий коэффициент Кв к ставке НДПИ	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Пограничное, Холмогорское, Чатылкинское) Филиал «Газпромнефть-Муравленко» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Муравленковское, Сугмутское)
Понижающий коэффициент Кд к ставке НДПИ	Филиал «Газпромнефть-Муравленко» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Восточно-Вынгаяхинское) ООО «Арчинское» (Арчинское, Урманское)
Ставка 0 руб. для участков недр, расположенных на полуострове Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе	ООО «Газпромнефть Новый Порт» (Новопортовское)

### **Налог на прибыль организаций**

Применение пониженной ставки в размере 17% (льгота 3% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)

ООО «Газпромнефть-Хантос»  
ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»  
(Обособленное подразделение в ХМАО)

Применение пониженной ставки в размере 16% (льгота 4% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)

ОАО «НК «Магма»

Применение пониженной ставки в размере 15,5% (льгота 4,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»  
ООО «Заполярьефть»

### **Налог на имущество**

Освобождение от налога на имущество по инвестиционным проектам в ХМАО, заявленным до 01.01.2011г. (в соответствии с законодательством ХМАО)

ООО «Газпромнефть-Хантос»

Применение пониженной ставки в размере 1,1% в отношении имущества, созданного/приобретенного при реализации инвестиционных проектов в ЯНАО (в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»  
ООО «Заполярьефть»

### **Транспортировка нефти и нефтепродуктов**

Политика в отношении транспортных тарифов определяется государственными органами для того, чтобы обеспечить баланс интересов государства и всех участников процесса транспортировки. Транспортные тарифы естественных монополий устанавливаются Федеральной службой по тарифам Российской Федерации («ФСТ»). Тарифы зависят от направления транспортировки, объема поставок, расстояния до пункта назначения и нескольких других факторов. Изменения тарифов зависят от инфляции, прогнозируемой Министерством экономического развития Российской Федерации, потребностей владельцев транспортной инфраструктуры в капитальных вложениях, прочих макроэкономических факторов, а также от окупаемости экономически обоснованных затрат, понесенных естественными монополиями. Тарифы пересматриваются ФСТ не реже одного раза в год, включая тарифы на погрузочно-разгрузочные работы, перевалку, перевозку и другие тарифы.

В таблице ниже указаны средние затраты на транспортировку тонны нефти на экспорт, до заводов Группы, а также средние затраты на транспортировку тонны нефтепродуктов на экспорт от заводов Группы:

3 кв. 2013	2 кв. 2013	Δ, %	(руб./т.)	9 мес.		
				2013	2012	Δ, %
<b>Нефть</b>						
Экспорт						
1 654,39	1 613,07	2,6	Трубопроводный	1 629,29	1 514,53	7,6
СНГ						
1 063,82	1 088,81	(2,3)	Трубопроводный	1 095,89	1 197,39	(8,5)
Транспортировка на НПЗ						
550,24	525,76	4,7	ОНПЗ	504,39	454,42	11,0
975,43	997,37	(2,2)	МНПЗ	988,93	851,63	16,1
1 058,08	1 101,54	(3,9)	Ярославский НПЗ	981,84	804,31	22,1
<b>Нефтепродукты</b>						
Экспорт с ОНПЗ						
3 174,59	3 511,90	(9,6)	Бензин	3 285,38	2 434,26	35,0
3 624,17	3 922,74	(7,6)	Мазут	3 870,32	3 503,44	10,5
3 225,66	3 323,06	(2,9)	Дизельное топливо	3 324,62	3 276,70	1,5
Экспорт с МНПЗ						
1 560,48	1 685,27	(7,4)	Бензин	1 668,00	1 660,12	0,5
1 392,65	1 475,40	(5,6)	Мазут	1 447,69	1 407,69	2,8
1 900,11	1 804,35	5,3	Дизельное топливо	1 778,53	1 638,61	8,5
Экспорт с Ярославского НПЗ						
1 071,00	1 058,60	1,2	Бензин	1 120,87	1 321,19	(15,2)
1 314,25	1 308,05	0,5	Мазут	1 375,58	1 415,63	(2,8)
1 458,80	1 458,80	-	Дизельное топливо	1 470,08	1 296,90	13,4

За 9 месяцев 2013 года Группа поставила 39,6% (63,5% за 9 месяцев 2012 г.) от общего объема нефти на экспорт через порты Балтийского моря – 31,4% через Приморск и 8,2% через Усть-Луга; 23,5% (24,0% за 9 месяцев 2012 г.) нефти экспортировано через трубопровод «Дружба» в Чешскую республику (за 9 месяцев 2012 г. нефть экспортировалась в Чешскую республику и Германию); 15,9% (9,0% за 9 месяцев 2012 г.) нефти отгружено через порт Новороссийск, в том числе легкой нефти 11,8% (6,5% за 9 месяцев 2012 г.); через морской порт Туапсе нефть не отгружалась (3,6% за 9 месяцев 2012 г.); 21,1% (за 9 месяцев 2012 г. не экспортировалась) экспортировано по транзитному трубопроводу Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино. Экспорт нефти в страны СНГ за 9 месяцев 2013 г. составил 44,9% (77,4% за 9 месяцев 2012 г.) в Белоруссию и 55,1% (22,6% за 9 месяцев 2012 г.) в Казахстан.

[www.gazprom-neft.com](http://www.gazprom-neft.com)

Контакты: ОАО «Газпром нефть»

Управление по связям с инвесторами, эл. почта: [ir@gazprom-neft.ru](mailto:ir@gazprom-neft.ru)

Адрес: 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская д. 3-5

Тел.: +7 812 385 95 48

Данный отчет содержит заявления прогнозного характера, которые отражают ожидания руководства Компании. Такие термины как «предполагать», «считать», «ожидать», «прогнозировать», «намереваться», «планировать», «проект», «рассматривать», «могло бы» наряду с другими похожими или аналогичными выражениями определяют заявления прогнозного характера. Данные предположения содержат риски и неопределенности, предвидимые либо не предвидимые Компанией. Таким образом, будущие результаты деятельности могут отличаться от текущих ожиданий и пользователи данной информации не должны основывать свои предположения исключительно на представленной в этом документе информации.