

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2013 г., и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 г.г.

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 30 июня 2013 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2013 г., и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 г.г., 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 6 месяцев закончившихся 30 июня 2013 г.

Основные финансовые и операционные показатели

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %		6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
298 820	291 895	2,4	Выручка	590 715	580 187	1,8
73 874	76 693	(3,7)	Скорректированная EBITDA ¹	150 567	149 297	0,9
4 797,0	5 042,3	(4,9)	руб./т. н. э.	4 918,9	5 059,2	(2,8)
20,7	22,6	(8,4)	долл. США ² /барр. н. э.	21,6	22,5	(3,9)
38 054	39 567	(3,8)	Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	77 621	78 726	(1,4)
133 785	155 141	(13,8)	Чистый долг	133 785	144 252	(7,3)
Операционные результаты						
113,11	111,76	1,2	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	224,87	217,00	3,6
1,24	1,24	-	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,24	1,19	4,2
91,83	90,85	1,1	Добыча нефти с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	182,68	184,79	(1,1)
127,68	125,46	1,8	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	253,14	193,23	31,0
10,83	10,36	4,5	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	21,19	21,35	(0,8)

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

²пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период.

Основные события за 6 месяцев 2013 г.

- Осуществлена первая отгрузка нефти с Новопортовского и Мессояхинского 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»);
- 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 104 обслуживаемых аэропортов (88 на начало 2013 г.);
- Расширена сеть бункеровочного бизнеса: завершено приобретение Marine Bunker Balkan S.A. (Румыния); введен в эксплуатацию новый бункеровщик для работы на Дальнем Востоке; начата бункеровка судов в морском порту Сочи.

Результаты за 6 месяцев 2013 г. по сравнению с 6 месяцами 2012 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 3,6% и составила 224,87 млн. барр. 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 0,8% год к году вследствие снижения загрузки установок первичной переработки нефти на Московском НПЗ в период плановой реконструкции установки гидроочистки дизельного топлива и снижения объема переработки на Мозырском НПЗ;
- Увеличение объема добычи и увеличение объема реализации нефтепродуктов через премиальные каналы сбыта, привели к увеличению выручки на 1,8% и показателя скорректированная EBITDA на 0,9%;
- Убыток от курсовых разниц и рост амортизации привели к снижению прибыли, относящейся к акционерам ОАО «Газпром нефть», на 1,4%.

Результаты за 2 квартал 2013 г. по сравнению с 1 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 4,5% вследствие сезонного увеличения спроса на нефтепродукты в условиях большей эффективности переработки по сравнению с экспортом нефти;
- Рост объемов переработки нефти и продаж нефтепродуктов на внутреннем рынке, способствовали росту выручки на 2,4%;
- Снижение цен на нефть и нефтепродукты, а также негативное влияние экспортных пошлин во втором квартале 2013 г., по сравнению с позитивным влиянием в первом квартале 2013 г. (эффект запаздывания пошлин), способствовали уменьшению показателя скорректированная EBITDA на 3,7% и прибыли, относящейся к акционерам ОАО «Газпром нефть», на 3,8%.

Анализ операционных результатов деятельности

Эксплуатационное бурение

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %		6 мес.		Δ, %
				2013	2012	
Дочерние компании						
772	615	25,7	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 387	1 203	15,4
185	144	28,5	Количество новых скважин (шт.)	329	290	13,5
13,61	13,79	(1,3)	Средний дебит действующих скважин (т./сут.)	13,70	14,55	(5,8)
84,83	84,72	0,1	Обводненность (%)	84,78	83,63	1,4
Пропорционально консолидированные предприятия						
231	187	23,5	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	419	409	2,4
67	44	52,3	Количество новых скважин (шт.)	111	113	(1,8)
Совместные предприятия						
280	189	48,0	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	469	317	47,9
47	31	51,6	Количество новых скважин (шт.)	78	63	23,8

- Рост объемов бурения связан с увеличением темпов разбуривания месторождений Оренбургского региона и Южно-Киняминского месторождения, приобретенного в 1 квартале 2013;
- Опережающий темп роста проходки обусловлен увеличением доли бурения горизонтальных скважин.

Добыча

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %		6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
(млн. т.)			Нефть	(млн. т.)		
3,67	3,62	1,4	Ноябрьскнефтегаз	7,29	7,72	(5,6)
3,26	3,18	2,5	Хантос*	6,44	5,97	7,9
1,27	1,23	3,3	Томскнефть	2,50	2,54	(1,6)
0,86	0,87	(1,2)	SPD	1,73	1,92	(9,9)
0,34	0,33	3,0	Оренбург	0,67	0,50	34,0
0,30	0,32	(6,3)	НИС	0,62	0,60	3,3
0,20	0,25	(20,0)	Газпром нефть	0,45	0,56	(19,6)
0,27	0,23	17,4	Восток	0,50	0,51	(2,0)
0,17	0,17	-	Прочие	0,34	0,33	3,0
Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями				20,54	20,65	(0,5)
2,11	2,12	(0,5)	Доля в добыче Славнефти	4,23	4,45	(4,9)
0,04	0,04	-	Доля в добыче СеверЭнергии	0,08	0,02	300,0
2,15	2,16	(0,5)	Доля в добыче совместных предприятий	4,31	4,47	(3,6)
Итого добыча нефти						
12,49	12,36	1,1	млн. т.	24,85	25,12	(1,1)
91,83	90,85	1,1	млн. барр.	182,68	184,79	(1,1)
(млрд. куб. м.)			Газ**	(млрд. куб. м.)		
2,32	2,42	(4,1)	Ноябрьскнефтегаз	4,74	3,69	28,5
0,03	0,03	-	Хантос*	0,06	0,05	20,0
0,22	0,21	4,8	Томскнефть	0,43	0,40	7,5
0,04	0,03	33,3	SPD	0,07	0,07	-
0,41	0,31	32,3	Оренбург	0,72	0,56	28,6
0,13	0,14	(7,1)	НИС	0,27	0,28	(3,6)
0,01	0,02	(50,0)	Газпром нефть	0,03	0,04	(25,0)
0,02	0,01	100,0	Восток	0,03	0,02	50,0
0,01	0,02	(50,0)	Прочие	0,03	0,03	-
Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями				6,38	5,14	24,1
0,11	0,10	10,0	Доля в добыче Славнефти	0,21	0,21	-
0,32	0,26	23,1	Доля в добыче СеверЭнергии	0,58	0,13	346,2
0,43	0,36	19,4	Доля в добыче совместных предприятий	0,79	0,34	132,4
3,62	3,55	2,0	Итого добыча газа	7,17	5,48	30,8
(млн. т. н. э.)			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
12,91	12,76	1,2	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	25,67	24,77	3,6
2,49	2,45	1,6	Доля в добыче совместных предприятий	4,94	4,74	4,2
Итого добыча углеводородов						
15,40	15,21	1,3	млн. т. н. э.	30,61	29,51	3,7
113,11	111,76	1,2	млн. барр. н. э.	224,87	217,00	3,6
Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)				1,24	1,19	4,2

* 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 1,1% год к году, что обусловлено ростом обводненности и снижением добычи нефти на традиционных 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 30,8% год к году и 2,0% квартал к кварталу главным образом вследствие увеличения добычи природного газа на Муравленковском месторождении, реализации программы по утилизации попутного газа и запуска Самбургского месторождения СеверЭнергии.

Покупка нефти

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	(млн. т.)	6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
1,15	1,51	(23,8)	Покупки нефти в России *	2,66	3,97	(33,0)
0,37	0,37	-	Покупки нефти на международном рынке	0,74	1,07	(30,8)
1,52	1,88	(19,2)	Итого покупки нефти	3,40	5,04	(32,5)

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

- Снижение покупок нефти в России на 33,0% год к году и 23,8% квартал к кварталу связано с прекращением контракта поставки нефти от ТНК-ВР;
- Уменьшение покупок нефти на международном рынке на 30,8% год к году объясняется снижением объема трейдинговых операций.

Переработка

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	(млн. т.)	6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
5,25	5,09	3,1	Омск	10,34	10,21	1,3
2,84	2,53	12,3	Москва	5,37	5,59	(3,9)
0,74	0,52	42,3	Панчево	1,26	1,12	12,5
8,83	8,14	8,5	Переработка на НПЗ дочерних компаний	16,97	16,92	0,3
1,74	1,87	(7,0)	Доля в Ярославском НПЗ	3,61	3,66	(1,4)
0,26	0,35	(25,7)	Доля в Мозырском НПЗ	0,61	0,77	(20,8)
10,83	10,36	4,5	Итого переработка	21,19	21,35	(0,8)

Производство нефтепродуктов

2,21	2,25	(1,8)	Бензин	4,46	4,41	1,1
0,01	0,04	(75,0)	Класс 2 и ниже	0,05	0,60	(91,7)
0,14	0,16	(12,5)	Класс 3	0,30	2,10	(85,7)
0,64	0,79	(19,0)	Класс 4	1,43	1,65	(13,3)
1,42	1,26	12,7	Класс 5	2,68	0,06	4 366,7
0,43	0,34	26,5	Нафта	0,77	0,71	8,5
2,96	3,01	(1,7)	Дизельное топливо	5,97	5,59	6,8
0,13	0,03	333,3	Класс 2 и ниже	0,16	2,15	(92,6)
0,48	1,36	(64,7)	Класс 3	1,84	1,22	50,8
0,48	0,60	(20,0)	Класс 4	1,08	1,19	(9,2)
1,87	1,02	83,3	Класс 5	2,89	1,03	180,6
1,89	2,04	(7,4)	Мазут	3,93	4,49	(12,5)
0,78	0,56	39,3	Авиатопливо	1,34	1,38	(2,9)
2,05	1,61	27,3	Прочие	3,66	3,61	1,4
10,32	9,81	5,2	Итого производство нефтепродуктов	20,13	20,19	(0,3)

- Объем переработки нефти по Группе:
 - снизился на 0,8% год к году вследствие снижения загрузки установок первичной переработки нефти на Московском НПЗ в период плановой реконструкции установки гидроочистки дизельного топлива и снижения объема переработки на Мозырском НПЗ;
 - вырос на 4,5% квартал к кварталу вследствие сезонного увеличения спроса на нефтепродукты в условиях большей эффективности переработки по сравнению с экспортом нефти;
- Объем производства светлых нефтепродуктов (бензин, нафта, дизельное топливо, авиатопливо) вырос год к году и квартал к кварталу в связи с вводом новых установок на НПЗ Компании;

- Снижение производства бензинов на 1,8% квартал к кварталу обусловлено проведением ремонта установки риформинга на Омском НПЗ во 2 квартале 2013 г. и капитального ремонта цепочки установок на Ярославском НПЗ;
- Снижение производства дизельного топлива на 1,7% квартал к кварталу обусловлено проведением реконструкции установки гидроочистки дизельного топлива на Московском НПЗ и капитального ремонта цепочки установок на Ярославском НПЗ;
- 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 на Омском НПЗ в мае и декабре 2012, соответственно, вводом установки гидроочистки дизельного топлива на Ярославском НПЗ в феврале 2013 и вводом установки гидроочистки дизельного топлива после реконструкции на МНПЗ в мае 2013 г.);
- Сокращение производства мазута на 12,5% год к году обусловлено:
 - сокращением объема производства мазута в первом полугодии 2013г. вследствие его направления на последующую переработку на установки каталитического крекинга на Московском, Омском и Ярославском НПЗ, которые находились на плановом ремонте в первом квартале 2012г.
 - ростом производства битумных материалов вследствие повышения спроса и увеличения производительности битумной установки на МНПЗ с июля 2012г. после проведения реконструкции;
- Сокращение производства мазута на 7,4% квартал к кварталу обусловлено ростом спроса на битумные материалы;
- Снижение производства авиатоплива на 2,9% год к году обусловлено снижением объема переработки нефти на Московском НПЗ в период плановой реконструкции установки гидроочистки дизельного топлива, а также снижением объема переработки на Ярославском НПЗ вследствие проведения планового капитального ремонта цепочки установок.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	2 кв. 2013		1 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	778	0,03	1 880	0,07	(58,6)	(57,1)
Дизельное топливо	8 972	0,32	6 132	0,20	46,3	60,0
Мазут	3 918	0,22	2 927	0,16	33,9	37,5
Авиатопливо	1 144	0,03	2 156	0,07	(46,9)	(57,1)
Итого	14 812	0,60	13 095	0,50	13,1	20,0

	6 мес. 2013		6 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	2 658	0,10	2 186	0,07	21,6	42,9
Дизельное топливо	15 104	0,52	13 227	0,44	14,2	18,2
Мазут	6 845	0,38	2 438	0,12	180,8	216,7
Авиатопливо	3 300	0,10	2 937	0,09	12,4	11,1
Прочие	-	-	278	-	-	-
Итого	27 907	1,10	21 066	0,72	32,5	52,8

- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов на международном рынке на 52,8% год к году обусловлено увеличением объемов торговой деятельности.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	2 кв. 2013		1 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Низкооктановый бензин	271	0,01	291	0,01	(6,9)	-
Дизельное топливо	423	0,02	423	0,02	-	-
Прочие	132	0,01	136	0,01	(2,9)	-
Итого	826	0,04	850	0,04	(2,8)	-

	6 мес. 2013		6 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	-	-	854	0,02	-	-
Низкооктановый бензин	562	0,02	-	-	-	-
Дизельное топливо	846	0,04	619	0,01	36,7	300,0
Прочие	268	0,02	327	0,02	(18,0)	-
Итого	1 676	0,08	1 800	0,05	(6,9)	60,0

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	2 кв. 2013		1 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	5 092	0,20	5 304	0,20	(4,0)	-
Дизельное топливо	1 752	0,06	3 242	0,11	(46,0)	(45,5)
Мазут	191	0,02	211	0,02	(9,5)	-
Авиатопливо	2 570	0,11	2 220	0,09	15,8	22,2
Прочие	1 950	0,07	788	0,04	147,5	75,0
Итого	11 555	0,46	11 765	0,46	(1,8)	-

	6 мес. 2013		6 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	10 396	0,40	9 763	0,41	6,5	(2,4)
Дизельное топливо	4 994	0,17	2 460	0,09	103,0	88,9
Мазут	402	0,04	2 006	0,12	(80,0)	(66,7)
Авиатопливо	4 790	0,20	3 063	0,13	56,4	53,9
Прочие	2 738	0,11	1 452	0,04	88,6	175,0
Итого	23 320	0,92	18 744	0,79	24,4	16,5

- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов на внутреннем рынке на 16,5% год к году обусловлено плановыми ремонтами на НПЗ Компании.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %		6 мес.		
	(шт.)			2013	2012	Δ, %
			Действующие АЗС			
1 036	1 060	(2,3)	в России	1 036	1 041	(0,5)
214	214	-	в СНГ	214	195	9,7
405	392	3,3	в Восточной Европе	405	372	8,9
1 655	1 666	(0,7)	Итого АЗС (на конец периода)	1 655	1 608	2,9
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
18,4	17,6	4,9		18,0	16,5	9,0
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы		(млн. т.)	
4,46	3,89	14,7	Продажи автомобильного топлива	8,35	8,65	(3,5)
0,55	0,53	3,8	Продажи авиатоплива	1,08	0,95	13,7
0,81	0,66	22,7	Продажи судового топлива	1,47	1,30	13,1
0,04	0,04	-	Продажи масел	0,08	0,06	33,3
5,86	5,12	14,5	Итого объем продаж через премиальные каналы	10,98	10,96	0,2

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 2,9% год к году;
- Общее количество действующих АЗС уменьшилось на 0,7% квартал к кварталу в связи с проведением работ по реконструкции АЗС в Московском регионе;
- Увеличение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 9,0% год к году обусловлено эффектом от ребрендинга, рекламной кампании и программы лояльности покупателей;
- Объем продаж через премиальные каналы остался неизменным год к году, в то время как:
 - Объем продаж автомобильного топлива снизился за счет снижения объема мелкооптовых продаж, при этом рост розничных продаж составил 13,2%;
 - 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 14,5% квартал к кварталу обусловлен сезонным ростом спроса, а также успешным проведением маркетинговых кампаний.

Результаты деятельности

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		Δ, %
				2013	2012	
Выручка от продаж						
359 080	355 954	0,9	Продажи	715 034	725 143	(1,4)
(60 260)	(64 059)	(5,9)	Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(124 319)	(144 956)	(14,2)
298 820	291 895	2,4	Итого выручка от продаж	590 715	580 187	1,8
Расходы и прочие затраты						
(77 545)	(70 760)	9,6	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(148 305)	(153 907)	(3,6)
(36 374)	(34 100)	6,7	Производственные и операционные расходы	(70 474)	(62 871)	12,1
(16 966)	(14 276)	18,8	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(31 242)	(30 181)	3,5
(25 962)	(25 444)	2,0	Транспортные расходы	(51 406)	(45 053)	14,1
(19 134)	(17 993)	6,3	Износ, истощение и амортизация	(37 127)	(33 580)	10,6
(73 626)	(77 302)	(4,8)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(150 928)	(151 088)	(0,1)
(123)	(712)	(82,7)	Расходы на геологоразведочные работы	(835)	(674)	23,9
(249 730)	(240 587)	3,8	Итого операционные расходы	(490 317)	(477 354)	2,7
494	(943)	-	Прочие доходы / (расходы)	(449)	1 526	-
49 584	50 365	(1,6)	Операционная прибыль	99 949	104 359	(4,2)
302	2 337	(87,1)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	2 639	3 198	(17,5)
(1 328)	(1 172)	13,3	(Убыток) / прибыль от курсовых разниц, нетто	(2 500)	(2 329)	7,3
1 191	1 511	(21,2)	Финансовые доходы	2 702	1 657	63,1
(2 820)	(3 090)	(8,7)	Финансовые расходы	(5 910)	(4 901)	20,6
(2 655)	(414)	541,3	Итого прочие (расходы) / доходы	(3 069)	(2 375)	29,20
46 929	49 951	(6,0)	Прибыль до налогообложения	96 880	101 984	(5,0)
(7 219)	(7 399)	(2,4)	Расходы по текущему налогу на прибыль	(14 618)	(14 686)	(0,5)
240	(2 025)	0,0	Доходы / (Расходы по отложенному налогу на прибыль)	(1 785)	(3 341)	(46,6)
(6 979)	(9 424)	(25,9)	Итого расходы по налогу на прибыль	(16 403)	(18 027)	(9,0)
39 950	40 527	(1,4)	Прибыль за период	80 477	83 957	(4,1)
(1 896)	(960)	97,5	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(2 856)	(5 231)	(45,4)
38 054	39 567	(3,8)	Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	77 621	78 726	(1,4)

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

Выручка

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
Нефть						
22 458	28 926	(22,4)	Экспорт	51 384	81 759	(37,2)
46 169	57 429	(19,6)	Продажи на экспорт	103 598	161 539	(35,9)
(23 711)	(28 503)	(16,8)	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(52 214)	(79 780)	(34,6)
621	10	6 110,0	Международный рынок	631	1 023	(38,3)
9 792	12 267	(20,2)	Экспорт в СНГ	22 059	16 331	35,1
2 580	2 964	(13,0)	Внутренний рынок	5 544	6 493	(14,6)
35 451	44 167	(19,7)	Итого выручка от продаж нефти	79 618	105 606	(24,6)
Газ						
281	619	(54,6)	Международный рынок	900	3 042	(70,4)
4 635	5 728	(19,1)	Внутренний рынок	10 363	8 596	20,6
4 916	6 347	(22,5)	Итого выручка от продаж газа	11 263	11 638	(3,2)
Нефтепродукты						
66 208	71 490	(7,4)	Экспорт	137 698	116 767	17,9
93 792	100 783	(6,9)	Продажи на экспорт	194 575	170 002	14,5
(27 584)	(29 293)	(5,8)	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(56 877)	(53 235)	6,8
22 077	16 601	33,0	Международный рынок	38 678	30 570	26,5
30 345	22 137	37,1	Продажи на международном рынке	52 482	39 946	31,4
(8 268)	(5 536)	49,3	<i>Минус:</i> акциз*	(13 804)	(9 376)	47,2
13 325	11 341	17,5	СНГ	24 666	27 645	(10,8)
14 022	12 068	16,2	Экспорт и продажи в СНГ	26 090	30 210	(13,6)
(697)	(727)	(4,1)	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(1 424)	(2 565)	(44,5)
147 751	134 440	9,9	Внутренний рынок	282 191	273 775	3,1
249 361	233 872	6,6	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	483 233	448 757	7,7
9 092	7 509	21,1	Прочая выручка	16 601	14 186	17,0
298 820	291 895	2,4	Итого выручка	590 715	580 187	1,8

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

Объем реализации

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %		6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
			Нефть	(млн. т.)		
1,97	2,32	(15,1)	Продажи на экспорт	4,29	6,67	(35,7)
0,03	-	-	Продажи на международном рынке	0,03	0,04	(25,0)
0,98	0,98	-	Экспорт в СНГ	1,96	1,37	43,1
0,29	0,31	(6,5)	Продажи на внутреннем рынке	0,60	0,63	(4,8)
3,27	3,61	(9,4)	Итого продажи нефти	6,88	8,71	(21,0)
			Газ	(млрд. куб. м.)		
0,03	0,06	(50,0)	Продажи на международном рынке	0,09	0,23	(60,9)
2,54	2,79	(9,0)	Продажи на внутреннем рынке	5,33	5,44	(2,0)
2,57	2,85	(9,8)	Итого продажи газа	5,42	5,67	(4,4)
			Нефтепродукты	(млн. т.)		
4,04	4,16	(2,9)	Продажи на экспорт	8,20	6,91	18,7
0,79	0,56	41,1	Продажи на международном рынке	1,35	1,07	26,2
0,56	0,47	19,1	Экспорт и продажи в СНГ	1,03	1,29	(20,2)
6,26	5,57	12,4	Продажи на внутреннем рынке	11,83	12,32	(4,0)
11,65	10,76	8,3	Итого продажи нефтепродуктов	22,41	21,59	3,8

Средние сложившиеся цены реализации

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %		6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
	(руб./т.)		Нефть	(руб./т.)		
23 436	24 754	(5,3)	Продажи на экспорт	24 149	24 219	(0,3)
9 992	12 517	(20,2)	Экспорт в СНГ	11 255	11 920	(5,6)
8 897	9 561	(7,0)	Продажи на внутреннем рынке	9 240	10 306	(10,3)
	(руб./т.)		Нефтепродукты	(руб./т.)		
23 216	24 227	(4,2)	Продажи на экспорт	23 729	24 602	(3,6)
38 411	39 530	(2,8)	Продажи на международном рынке	38 876	37 333	4,1
25 039	25 677	(2,5)	Экспорт и продажи в СНГ	25 330	23 419	8,2
23 602	24 136	(2,2)	Продажи на внутреннем рынке	23 854	22 222	7,3

Реализация нефти

- Снижение объема продаж нефти на экспорт на 35,7% 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 43,1% год к году связано с перераспределением нефти с экспортного направления (кроме СНГ).

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	2 кв. 2013		1 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	2 685	0,09	1 707	0,06	57,3	50,0
Низкооктановый бензин	1 589	0,06	1 919	0,07	(17,2)	(14,3)
Нафта	9 275	0,35	8 788	0,31	5,5	12,9
Дизельное топливо	35 442	1,26	45 068	1,55	(21,4)	(18,7)
Мазут	33 318	1,82	34 762	1,87	(4,2)	(2,7)
Авиатопливо	1 578	0,05	2 515	0,08	(37,3)	(37,5)
Прочие	9 905	0,41	6 024	0,22	64,4	86,4
Итого	93 792	4,04	100 783	4,16	(6,9)	(2,9)
	6 мес. 2013		6 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	4 392	0,15	4 205	0,14	4,5	7,1
Низкооктановый бензин	3 508	0,13	890	0,03	294,2	333,3
Нафта	18 063	0,66	16 718	0,60	8,1	10,0
Дизельное топливо	80 510	2,81	54 925	1,87	46,6	50,3
Мазут	68 080	3,69	68 292	3,44	(0,3)	7,3
Авиатопливо	4 093	0,13	3 007	0,09	36,1	44,4
Прочие	15 929	0,63	21 965	0,74	(27,5)	(14,9)
Итого	194 575	8,20	170 002	6,91	14,5	18,7

- Увеличение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 18,7% год к году обусловлено перераспределением объемов с внутреннего рынка и выходом на новые рынки сбыта.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	2 кв. 2013		1 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	5 152	0,18	4 423	0,16	16,5	12,5
Низкооктановый бензин	1 013	0,04	1 068	0,05	(5,2)	(20,0)
Дизельное топливо	3 827	0,14	3 380	0,13	13,2	7,7
Мазут	736	0,07	472	0,04	55,9	75,0
Авиатопливо	1 955	0,05	1 624	0,04	20,4	25,0
Прочие	1 339	0,08	1 101	0,05	21,6	60,0
Итого	14 022	0,56	12 068	0,47	16,2	19,2

	6 мес. 2013		6 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	9 575	0,34	9 653	0,35	(0,8)	(2,9)
Низкооктановый бензин	2 081	0,09	2 211	0,09	(5,9)	-
Нафта	-	-	1 012	0,06	-	-
Дизельное топливо	7 207	0,27	6 951	0,26	3,7	3,9
Мазут	1 208	0,11	1 047	0,09	15,4	22,2
Авиатопливо	3 579	0,09	4 637	0,12	(22,8)	(25,0)
Прочие	2 440	0,13	4 699	0,32	(48,1)	(59,4)
Итого	26 090	1,03	30 210	1,29	(13,6)	(20,2)

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	2 кв. 2013		1 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	56 903	1,95	52 850	1,83	7,7	6,6
Низкооктановый бензин	1 309	0,05	1 330	0,05	(1,6)	-
Дизельное топливо	46 935	1,74	43 284	1,53	8,4	13,7
Мазут	2 281	0,24	5 448	0,48	(58,1)	(50,0)
Авиатопливо	17 968	0,76	14 617	0,59	22,9	28,8
Прочие	22 355	1,52	16 911	1,09	31,9	39,5
Итого	147 751	6,26	134 440	5,57	9,9	12,4

	6 мес. 2013		6 мес. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	109 753	3,78	103 367	3,88	6,2	(2,6)
Низкооктановый бензин	2 639	0,10	4 551	0,19	(42,0)	(47,4)
Дизельное топливо	90 219	3,27	89 618	3,70	0,7	(11,6)
Мазут	7 729	0,72	8 850	0,88	(12,7)	(18,2)
Авиатопливо	32 585	1,35	30 384	1,32	7,2	2,3
Прочие	39 266	2,61	37 005	2,35	6,0	11,1
Итого	282 191	11,83	273 775	12,32	3,1	(4,0)

- Снижение объема реализации бензинов и дизельного топлива на внутреннем рынке год к году обусловлено перераспределением объемов на экспорт;
- Снижение объема реализации мазута на 18,2% год к году обусловлено сокращением производства продукта;
- Увеличение объема реализации авиатоплива на 2,3% год к году и на 28,8% 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 17,0% год к году обусловлен в основном изменением объемов реализации.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов уменьшилась на 3,6% год к году главным образом по причине снижения объемов закупки нефти в России и на международном рынке.

Производственные и операционные расходы

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
2013	2013			2013	2012	Δ, %
17 732	16 255	9,1	Расходы на добычу углеводородов	33 987	29 681	14,5
14 372	13 190	9,0	Дочерние компании	27 562	23 504	17,3
1 113	1 034	7,7	<i>руб./т.н.э.</i>	1 074	949	13,2
4,80	4,64	3,6	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	4,72	4,23	11,8
3 360	3 065	9,6	Пропорционально консолидируемые компании	6 425	6 177	4,0
1 436	1 333	7,8	<i>руб./т.н.э.</i>	1 385	1 276	8,5
6,20	5,98	3,7	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	6,09	5,68	7,2
8 655	8 563	1,1	Расходы на переработку	17 218	15 295	12,6
			Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний			
4 864	4 552	6,9	<i>руб./т.</i>	9 416	8 258	14,0
551	559	(1,5)	<i>долл. США¹/барр.</i>	555	488	13,7
2,38	2,51	(5,2)	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий	2,44	2,17	12,3
2 617	2 865	(8,7)	<i>руб./т.</i>	5 482	4 826	13,6
1 309	1 291	1,4	<i>долл. США¹/барр.</i>	1 299	1 089	19,2
5,65	5,79	(2,5)	Расходы на производство масел и фасованной продукции	5,71	4,85	17,8
1 174	1 146	2,4	Расходы на транспортировку до НПЗ	10 364	10 779	(3,9)
5 534	4 830	14,6	Прочие операционные расходы	8 905	7 116	25,1
4 453	4 452	-	Итого	70 474	62 871	12,1

¹пересчет 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 17,3% 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 13,2% год к году в результате:
 - приобретения Новопортовского месторождения с высокими эксплуатационными затратами на стадии опытно-промышленной эксплуатации;
 - существенного роста тарифов на электроэнергию (+13,2%);
 - роста обводнённости добываемой продукции на зрелых месторождениях;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям увеличились на 7,7% квартал к кварталу, что связано с увеличением активности по ГТМ для поддержания уровня добычи;

- Расходы на переработку нефти на собственных НПЗ 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 собственных НПЗ выросли на 14,0% год к году в связи с ростом тарифов естественных монополий, вводом новых установок на Омском и Московском НПЗ;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ зависимых обществ выросли на 13,6% год к году в связи с вводом новых установок, повышающих качество продукции на Ярославском НПЗ, и соответствующим повышением стоимости услуг по переработке;
- Расходы на производство масел и фасованной продукции увеличились на 4,9% год к году в связи с проведением ремонта на Омском заводе смазочных материалов и увеличением объема производства фасованной продукции.

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 3,5% год к году в связи с ростом премиальных продаж и расширением бизнеса компании по новым крупным проектам;
 - на 18,8% квартал к кварталу, в основном, в связи с сезонным увеличением расходов на премиальные продажи, компенсируемых ростом выручки.

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.

- Увеличение транспортных расходов год к году произошло за счет роста тарифов на транспортировку и роста объема продаж Группы.

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 10,6% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации программы капитальных вложений Группы.

Налоги, за исключением налога на прибыль

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
49 112	50 858	(3,4)	Налог на добычу полезных ископаемых	99 970	99 083	0,9
18 796	19 308	(2,7)	Акциз	38 104	41 180	(7,5)
1 896	1 829	3,7	Налог на имущество	3 725	3 796	(1,9)
3 822	5 307	(28,0)	Прочие налоги	9 129	7 029	29,9
73 626	77 302	(4,8)	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	150 928	151 088	(0,1)

- Сумма расхода по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) выросла на 0,9% год к году в связи с ростом ставки налога. Несмотря на снижение цены на нефть марки Urals на 4,9% год к году средняя ставка НДПИ на нефть выросла год к году на 1,0%, так как снижение цены на нефть было компенсировано ростом базовой ставки с 446 руб./т. до 470 руб./т.;
- Сумма акцизов снизилась на 7,5% год к году вследствие роста доли производства моторных топлив высоких классов, которые облагаются акцизом по более низким ставкам.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
189	2 386	(92,1)	Славнефть	2 575	2 909	(11,5)
(153)	(250)	(38,8)	Мессояханефтегаз	(403)	-	-
(107)	(54)	98,1	СеверЭнергия	(161)	113	-
373	255	46,3	Прочие компании	628	176	256,8
302	2 337	(87,1)	Итого доля в прибыли / (убытке) ассоциированных и совместных предприятий	2 639	3 198	(17,5)

- Доля Группы в прибыли Славнефти снизилась год к году главным образом в результате снижения объемов добычи, роста ставки НДПИ и снижения цен на нефть на внутреннем рынке;
- Доля в прибыли Славнефти снизилась квартал к кварталу главным образом в результате снижения цен на нефть на внутреннем рынке и убытка от курсовых разниц, связанного с ослаблением рубля и переоценкой долга, номинированного в долларах США.

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 средств на банковских депозитах.

Ликвидность и источники капитала

Денежные средства

(млн. руб.)	6 мес.		
	2013	2012	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	125 885	126 423	(0,4)
Чистые денежные средства, использованные для инвестиционной деятельности	(100 551)	(79 690)	26,2
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(9 606)	(6 099)	57,5
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов	15 728	40 634	(61,3)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	6 мес.		
	2013	2012	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в рабочем капитале	143 111	137 157	4,3
Изменения в рабочем капитале	1 937	6 409	(69,8)
Уплаченный налог на прибыль	(14 179)	(13 668)	3,7
Проценты уплаченные	(5 962)	(5 048)	18,1
Дивиденды полученные	978	1 573	(37,8)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	125 885	126 423	(0,4)

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, существенно не изменились.

Чистые денежные средства, использованные для инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	6 мес.		
	2013	2012	Δ %
Капитальные затраты	(90 497)	(68 935)	31,3
Приобретение дочерних компаний и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(2 566)	(470)	446,0
(Размещение) денежных средств на депозитах / поступление с депозитов	(5 891)	(10 348)	(43,1)
Прочие операции	(1 597)	63	-
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(100 551)	(79 690)	26,2

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 26,2% год к году главным образом в связи с увеличением капитальных затрат.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	6 мес.		
	2013	2012	Δ %
Поступление/(погашение) займов и кредитов	(8 356)	(5 822)	43,5
Выплата дивидендов акционерам компании	-	(5)	-
Приобретение неконтролирующих долей участия	(378)	(272)	39,0
Прочие операции	(872)	-	-
Чистые денежные средства использованные в финансовой деятельности	(9 606)	(6 099)	57,5

- Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, увеличились на 57,5% (3 507 млн. руб.) главным образом в результате реструктуризации кредитного портфеля.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	6 мес.		
	2013	2012	Δ, %
Разведка и добыча	57 256	43 381	32,0
Дочерние компании	51 419	36 723	40,0
Пропорционально консолидируемые компании	5 837	6 658	(12,3)
Нефтепереработка	14 333	17 135	(16,4)
Маркетинг и сбыт	5 192	4 325	20,0
Прочие	1 799	3 786	(52,5)
Подытог капитальные вложения	78 580	68 627	14,5
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	11 917	308	3 769,2
Итого капитальные вложения	90 497	68 935	31,3

- Рост капитальных вложений в сегменте разведка и добыча на 32,0% 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 16,4% год к году связан 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	37 006	77 193
Долгосрочные кредиты и займы	208 654	166 447
Денежные средства и денежные эквиваленты	(98 181)	(79 199)
Краткосрочные депозиты	(13 694)	(7 519)
Чистый долг	133 785	156 922
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	15,1	31,7
Отношение чистого долга к показателю EBITDA в годовом выражении	0,44	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 4,46 лет на 30 июня 2013 г.
- Средняя процентная ставка уменьшилась с 3,48% на 31 декабря 2012 до 3,30% на 30 июня 2013 г.
- 22 апреля 2013 г. Группа подписала соглашение о пятилетнем необеспеченном кредите с несколькими банками на общую сумму 1 млрд. долларов США. Кредит состоит из двух кредитных линий: невозобновляемой кредитной линии с лимитом выборки 700 млн. долларов США, сроком на 5 лет с момента первой выборки и погашением в течение последних трех лет, а также возобновляемой кредитной линии с лимитом выборки 300 млн. долларов США, сроком на 3 года с момента первой выборки и единовременным погашением в конце срока. Процентная ставка является плавающей и составляет LIBOR плюс 1,75% годовых. Процентная ставка по возобновляемой кредитной линии составляет сумму LIBOR и премию, размер которой варьируется в пределах от 1,2% до 1,5% годовых в зависимости от интенсивности использования линии;
- 26 апреля 2013 Группа получила 750 млн. ЕВРО по еврооблигациям (сертификату участия в займе (2 серия)) со сроком погашения в 2018 г. и ставкой купона 2,933% с годовым периодом выплаты по номинальной стоимости.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
39 950	40 527	(1,4)	Прибыль за период	80 477	83 957	(4,1)
6 979	9 424	(25,9)	Итого расходы по налогу на прибыль	16 403	18 027	(9,0)
2 820	3 090	(8,7)	Финансовые расходы	5 910	4 901	20,6
(1 191)	(1 511)	(21,2)	Финансовые доходы	(2 702)	(1 657)	63,1
19 134	17 993	6,3	Износ, истощение и амортизация	37 127	33 580	10,6
1 328	1 172	13,3	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	2 500	2 329	7,3
(494)	943	-	Прочие доходы / (расходы)	449	(1 526)	-
68 526	71 638	(4,3)	EBITDA	140 164	139 611	0,4
(302)	(2 337)	(87,1)	Минус: доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(2 639)	(3 198)	(17,5)
5 650	7 392	(23,6)	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	13 042	12 884	1,2
73 874	76 693	(3,7)	Итого скорректированная EBITDA	150 567	149 297	0,9

Финансовые показатели

Рентабельность

	6 мес.		
	2013	2012	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	25,49	25,73	(0,2)
Рентабельность по чистой прибыли, %	13,62	14,47	(0,8)
Рентабельность активов (ROA), %	13,57	16,26	(2,7)
Рентабельность капитала (ROE), %	21,42	24,75	(3,3)
Доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	18,72	21,60	(2,9)

Ликвидность

	6 мес.		
	2013	2012	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,85	1,47	25,8
Коэффициент срочной ликвидности	0,95	0,72	33,3
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,60	0,39	53,3

Лeverедж

	6 мес.		
	2013	2012	Δ, п.п.
Чистый долг / Итого Активы, %	9,38	11,66	(2,3)
Чистый долг / Капитал, %	14,74	18,51	(3,8)
Лeverедж, %	13,97	16,62	(2,7)
			Δ, %
Чистый долг / Рыночная капитализация	0,24	0,21	16,8
Чистый долг / EBITDA	0,44	0,49	(11,2)
Итого долг / EBITDA	0,80	0,79	1,6

Пропорциональная консолидация СПД и Томскнефть

(млн. руб.)	2 кв. 2013			
	Пропорциональная консолидация			
	Дочерние компании	SPD	Томскнефть	Группа
Выручка от продаж				
Продажи	358 435	(14)	659	359 080
Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(60 260)	-	-	(60 260)
Итого выручка от продаж	298 175	(14)	659	298 820
Расходы и прочие затраты				
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(97 751)	7 653	12 553	(77 545)
Производственные и операционные расходы	(33 014)	(467)	(2 893)	(36 374)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(16 509)	(224)	(233)	(16 966)
Транспортные расходы	(25 962)	-	-	(25 962)
Износ, истощение и амортизация	(16 152)	(1 403)	(1 579)	(19 134)
Налоги, за исключением налога на прибыль	(62 392)	(4 428)	(6 806)	(73 626)
Расходы на геологоразведочные работы	(81)	(11)	(31)	(123)
Итого операционные расходы	(251 861)	1 120	1 011	(249 730)
Прочие (расходы) / доходы	595	(83)	(18)	494
Операционная прибыль	46 909	1 023	1 652	49 584
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	2 208	(613)	(1 293)	302
(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(1 286)	(42)	-	(1 328)
Финансовые доходы	1 107	16	68	1 191
Финансовые расходы	(2 772)	(32)	(16)	(2 820)
Итого прочие доходы / (расходы)	(743)	(671)	(1 241)	(2 655)
Прибыль до налогообложения	46 166	352	411	46 929
Расходы по текущему налогу на прибыль	(6 682)	(149)	(388)	(7 219)
Расходы по отложенному налогу на прибыль	466	(203)	(23)	240
Итого расходы по налогу на прибыль	(6 216)	(352)	(411)	(6 979)
Прибыль за период	39 950	-	-	39 950
Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(1 896)	-	-	(1 896)
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	38 054	-	-	38 054

1 кв. 2013

Пропорциональная консолидация

(млн. руб.)	Дочерние компании	SPD	Томскнефть	Группа
Выручка от продаж				
Продажи	355 335	(1)	620	355 954
Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(64 059)	-	-	(64 059)
Итого выручка от продаж	291 276	(1)	620	291 895
Расходы и прочие затраты				
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(91 887)	8 393	12 734	(70 760)
Производственные и операционные расходы	(31 035)	(486)	(2 579)	(34 100)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(13 788)	(275)	(213)	(14 276)
Транспортные расходы	(25 444)	-	-	(25 444)
Износ, истощение и амортизация	(15 239)	(1 313)	(1 441)	(17 993)
Налоги, за исключением налога на прибыль	(65 939)	(4 537)	(6 826)	(77 302)
Расходы на геологоразведочные работы	(425)	(196)	(91)	(712)
Итого операционные расходы	(243 757)	1 586	1 584	(240 587)
Прочие (расходы) / доходы	(996)	48	5	(943)
Операционная прибыль	46 523	1 633	2 209	50 365
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	5 214	(1 085)	(1 792)	2 337
(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(1 172)	-	-	(1 172)
Финансовые доходы	1 434	16	61	1 511
Финансовые расходы	(3 106)	-	16	(3 090)
Итого прочие доходы / (расходы)	2 370	(1 069)	(1 715)	(414)
Прибыль до налогообложения	48 893	564	494	49 951
Расходы по текущему налогу на прибыль	(6 550)	(371)	(478)	(7 399)
Расходы по отложенному налогу на прибыль	(1 816)	(193)	(16)	(2 025)
Итого расходы по налогу на прибыль	(8 366)	(564)	(494)	(9 424)
Прибыль за период	40 527	-	-	40 527
Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(960)	-	-	(960)
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	39 567	-	-	39 567

4 кв. 2012

Пропорциональная консолидация

(млн. руб.)	Дочерние компании	SPD	Томскнефть	Группа
Выручка от продаж				
Продажи	393 238	(115)	794	393 917
Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(75 292)	-	-	(75 292)
Итого выручка от продаж	317 946	(115)	794	318 625
Расходы и прочие затраты				
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(115 320)	9 015	12 984	(93 321)
Производственные и операционные расходы	(34 631)	(479)	(3 096)	(38 206)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(18 826)	(337)	(324)	(19 487)
Транспортные расходы	(25 170)	-	-	(25 170)
Износ, истощение и амортизация	(15 022)	(1 403)	(1 133)	(17 558)
Налоги, за исключением налога на прибыль	(59 006)	(4 766)	(6 640)	(70 412)
Расходы на геологоразведочные работы	(360)	(23)	(9)	(392)
Итого операционные расходы	(268 335)	2 007	1 782	(264 546)
Прочие (расходы) / доходы	(4 246)	18	(348)	(4 576)
Операционная прибыль	45 365	1 910	2 228	49 503
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	6 242	(1 550)	(1 538)	3 154
(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	1 493	(84)	-	1 409
Финансовые доходы	1 034	19	36	1 089
Финансовые расходы	(3 298)	(6)	15	(3 289)
Итого прочие доходы / (расходы)	5 471	(1 621)	(1 487)	2 363
Прибыль до налогообложения	50 836	289	741	51 866
Расходы по текущему налогу на прибыль	(6 398)	(474)	(526)	(7 398)
Расходы по отложенному налогу на прибыль	(1 058)	185	(215)	(1 088)
Итого расходы по налогу на прибыль	(7 456)	(289)	(741)	(8 486)
Прибыль за период	43 380	-	-	43 380
Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(1 761)	-	-	(1 761)
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	41 619	-	-	41 619

3 кв. 2012

Пропорциональная консолидация

(млн. руб.)	Дочерние компании	SPD	Томскнефть	Группа
Выручка от продаж				
Продажи	399 691	41	658	400 390
Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(66 553)	-	-	(66 553)
Итого выручка от продаж	333 138	41	658	333 837
Расходы и прочие затраты				
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(117 641)	10 713	13 703	(93 225)
Производственные и операционные расходы	(32 042)	(631)	(2 632)	(35 305)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(18 090)	(377)	(254)	(18 721)
Транспортные расходы	(23 590)	-	-	(23 590)
Износ, истощение и амортизация	(14 956)	(1 479)	(1 590)	(18 025)
Налоги, за исключением налога на прибыль	(64 283)	(4 887)	(7 154)	(76 324)
Расходы на геологоразведочные работы	(2 330)	(1)	(34)	(2 365)
Итого операционные расходы	(272 932)	3 338	2 039	(267 555)
Прочие (расходы) / доходы	(2 254)	7	29	(2 218)
Операционная прибыль	57 952	3 386	2 726	64 064
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	11 685	(3 084)	(2 186)	6 415
(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	1 757	205	-	1 962
Финансовые доходы	514	14	1	529
Финансовые расходы	(2 841)	(48)	(10)	(2 899)
Итого прочие доходы / (расходы)	11 115	(2 913)	(2 195)	6 007
Прибыль до налогообложения	69 067	473	531	70 071
Расходы по текущему налогу на прибыль	(10 838)	(626)	(560)	(12 024)
Расходы по отложенному налогу на прибыль	(1 414)	153	29	(1 232)
Итого расходы по налогу на прибыль	(12 252)	(473)	(531)	(13 256)
Прибыль за период	56 815	-	-	56 815
Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(864)	-	-	(864)
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	55 951	-	-	55 951

2 кв. 2012

Пропорциональная консолидация

(млн. руб.)	Дочерние компании	SPD	Томскнефть	Группа
Выручка от продаж				
Продажи	379 603	(13)	560	380 150
Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(78 397)	-	-	(78 397)
Итого выручка от продаж	301 206	(13)	560	301 753
Расходы и прочие затраты				
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(109 953)	7 342	11 876	(90 735)
Производственные и операционные расходы	(28 175)	(399)	(2 689)	(31 263)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(15 191)	(237)	(222)	(15 650)
Транспортные расходы	(22 755)	-	-	(22 755)
Износ, истощение и амортизация	(14 413)	(1 402)	(1 303)	(17 118)
Налоги, за исключением налога на прибыль	(63 556)	(4 474)	(6 377)	(74 407)
Расходы на геологоразведочные работы	(218)	(4)	(58)	(280)
Итого операционные расходы	(254 261)	826	1 227	(252 208)
Прочие (расходы) / доходы	1 372	-	(36)	1 336
Операционная прибыль	48 317	813	1 751	50 881
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(1 733)	(540)	(1 494)	(3 767)
(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(4 849)	(311)	-	(5 160)
Финансовые доходы	1 083	18	23	1 124
Финансовые расходы	(2 683)	18	106	(2 559)
Итого прочие доходы / (расходы)	(8 182)	(815)	(1 365)	(10 362)
Прибыль до налогообложения	40 135	(2)	386	40 519
Расходы по текущему налогу на прибыль	(4 524)	(142)	(391)	(5 057)
Расходы по отложенному налогу на прибыль	(1 742)	144	5	(1 593)
Итого расходы по налогу на прибыль	(6 266)	2	(386)	(6 650)
Прибыль за период	33 869	-	-	33 869
Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(3 516)	-	-	(3 516)
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	30 353	-	-	30 353

1 кв. 2012

Пропорциональная консолидация

(млн. руб.)	Дочерние компании	SPD	Томскнефть	Группа
Выручка от продаж				
Продажи	344 535	(8)	466	344 993
Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(66 559)	-	-	(66 559)
Итого выручка от продаж	277 976	(8)	466	278 434
Расходы и прочие затраты				
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(87 571)	11 014	13 385	(63 172)
Производственные и операционные расходы	(28 519)	(433)	(2 656)	(31 608)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(14 008)	(310)	(213)	(14 531)
Транспортные расходы	(22 298)	-	-	(22 298)
Износ, истощение и амортизация	(14 070)	(1 017)	(1 375)	(16 462)
Налоги, за исключением налога на прибыль	(64 283)	(5 414)	(6 984)	(76 681)
Расходы на геологоразведочные работы	(355)	(1)	(38)	(394)
Итого операционные расходы	(231 104)	3 839	2 119	(225 146)
Прочие (расходы) / доходы	237	78	(125)	190
Операционная прибыль	47 109	3 909	2 460	53 478
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	12 087	(3 261)	(1 861)	6 965
(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	2 552	279	-	2 831
Финансовые доходы	543	(14)	4	533
Финансовые расходы	(2 338)	(13)	9	(2 342)
Итого прочие доходы / (расходы)	12 844	(3 009)	(1 848)	7 987
Прибыль до налогообложения	59 953	900	612	61 465
Расходы по текущему налогу на прибыль	(8 325)	(733)	(571)	(9 629)
Расходы по отложенному налогу на прибыль	(1 540)	(167)	(41)	(1 748)
Итого расходы по налогу на прибыль	(9 865)	(900)	(612)	(11 377)
Прибыль за период	50 088	-	-	50 088
Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(1 715)	-	-	(1 715)
Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	48 373	-	-	48 373

Дополнительная информация

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 инфляция;
- 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.

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %		6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
Международный рынок				(долл. США/барр.)		
102,43	112,57	(9,0)	Нефть "Brent"	107,50	113,61	(5,4)
102,12	110,99	(8,0)	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	106,56	112,05	(4,9)
				(долл. США/т.)		
957,59	1 040,53	(8,0)	Бензин Premium (ср. NWE)	999,06	1 047,44	(4,6)
820,72	932,75	(12,0)	Нафта (ср. Med и NWE)	876,74	939,78	(6,7)
889,75	972,67	(8,5)	Дизельное топливо (ср. NWE)	931,21	978,17	(4,8)
869,57	953,80	(8,8)	Газойль 0,2% (ср. Med и NWE)	911,69	962,57	(5,3)
572,74	604,61	(5,3)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	588,67	649,26	(9,3)
Внутренний рынок				(руб./т.)		
26 306	27 220	(3,4)	Высокооктановый бензин	26 760	24 750	8,1
24 040	24 440	(1,6)	Низкооктановый бензин	24 239	22 470	7,9
25 919	26 094	(0,7)	Дизельное топливо	26 006	23 155	12,3
8 360	8 195	2,0	Мазут	8 278	8 982	(7,8)

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.

2 кв. 2013	1 кв. 2013		6 мес.	
			2013	2012
1,6	1,9	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	3,5	3,2
(1,8)	0,9	Изменение Индекса цен производителей (ИЦП), %	(0,9)	0,4
32,71	31,08	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	32,71	32,82
31,61	30,41	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	31,02	30,64

Налогообложение

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

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %		6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
379,73	406,50	(6,6)	Нефть	393,12	421,92	(6,8)
250,60	268,30	(6,6)	Светлые нефтепродукты	259,45	278,42	(6,8)
341,77	365,87	(6,6)	Бензин и нефтя	353,82	379,70	(6,8)
250,60	268,30	(6,6)	Темные нефтепродукты	259,45	278,42	(6,8)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
4 955	5 261	(5,8)	Нефть (руб./т.)	5 108	5 055	1,0
			Природный газ: для собственников Единой системы газоснабжения и дочерних обществ (руб./тыс. куб. м)	582	509	14,3
265	265	-	Природный газ: для прочих категорий (руб./ тыс. куб. м)	265	251	5,6

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, рассчитываемый 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 в соответствии со статьей 2 Таможенного кодекса Таможенного Союза (далее – ТК ТС).

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.

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)

После законодательного утверждения Правительством РФ Правил 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, 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 в соответствии со статьей 2 ТК ТС. 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 2011 г., аналогичный размер коэффициента был установлен в отношении прямогонного бензина.

В августе 2011 г. в Постановление 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. прописан 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 акцизов 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)
Бензин				
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
Дизельное топливо				
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) в 2013 г. рассчитывается по формуле:

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

K_ц – 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_в – 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, определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 01 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_з – 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, определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода) по конкретному участку недр 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_3 рассчитывается по формуле: $K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375$.

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

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	руб./т.	6 мес.		Δ, %
				2013	2012	
4 955	5 261	(5,8)	Общественная ставка НДС на нефть	5 108	5 055	1,0
4 806	5 102	(5,8)	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения K_v и K_3)	4 954	5 007	(1,1)
(149)	(159)	(6,3)	Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (руб./т)	(154)	(48)	220,8
(3,0)	(3,0)		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (%)	(3,0)	(0,9)	

По итогам 2 кв. 2013 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 4 806 руб./т., что на 149 руб./т. ниже общественной ставки в соответствии с российским законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием понижающих коэффициентов к ставке НДС на нефть - K_v и K_3 . Применение понижающих коэффициентов K_v и K_3 в отношении выработанных и малых месторождений Группы позволило снизить расходы по НДС на нефть за 2 кв. 2013 г. на 534 млн. руб.

НДС на природный газ

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

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

* Пониженная ставка НДС 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%.

Налоговые льготы

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

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

Налоговые льготы, применяемые во 2 кв. 2013 г.	Применимость к Группе
НДПИ на нефть	
Понижающий коэффициент Кз к ставке НДПИ	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Воргенское) ООО «Живой исток» (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)
Ставка 0 руб. для участков недр, расположенных на полуострове Ямал в Ямало-Ненецкого 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» Обособленное подразделение ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» в ХМАО
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»

Налоговое окружение

В соответствии с одобренными Основными направлениями налоговой политики РФ на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов Правительство РФ намерено в ближайшей перспективе завершить работу по установлению следующих специальных режимов налогообложения, которые должны оказать стимулирующее влияние на деятельность Группы:

- добыча углеводородного сырья при разработке морских месторождений в рамках исполнения Распоряжения Правительства РФ 443-р от 12.04.2012 г.;
- освоение участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, в рамках исполнения Распоряжения Правительства РФ 700-р от 03.05.2012 г.;
- формульный подход к налогообложению газа природного горючего, начиная с 1 января 2014 г.

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:

2 кв. 2013	1 кв. 2013	Δ, %	(руб./т.)	6 мес.		
				2013	2012	Δ, %
Нефть						
Экспорт						
1 613,07	1 620,03	(0,4)	Трубопроводный	1 616,53	1 519,17	6,4
СНГ						
1 088,81	1 135,85	(4,1)	Трубопроводный	1 112,20	1 154,18	(3,6)
Транспортировка на НПЗ						
525,76	435,91	20,6	ОНПЗ	481,08	460,85	4,4
997,37	994,20	0,3	МНПЗ	995,79	867,70	14,8
1 101,54	782,86	40,7	Ярославский НПЗ	943,08	671,28	40,5
Нефтепродукты						
Экспорт с ОНПЗ						
3 511,90	3 169,61	10,8	Бензин	3 341,70	2 230,96	49,8
3 922,74	4 068,93	(3,6)	Мазут	3 995,43	3 490,43	14,5
3 323,06	3 427,36	(3,0)	Дизельное топливо	3 374,92	3 226,41	4,6
Экспорт с МНПЗ						
1 685,27	1 760,46	(4,3)	Бензин	1 722,66	1 628,43	5,8
1 475,40	1 475,92	-	Мазут	1 475,66	1 427,68	3,4
1 804,35	1 628,14	10,8	Дизельное топливо	1 716,74	1 602,42	7,1
Экспорт с Ярославского НПЗ						
1 058,60	1 234,82	(14,3)	Бензин	1 146,22	1 499,72	(23,6)
1 308,05	1 506,54	(13,2)	Мазут	1 406,75	1 443,55	(2,5)
1 458,80	1 493,02	(2,3)	Дизельное топливо	1 475,82	1 282,11	15,1

За 6 месяцев 2013 года Группа поставила 47,3% (64,7% за 6 месяцев 2012 г.) от общего объема нефти на экспорт через порты Балтийского моря – 35,5% через Приморск и 11,8% через Усть-Луга; 22,0% (22,4% за 6 месяцев 2012 г.) нефти экспортировано через трубопровод «Дружба» в Чешскую республику (за 6 месяцев 2012 г. нефть экспортировалась в Чешскую республику и Германию); 11,3% (7,7% в за 6 месяцев 2012 г.) нефти отгружено через порт Новороссийск, в том числе легкой нефти 9,5% (4,1% в за 6 месяцев 2012 г.); через морской порт Туапсе нефть не отгружалась (5,18% в за 6 месяцев 2012 г.); 19,4% (за 6 месяцев 2012 г. не экспортировалась) экспортировано по транзитному трубопроводу Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино. Экспорт нефти в страны СНГ за 6 месяцев 2013 г. составил: 45,9% (73,0% за 6 месяцев 2012 г.) в Белоруссию, и 54,1% (27,1% за 6 месяцев 2012 г.) в Казахстан.

www.gazprom-neft.com

Контакты: ОАО «Газпром нефть»

Управление по связям с инвесторами, эл. почта: 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.