

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившиеся 31 марта 2013 и 2012 и 31 декабря 2012 г.

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 марта 2013 г., результатов деятельности за три месяца, закончившиеся 31 марта 2013 г. и 2012 г., и 31 декабря 2012 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» и ее дочерние общества, а также пропорционально консолидированные предприятия («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 подобные термины и фразы. 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 3 месяца закончившихся 31 марта 2013 г.

Основные финансовые и операционные показатели

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %		1 кв. 2013	2012	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
291 895	318 625	(8,4)	Выручка	291 895	278 434	4,8
76 693	78 212	(1,9)	Скорректированная EBITDA ¹	76 693	79 262	(3,2)
5 042,3	5 085,3	(0,9)	руб./т. н. э.	5 042,3	5 370,1	(6,1)
22,6	22,3	1,3	долл. США ² /барр. н. э.	22,6	24,1	(6,5)
39 567	41 619	(4,9)	Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	39 567	48 373	(18,2)
155 141	156 922	(1,1)	Чистый долг	155 141	152 737	1,6
Операционные результаты						
111,76	113,02	(1,1)	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	111,76	108,51	3,0
1,24	1,23	1,1	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,24	1,19	4,1
90,85	94,32	(3,7)	Добыча нефти с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	90,85	92,46	(1,7)
125,46	112,21	11,8	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	125,46	96,28	30,3
10,36	10,67	(2,9)	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	10,36	10,17	1,9

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 1 кв. 2013 г.

- Осуществлена первая отгрузка нефти с Новопортовского и Мессояхинского месторождений;
- Получена первая нефть на Южно-Киняминском месторождении
- Подписано соглашение с Shell о партнерстве в области разведки и добычи сланцевой нефти
- Завершена поисково-оценочная скважина и получена первая нефть на Баженовской свите Красноленинского месторождения («Сланцевая нефть»);
- На Ярославском НПЗ введена в эксплуатацию новая установка гидроочистки дизельного топлива позволившая увеличить выпуск дизельных топлив экологического класса 5;
- Расширена сеть по продаже авиатоплива: началась заправка в аэропорте Остафьево, за пределами России количество обслуживаемых аэропортов увеличено с 88 (на начало 2013) до 95;
- Расширена сеть бункеровочного бизнеса: завершено приобретение Marine Bunker Balkan S.A. (Румыния) оператора бункеровки в черноморском порту Констанца; введен в эксплуатацию новый бункеровщик для работы на Дальнем Востоке.

Результаты за 1 кв. 2013 г. по сравнению с 1 кв. 2012 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 3,0% и составила 111,76 млн. бар. н. э., вследствие продолжающегося роста добычи на Приобском месторождении, увеличения добычи ПНГ, увеличения добычи природного газа на Муравленковском месторождении и запуска Самбургского месторождения СеверЭнергии;
- Объем переработки нефти увеличился на 1,9% год к году благодаря возможности увеличить производство за счет различия в графиках ремонтов в условиях большей эффективности переработки по сравнению с экспортом нефти;
- Рост цен на нефтепродукты в совокупности с увеличением объема добычи и переработки, а также увеличением объема реализации нефтепродуктов при снижении объемов реализации нефти способствовали увеличению выручки на 4,8%;
- На снижение показателя скорректированная EBITDA на 3,2% повлияло увеличение базовой ставки НДС, рост тарифов естественных монополий, что частично было компенсировано увеличением доли нефтепродуктов 4 и 5 классов в структуре реализации;
- На снижение прибыли, относящейся к акционерам ОАО «Газпром нефть» на 18,2% дополнительно повлияли убытки от курсовых разниц.

Результаты за 1 квартал 2013 г. по сравнению с 4 кварталом 2012 г.

- Суточная добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась до 1,24 млн. барр. н. э. в сутки;
- Объем переработки снизился на 2,9% вследствие сезонного снижения спроса на нефтепродукты;
- Снижение объемов переработки, увеличение базовой ставки НДС, рост тарифов естественных монополий в условиях незначительного ухудшения рыночной конъюнктуры способствовали снижению выручки на 8,4%, показателя скорректированная EBITDA на 1,9% и прибыли, относящейся к акционерам ОАО «Газпром нефть», на 4,9%.

Анализ операционных результатов деятельности

Эксплуатационное бурение

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %		1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %
Дочерние компании						
615	567	8,4	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	615	487	26,2
144	188	(23,4)	Количество новых скважин (шт.)	144	127	13,4
13,79	14,05	(1,9)	Средний дебит действующих скважин (т./сут.)	13,79	14,69	(6,1)
84,72	84,41	0,4	Обводненность (%)	84,72	83,45	1,5
Пропорционально консолидированные предприятия						
187	173	8,5	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	187	151	24,2
44	64	(31,3)	Количество новых скважин (шт.)	44	45	(2,2)
Совместные предприятия						
189	150	25,9	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	189	169	12,1
31	45	(31,1)	Количество новых скважин (шт.)	31	30	3,3

- Рост объемов бурения связан с приобретением Южно-Киняминского месторождения и увеличением темпов разбуривания месторождений Оренбургского региона;
- Опережающий темп роста проходки обусловлен увеличением доли бурения горизонтальных скважин, которые конструктивно сложнее, чем вертикальные, но дают больший дебит, что частично компенсирует рост обводненности на действующем фонде.

Добыча

1 кв. 2013			4 кв. 2012			1 кв. 2013		
		Δ, %			Δ, %			Δ, %
(млн. т.)			Нефть			(млн. т.)		
3,62	3,85	(6,0)	Ноябрьскнефтегаз	3,62	3,89	(6,9)		
3,18	3,19	(0,3)	Хантос*	3,18	2,94	8,2		
1,23	1,28	(3,9)	Томскнефть	1,23	1,27	(3,2)		
0,87	0,93	(6,5)	SPD	0,87	0,98	(11,2)		
0,33	0,32	3,1	Оренбург	0,33	0,24	37,5		
0,32	0,31	3,2	НИС	0,32	0,30	6,7		
0,25	0,26	(3,9)	Газпром нефть	0,25	0,29	(13,8)		
0,23	0,25	(8,0)	Восток	0,23	0,26	(11,5)		
0,17	0,18	(5,6)	Прочие	0,17	0,16	6,3		
Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями			Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями			Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями		
10,20	10,57	(3,5)		10,20	10,33	(1,3)		
2,12	2,22	(4,5)	Доля в добыче Славнефти	2,12	2,24	(5,4)		
0,04	0,02	100,0	Доля в добыче СеверЭнергии	0,04	-	-		
2,16	2,24	(3,6)	Доля в добыче совместных предприятий	2,16	2,24	(3,6)		
Итого добыча нефти			Итого добыча нефти			Итого добыча нефти		
12,36	12,81	(3,5)	млн. т.	12,36	12,57	(1,7)		
90,85	94,32	(3,5)	млн. барр.	90,85	92,46	(1,7)		
(млрд. куб. м.)			Газ**			(млрд. куб. м.)		
2,42	2,10	15,2	Ноябрьскнефтегаз	2,42	1,91	26,7		
0,03	0,03	-	Хантос*	0,03	0,03	-		
0,21	0,25	(16,0)	Томскнефть	0,21	0,18	16,7		
0,03	0,03	-	SPD	0,03	0,04	(25,0)		
0,31	0,29	6,9	Оренбург	0,31	0,28	10,7		
0,14	0,15	(6,7)	НИС	0,14	0,14	-		
0,02	0,02	-	Газпром нефть	0,02	0,02	-		
0,01	0,02	(50,0)	Восток	0,01	0,01	-		
0,02	0,01	100,0	Прочие	0,02	0,01	100,0		
Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями			Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями			Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями		
3,19	2,90	10,0		3,19	2,62	21,8		
0,10	0,11	(9,1)	Доля в добыче Славнефти	0,10	0,11	(9,1)		
0,26	0,18	44,4	Доля в добыче СеверЭнергии	0,26	-	-		
0,36	0,29	24,1	Доля в добыче совместных предприятий	0,36	0,11	227,3		
3,55	3,19	11,3	Итого добыча газа	3,55	2,73	30,0		
(млн. т. н. э.)			Углеводороды			(млн. т. н. э.)		
12,76	12,89	(1,0)	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	12,76	12,43	2,7		
2,45	2,49	(1,6)	Доля в добыче совместных предприятий	2,45	2,33	5,2		
Итого добыча углеводородов			Итого добыча углеводородов			Итого добыча углеводородов		
15,21	15,38	(1,1)	млн. т. н. э.	15,21	14,76	3,1		
111,76	113,02	(1,1)	млн. барр. н. э.	111,76	108,51	3,0		
Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)			Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)			Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)		
1,24	1,23	1,1		1,24	1,19	4,1		

* 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 4,1% год к году и на 1,1% квартал к кварталу;
- Добыча нефти по Группе снизилась 1,7% год к году и 3,5% квартал к кварталу, 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 30,0% год к году и 11,3% 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

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %	(млн. т.)	1 кв. 2013	2012	Δ, %
1,51	1,86	(18,8)	Покупки нефти в России *	1,51	1,60	(5,6)
0,37	0,95	(61,1)	Покупки нефти на международном рынке	0,37	0,28	32,1
1,88	2,81	(33,1)	Итого покупки нефти	1,88	1,88	-

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

- Рост покупок нефти на международном рынке на 32,1% год к году связан с ростом объема переработки на НПЗ Панчево (НИС);
- Уменьшение покупок нефти на международном рынке на 61,1% квартал к кварталу объясняется снижением объема трейдинговых операций и снижением переработки на НПЗ Панчево.

Переработка

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %	(млн. т.)	1 кв. 2013	2012	Δ, %
5,09	5,17	(1,6)	Омск	5,09	4,91	3,7
2,53	2,30	10,0	Москва	2,53	2,65	(4,5)
0,52	0,68	(23,5)	Панчево	0,52	0,41	26,8
8,14	8,15	(0,1)	Переработка на НПЗ дочерних компаний	8,14	7,97	2,1
1,87	2,00	(6,5)	Доля в Ярославском НПЗ	1,87	1,85	1,1
0,35	0,52	(32,7)	Доля в Мозырском НПЗ	0,35	0,35	-
10,36	10,67	(2,9)	Итого переработка	10,36	10,17	1,9

Производство нефтепродуктов

2,25	2,22	1,4	Бензин	2,25	2,14	5,1
0,04	0,11	(63,6)	Ниже класса 2	0,04	0,09	(55,6)
-	0,17	-	Класс 2	-	0,03	-
0,16	0,09	77,8	Класс 3	0,16	1,50	(89,3)
0,79	0,79	-	Класс 4	0,79	0,50	58,0
1,26	1,06	18,9	Класс 5	1,26	0,02	6 200,0
0,34	0,28	21,4	Нафта	0,34	0,27	25,9
3,01	2,91	3,4	Дизельное топливо	3,01	2,70	11,5
0,03	0,11	(72,7)	Ниже класса 2	0,03	0,25	(88,0)
-	1,55	-	Класс 2	-	1,08	-
1,36	0,08	1 600,0	Класс 3	1,36	0,29	369,0
0,60	0,35	71,4	Класс 4	0,60	0,54	11,1
1,02	0,82	24,4	Класс 5	1,02	0,54	88,9
2,04	2,22	(8,1)	Мазут	2,04	2,29	(10,9)
0,56	0,47	19,2	Авиатопливо	0,56	0,53	5,7
1,61	1,95	(17,4)	Прочие	1,61	1,67	(3,6)
9,81	10,05	(2,4)	Итого производство нефтепродуктов	9,81	9,60	2,2

- Объем переработки нефти по Группе:
 - вырос на 1,9% год к году благодаря возможности увеличить производство за счет различия в графиках ремонтов в условиях большей эффективности переработки по сравнению с экспортом нефти;
 - снизился на 2,9% квартал к кварталу вследствие сезонного снижения спроса на нефтепродукты;

- рост переработки на Московском НПЗ связан с завершением ремонта на Московском НПЗ в 4 квартале 2012 г.;
- Объем производства светлых нефтепродуктов (бензин, нефтя, дизельное топливо, авиатопливо) вырос год к году и квартал к кварталу в связи с вводом новых установок на НПЗ Компании и завершением ремонта на Московском НПЗ в 4 квартале 2012;
- Увеличение объемов производства бензинов класса 4 и 5, дизельного топлива классов 3, 4 и 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, и вводом установки гидроочистки дизельного топлива на Ярославском НПЗ в феврале 2013);
- Рост объемов производства бензинов на 5,1% и сокращение производства мазута на 10,9% год к году связано с ремонтами установок каталитического крекинга на Омском, Московском и Ярославском НПЗ в 1 квартале 2012;
- Рост объемов производства дизельного топлива год к году и квартал к кварталу обусловлен снижением производства судового топлива на Омском НПЗ и печного топлива на Ярославском НПЗ вследствие ввода в эксплуатацию установок гидроочистки дизельного топлива в феврале 2013 и декабре 2012, соответственно.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	1 кв. 2013		4 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	1 880	0,07	1 140	0,04	64,9	75,0
Дизельное топливо	6 132	0,20	8 453	0,27	(27,5)	(25,9)
Мазут	698	0,04	-	-	-	-
Авиатопливо	2 156	0,07	2 182	0,06	(1,2)	16,7
Итого	10 866	0,38	11 775	0,37	(7,7)	2,7

	1 кв. 2013		1 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	1 880	0,07	1 312	0,04	43,3	75,0
Дизельное топливо	6 132	0,20	5 094	0,17	20,4	17,7
Мазут	698	0,04	1 135	0,05	(38,5)	(20,0)
Авиатопливо	2 156	0,07	1 478	0,05	45,9	40,0
Прочие	-	-	138	-	-	-
Итого	10 866	0,38	9 157	0,31	18,7	22,6

- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов на международном рынке на 22,6% год к году обусловлено улучшением рыночной конъюнктуры и как следствие увеличением объемов торговой деятельности.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	1 кв. 2013		4 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	-	-	97	0,01	-	-
Низкооктановый бензин	291	0,01	-	-	-	-
Дизельное топливо	423	0,02	250	0,01	69,2	100,0
Прочие	136	0,01	222	0,01	(38,7)	-
Итого	850	0,04	569	0,03	49,4	33,3

	1 кв. 2013		1 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Низкооктановый бензин	291	0,01	-	-	-	-
Дизельное топливо	423	0,02	355	0,01	19,2	100,0
Прочие	136	0,01	173	0,01	(21,4)	-
Итого	850	0,04	528	0,02	61,0	100,0

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	1 кв. 2013		4 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	5 304	0,20	6 300	0,23	(15,8)	(13,0)
Дизельное топливо	3 242	0,11	1 681	0,06	92,9	83,3
Мазут	2 440	0,14	1 221	0,07	99,8	100,0
Авиатопливо	2 220	0,09	3 020	0,12	(26,5)	(25,0)
Прочие	788	0,04	616	0,03	27,9	33,3
Итого	13 994	0,58	12 838	0,51	9,0	13,7

	1 кв. 2013		1 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	5 304	0,20	4 834	0,22	9,7	(9,1)
Дизельное топливо	3 242	0,11	1 160	0,04	179,5	175,0
Мазут	2 440	0,14	880	0,05	177,3	180,0
Авиатопливо	2 220	0,09	1 381	0,06	60,8	50,0
Прочие	788	0,04	633	0,03	24,5	33,3
Итого	13 994	0,58	8 888	0,40	57,5	45,0

- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов на внутреннем рынке на 45,0% год к году обусловлено ростом объемов торговой деятельности;
- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов на внутреннем рынке на 13,7% квартал к кварталу связано со снижением производства нефтепродуктов на НПЗ Компании.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %		1 кв. 2013	2012	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 060	1 060	-	в России	1 060	1 052	0,8
214	205	4,4	в СНГ	214	197	8,6
392	344	14,0	в Восточной Европе	392	429	(8,6)
1 666	1 609	3,5	Итого АЗС (на конец периода)	1 666	1 678	(0,7)
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
17,6	19,1	(8,2)		17,6	15,9	10,1
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы		(млн. т.)	
3,90	4,31	(9,5)	Продажи автомобильного топлива	3,90	4,10	(4,9)
0,53	0,53	-	Продажи авиатоплива	0,53	0,44	20,5
0,66	0,75	(12,0)	Продажи судового топлива	0,66	0,57	15,8
0,03	0,04	(25,0)	Продажи масел	0,03	0,03	-
5,12	5,63	(9,1)	Итого объем продаж через премиальные каналы	5,12	5,14	(0,4)

- Общее количество действующих АЗС уменьшилось на 0,7% год к году в основном в результате оптимизации структуры сбытовой сети в Восточной Европе;
- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 3,5% квартал к кварталу за счет ввода АЗС после реконструкции, строительства, ребрендинга;
- Увеличение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 10,1% год к году обусловлено эффектом от ребрендинга, рекламной кампании и программы лояльности покупателей;
- Снижение объема продаж через премиальные каналы на 0,4% год к году обусловлено снижением мелкооптовых продаж автомобильного топлива;
- Увеличение объема премиальных продаж авиатоплива год к году было обусловлено расширением сети аэропортов присутствия в РФ и за рубежом, в том числе развитием сотрудничества с Министерством обороны РФ;
- Увеличение продаж судового топлива год к году связано с ростом рынка бункеровки на Дальнем Востоке, расширением клиентской базы в портах Балтики и Черного моря и заключением долгосрочных контрактов с иностранными и российскими судоходными компаниями;
- Снижение объема продаж через премиальные каналы на 9,1% квартал к кварталу обусловлено сезонным снижением спроса.

Результаты деятельности

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %	(млн. руб.)	1 кв. 2013	2012	Δ, %
Выручка от продаж						
355 954	393 917	(9,6)	Продажи	355 954	344 993	3,2
(64 059)	(75 292)	(14,9)	Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(64 059)	(66 559)	(3,8)
291 895	318 625	(8,4)	Итого выручка от продаж	291 895	278 434	4,8
Расходы и прочие затраты						
(70 760)	(93 321)	(24,2)	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(70 760)	(63 172)	12,0
(34 100)	(38 206)	(10,7)	Производственные и операционные расходы	(34 100)	(31 608)	7,9
(14 276)	(19 487)	(26,7)	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(14 276)	(14 531)	(1,8)
(25 444)	(25 170)	1,1	Транспортные расходы	(25 444)	(22 298)	14,1
(17 993)	(17 558)	2,5	Износ, истощение и амортизация	(17 993)	(16 462)	9,3
(77 302)	(70 412)	9,8	Налоги, за исключением налога на прибыль	(77 302)	(76 681)	0,8
(712)	(392)	81,6	Расходы на геологоразведочные работы	(712)	(394)	80,7
(240 587)	(264 546)	(9,1)	Итого операционные расходы	(240 587)	(225 146)	6,9
(943)	(4 576)	(79,4)	Прочие (расходы) / доходы	(943)	190	-
50 365	49 503	1,7	Операционная прибыль	50 365	53 478	(5,8)
2 337	3 154	(25,9)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	2 337	6 965	(66,4)
(1 172)	1 409	-	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(1 172)	2 831	-
1 511	1 089	38,8	Финансовые доходы	1 511	533	183,5
(3 090)	(3 289)	(6,1)	Финансовые расходы	(3 090)	(2 342)	31,9
(414)	2 363	0,0	Итого прочие доходы / (расходы)	(414)	7 987	-
49 951	51 866	(3,7)	Прибыль до налогообложения	49 951	61 465	(18,7)
(7 399)	(7 398)	0,0	Расходы по текущему налогу на прибыль	(7 399)	(9 629)	(23,2)
(2 025)	(1 088)	86,1	Расходы по отложенному налогу на прибыль	(2 025)	(1 748)	15,8
(9 424)	(8 486)	11,1	Итого расходы по налогу на прибыль	(9 424)	(11 377)	(17,2)
40 527	43 380	(6,6)	Прибыль за период	40 527	50 088	(19,1)
(960)	(1 761)	(45,5)	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(960)	(1 715)	(44,0)
39 567	41 619	(4,9)	Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	39 567	48 373	(18,2)

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

Выручка

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %	(млн. руб.)	1 кв. 2013	2012	Δ, %
Нефть						
28 926	57 249	(49,5)	Экспорт	28 926	39 843	(27,4)
57 429	97 349	(41,0)	Продажи на экспорт	57 429	74 996	(23,4)
(28 503)	(40 100)	(28,9)	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(28 503)	(35 153)	(18,9)
10	717	(98,6)	Международный рынок	10	637	(98,4)
12 267	7 100	72,8	Экспорт в СНГ	12 267	9 871	24,3
2 964	3 507	(15,5)	Внутренний рынок	2 964	3 072	(3,5)
44 167	68 573	(35,6)	Итого выручка от продаж нефти	44 167	53 423	(17,3)
Газ						
619	1 630	(62,0)	Международный рынок	619	1 422	(56,5)
5 728	5 291	8,3	Внутренний рынок	5 728	5 000	14,6
6 347	6 921	(8,3)	Итого выручка от продаж газа	6 347	6 422	(1,2)
Нефтепродукты						
71 490	60 398	18,4	Экспорт	71 490	59 529	20,1
100 783	87 448	15,2	Продажи на экспорт	100 783	85 445	18,0
(29 293)	(27 050)	8,3	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(29 293)	(25 916)	13,0
16 601	20 032	(17,1)	Международный рынок	16 601	14 154	17,3
22 137	27 141	(18,4)	Продажи на международном рынке	22 137	18 200	21,6
(5 536)	(7 109)	(22,1)	<i>Минус:</i> акциз*	(5 536)	(4 046)	36,8
11 341	12 483	(9,1)	СНГ	11 341	12 101	(6,3)
12 068	13 516	(10,7)	Экспорт и продажи в СНГ	12 068	13 545	(10,9)
(727)	(1 033)	(29,6)	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(727)	(1 444)	(49,7)
134 440	140 168	(4,1)	Внутренний рынок	134 440	126 097	6,6
233 872	233 081	0,3	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	233 872	211 881	10,4
7 509	10 050	(25,3)	Прочая выручка	7 509	6 708	11,9
291 895	318 625	(8,4)	Итого выручка	291 895	278 434	4,8

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

Объем реализации

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %		1 кв. 2013	2012	Δ, %
			Нефть			
2,32	3,99	(41,9)	Продажи на экспорт	2,32	2,99	(22,4)
-	0,03	-	Продажи на международном рынке	-	0,02	-
0,98	0,62	58,1	Экспорт в СНГ	0,98	0,82	19,5
0,31	0,34	(8,8)	Продажи на внутреннем рынке	0,31	0,26	19,2
3,61	4,98	(27,5)	Итого продажи нефти	3,61	4,09	(11,7)
			Газ			
0,06	0,12	(50,0)	Продажи на международном рынке	0,06	0,11	(45,5)
2,79	3,16	(11,7)	Продажи на внутреннем рынке	2,79	2,99	(6,7)
2,85	3,28	(13,1)	Итого продажи газа	2,85	3,10	(8,1)
			Нефтепродукты			
4,16	3,54	17,5	Продажи на экспорт	4,16	3,43	21,3
0,56	0,69	(18,8)	Продажи на международном рынке	0,56	0,50	12,0
0,47	0,49	(4,1)	Экспорт и продажи в СНГ	0,47	0,59	(20,3)
5,57	5,83	(4,5)	Продажи на внутреннем рынке	5,57	5,74	(3,0)
10,76	10,55	2,0	Итого продажи нефтепродуктов	10,76	10,26	4,9

Средние сложившиеся цены реализации

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %		1 кв. 2013	2012	Δ, %
	(руб./т.)		Нефть		(руб./т.)	
24 754	24 398	1,5	Продажи на экспорт	24 754	25 082	(1,3)
12 517	11 452	9,3	Экспорт в СНГ	12 517	12 038	4,0
9 561	10 315	(7,3)	Продажи на внутреннем рынке	9 561	11 815	(19,1)
	(руб./т.)		Нефтепродукты		(руб./т.)	
24 227	24 703	(1,9)	Продажи на экспорт	24 227	24 911	(2,7)
39 530	39 335	0,5	Продажи на международном рынке	39 530	36 400	8,6
25 677	27 584	(6,9)	Экспорт и продажи в СНГ	25 677	22 958	11,8
24 136	24 043	0,4	Продажи на внутреннем рынке	24 136	21 968	9,9

Реализация нефти

- Снижение продаж нефти на экспорт на 23,4% год к году обусловлено уменьшением объема продаж на 22,4% вследствие роста объемов переработки на НПЗ Компании и перераспределением объемов реализации на экспорт в страны СНГ;
- Увеличение продаж нефти на экспорт в СНГ на 24,3% год к году и на 72,8% квартал к кварталу связано с перераспределением нефти с экспортного направления (кроме СНГ).

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	1 кв. 2013		4 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	1 707	0,06	2 501	0,08	(31,8)	(25,0)
Низкооктановый бензин	1 919	0,07	2 330	0,09	(17,6)	(22,2)
Нафта	8 788	0,31	7 679	0,26	14,4	19,2
Дизельное топливо	45 068	1,55	31 558	1,04	42,8	49,0
Мазут	34 762	1,87	27 725	1,53	25,4	22,2
Авиатопливо	2 515	0,08	2 412	0,07	4,3	14,3
Прочие	6 024	0,22	13 243	0,47	(54,5)	(53,2)
Итого	100 783	4,16	87 448	3,54	15,3	17,5

	1 кв. 2013		1 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	1 707	0,06	2 326	0,08	(26,6)	(25,0)
Низкооктановый бензин	1 919	0,07	456	0,02	320,8	250,0
Нафта	8 788	0,31	8 056	0,27	9,1	14,8
Дизельное топливо	45 068	1,55	28 053	0,95	60,7	63,2
Мазут	34 762	1,87	31 988	1,57	8,7	19,1
Авиатопливо	2 515	0,08	1 495	0,05	68,2	60,0
Прочие	6 024	0,22	13 071	0,49	(53,9)	(55,1)
Итого	100 783	4,16	85 445	3,43	18,0	21,3

- Увеличение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 21,3% год к году и 17,5% квартал к кварталу обусловлено перераспределением объемов с внутреннего рынка в связи со снижением спроса, а также выходом на новые рынки сбыта.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	1 кв. 2013		4 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	4 423	0,16	4 452	0,15	(0,7)	6,7
Низкооктановый бензин	1 068	0,05	1 284	0,05	(16,8)	-
Дизельное топливо	3 380	0,13	3 595	0,13	(6,0)	-
Мазут	472	0,04	667	0,05	(29,2)	(20,0)
Авиатопливо	1 624	0,04	2 081	0,05	(22,0)	(20,0)
Прочие	1 101	0,05	1 437	0,06	(23,4)	(16,7)
Итого	12 068	0,47	13 516	0,49	(10,7)	(4,1)

	1 кв. 2013		1 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	4 423	0,16	4 043	0,15	9,4	6,7
Низкооктановый бензин	1 068	0,05	962	0,04	11,0	25,0
Нафта	-	-	638	0,04	-	-
Дизельное топливо	3 380	0,13	3 806	0,15	(11,2)	(13,3)
Мазут	472	0,04	504	0,04	(6,4)	-
Авиатопливо	1 624	0,04	1 661	0,07	(2,2)	(42,9)
Прочие	1 101	0,05	1 931	0,10	(43,0)	(50,0)
Итого	12 068	0,47	13 545	0,59	(10,9)	(20,3)

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	1 кв. 2013		4 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	52 850	1,83	54 538	1,83	(3,1)	-
Низкооктановый бензин	1 330	0,05	2 284	0,08	(41,8)	(37,5)
Дизельное топливо	43 284	1,53	43 647	1,63	(0,8)	(6,1)
Мазут	5 448	0,48	7 883	0,61	(30,9)	(21,3)
Авиатопливо	14 617	0,59	13 150	0,55	11,2	7,3
Прочие	16 911	1,09	18 666	1,13	(9,4)	(3,5)
Итого	134 440	5,57	140 168	5,83	(4,1)	(4,5)

	1 кв. 2013		1 кв. 2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	52 850	1,83	48 392	1,88	9,2	(2,7)
Низкооктановый бензин	1 330	0,05	2 119	0,09	(37,2)	(44,4)
Дизельное топливо	43 284	1,53	42 851	1,75	1,0	(12,6)
Мазут	5 448	0,48	6 018	0,56	(9,5)	(14,3)
Авиатопливо	14 617	0,59	10 925	0,48	33,8	22,9
Прочие	16 911	1,09	15 792	0,98	7,1	11,2
Итого	134 440	5,57	126 097	5,74	6,6	(3,0)

- Снижение объема реализации бензинов и дизельного топлива на внутреннем рынке год к году и квартал к кварталу обусловлено сложной конкурентной ситуацией;
- Снижение объема реализации мазута на 14,3% год к году обусловлено сокращением производства продукта;
- Увеличение объема реализации авиатоплива на 22,9% год к году и на 7,3% 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 11,9% год к году обусловлен в основном изменением объемов реализации.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов выросла на 12,0% год к году главным образом по причине роста объемов закупки нефтепродуктов в России.

Производственные и операционные расходы

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %	(млн. руб.)	1 кв. 2013	2012	Δ, %
16 255	18 056	(10,0)	Расходы на добычу углеводородов	16 255	14 819	9,7
13 190	14 481	(8,9)	Дочерние компании	13 190	11 730	12,4
1 261	1 384	(8,9)	<i>руб./т.н.э.</i>	1 261	1 173	7,5
5,66	6,08	(6,9)	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	5,66	5,29	7,0
3 065	3 575	(14,3)	Пропорционально консолидируемые компании	3 065	3 089	(0,8)
1 333	1 471	(9,4)	<i>руб./т.н.э.</i>	1 333	1 271	4,8
5,98	6,46	(7,4)	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	5,98	5,73	4,3
8 563	9 184	(6,8)	Расходы на переработку	8 563	7 512	14,0
4 552	5 179	(12,1)	Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний	4 552	4 132	10,2
559	635	(12,0)	<i>руб./т.</i>	559	518	7,9
2,51	2,79	(10,1)	<i>долл. США¹/барр</i>	2,51	2,34	7,3
2 865	2 788	2,8	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий	2 865	2 337	22,6
1 291	1 106	16,6	<i>руб./т.</i>	1 291	1 062	21,5
5,79	4,86	19,2	<i>долл. США¹/барр</i>	5,79	4,79	20,9
1 146	1 217	(5,8)	Расходы на производство масел и фасованной продукции	1 146	1 043	9,9
4 830	5 125	(5,8)	Расходы на транспортировку до НПЗ	4 830	5 011	(3,6)
4 452	5 841	(23,8)	Прочие операционные расходы	4 452	4 266	4,4
34 100	38 206	(10,7)	Итого	34 100	31 608	7,9

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 электричество, затраты на мероприятия по увеличению нефтеотдачи и прочие подобные расходы на добывающих предприятиях Группы;
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на 12,4% год к году обусловлен ростом добычи углеводородов, включая приобретение новых активов (Новопортовское, Южно-Киньяминское и Балеikinское месторождения), расширением Муравленковского газового промысла;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям выросли на 7,5% год к году в результате увеличения тарифов на электроэнергию, инфляции и приобретения Новопортовского месторождения в декабре 2012 года;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям снизились на 8,9% квартал к кварталу, что связано с сезонно меньшим объемом мероприятий по увеличению нефтеотдачи в 1 квартале 2013 по сравнению с 4 кварталом 2012 г., а также эффектом от программы по оптимизации затрат;
- 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 электричество и прочие подобные расходы на перерабатывающих предприятиях Группы;

- Операционные расходы на переработку нефти на собственных НПЗ выросли на 10,2% год к году в связи с ростом тарифов естественных монополий, вводом новых установок на Омском и Московском НПЗ;
- Операционные расходы на переработку нефти на собственных НПЗ снизились на 12,1% квартал к кварталу в связи с отличиями в графиках ремонтов;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ зависимых обществ выросли на 22,6% 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 9,9% 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 остались на уровне прошлого года.

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 9,3% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации программы капитальных вложений Группы.

Налоги, за исключением налога на прибыль

(млн. руб.)	1 кв.		Δ, %
	2013	2012	
Налог на добычу полезных ископаемых	50 858	51 908	(2,0)
Акциз	19 308	19 793	(2,5)
Налог на имущество	1 829	1 878	(2,6)
Прочие налоги	5 307	3 102	71,1
Итого налоги, за исключением налога на прибыль	77 302	76 681	0,8

- Сумма расхода по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) снизилась на 2,0% год к году в связи со снижением объемов добычи нефти
- Несмотря на снижение цены на нефть марки URALS на 5,3% год к году ставка НДПИ на нефть снизилась год к году только на 0,4%, так как снижение цены на нефть было компенсировано ростом базовой ставки с 446 руб./т. до 470 руб./т.

- Сумма акцизов снизилась на 2,5% год к году так как рост ставок акциза был компенсирован ростом объемов производства моторных топлив высоких классов, которые облагаются акцизом по более низким ставкам.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %	(млн. руб.)	1 кв. 2013	2012	Δ, %
2 386	2 856	(16,5)	Славнефть	2 386	6 436	(62,9)
(250)	-	-	Мессояханефтегаз	(250)	-	-
(54)	(58)	(6,9)	СеверЭнергия	(54)	122	-
255	356	(28,4)	Прочие компании	255	407	(37,3)
2 337	3 154	(25,9)	Итого доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	2 337	6 965	(66,4)

- Доля Группы в прибыли совместных предприятий снизилась год к году главным образом в результате снижения цен на нефть на внутреннем рынке;
- Доля в прибыли совместных предприятий снизилась квартал к кварталу, главным образом вследствие снижения добычи компании Славнефть.

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 более эффективным управлением денежными средствами и увеличением объема денежных средств и средств на банковских депозитах.

Ликвидность и источники капитала

Денежные средства

(млн. руб.)	1 кв.		
	2013	2012	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	43 928	69 772	(37,0)
Чистые денежные средства, использованные для инвестиционной деятельности	(36 788)	(41 801)	(12,0)
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности	(16 264)	4 413	-
Чистое увеличение/ (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	(9 124)	32 384	-

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	1 кв.		
	2013	2012	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в рабочем капитале	71 172	64 089	11,1
Изменения в рабочем капитале	(17 199)	14 079	-
Уплаченный налог на прибыль	(7 216)	(6 628)	8,9
Проценты уплаченные	(3 233)	(1 996)	62,0
Дивиденды полученные	404	228	77,2
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	43 928	69 772	(37,0)

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, снизились на 37,0% год к году главным образом вследствие увеличения рабочего капитала на 17 199 млн. руб. за 1 квартал 2013 г. (снижение на 14 079 млн. руб. за 1 квартал 2012 г.). Увеличение рабочего капитала было обусловлено:
 - Увеличением торговой дебиторской задолженности на 14 186 млн. руб. в 1 квартале 2013 г.;

- Снижением прочих обязательств на 9 125 млн. руб. в 1 квартале 2013 г. (в основном относится к снижению авансов полученных от покупателей, которые были получены на 31 декабря 2012 г. в счет будущих поставок в период январских праздников);
- Увеличением товарно-материальных запасов на 6 427 млн. руб. в 1 квартале 2013 г.

Чистые денежные средства, использованные для инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	1 кв.		
	2013	2012	Δ %
Капитальные затраты	(36 857)	(33 964)	8,5
Приобретение дочерних компаний и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(1 287)	-	-
(Размещение) денежных средств на депозитах / поступление с депозитов	3 486	(11 605)	-
Прочие операции	(2 130)	3 768	-
Чистые денежные средства, использованные для инвестиционной деятельности	(36 788)	(41 801)	(12,0)

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности снизились на 12,0% год к году главным образом в связи с возвратом денежных средств на депозитах.

Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности

(млн. руб.)	1 кв.		
	2013	2012	Δ %
Поступление/(погашение) займов и кредитов	(16 038)	4 685	-
Выплата дивидендов акционерам компании	(3)	-	-
Приобретение неконтролирующих долей участия	(29)	(272)	(89,3)
Прочие операции	(194)	-	-
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности	(16 264)	4 413	-

- За 1 квартал 2013 Группа сократила долговой портфель на 16 038 млн. руб. главным образом в результате погашения кредита Сбербанка в размере 12 млрд. руб.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	1 кв.		
	2013	2012	Δ, %
Разведка и добыча	27 113	21 232	27,7
Дочерние компании	24 323	17 581	38,3
Пропорционально консолидируемые компании	2 790	3 651	(23,6)
Нефтепереработка	5 742	7 275	(21,1)
Маркетинг и сбыт	2 335	2 223	5,0
Прочие	809	1 941	(58,3)
Подытог капитальные вложения	35 999	32 671	10,2
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	858	1 293	(33,6)
Итого капитальные вложения	36 857	33 964	8,5

- Рост капитальных вложений в сегменте разведка и добыча на 27,7% 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 21,1% 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	63 477	77 193
Долгосрочные кредиты и займы	166 647	166 447
Денежные средства и денежные эквиваленты	(70 942)	(79 199)
Краткосрочные депозиты	(4 041)	(7 519)
Чистый долг	155 141	156 922
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	27,6	31,7
Отношение чистого долга к показателю EBITDA в годовом выражении	0,52	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 3,89 лет на 31 марта 2013 г.
- Средняя процентная ставка уменьшилась с 3,48% на 31 декабря 2012 до 3,46% на 31 марта 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 премии, размер которой варьируется в пределах от 1,20% до 1,50% годовых в зависимости от интенсивности использования линии.
- 26 апреля 2013 Группа получила 750 млн. ЕВРО по 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

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %	(млн. руб.)	1 кв. 2013	2012	Δ, %
40 527	43 380	(6,6)	Прибыль за период	40 527	50 088	(19,1)
9 424	8 486	11,1	Итого расходы по налогу на прибыль	9 424	11 377	(17,2)
3 090	3 289	(6,1)	Финансовые расходы	3 090	2 342	31,9
(1 511)	(1 089)	38,8	Финансовые доходы	(1 511)	(533)	183,5
17 993	17 558	2,5	Износ, истощение и амортизация	17 993	16 462	9,3
1 172	(1 409)	-	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	1 172	(2 831)	-
943	4 576	(79,4)	Прочие (расходы) / доходы	943	(190)	-
71 638	74 791	(4,2)	EBITDA	71 638	76 715	(6,6)
(2 337)	(3 154)	(25,9)	Минус: доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(2 337)	(6 965)	(66,4)
7 392	6 575	12,4	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	7 392	9 512	(22,3)
76 693	78 212	(1,9)	Итого скорректированная EBITDA	76 693	79 262	(3,2)

Финансовые показатели

Рентабельность

	2013	1 кв. 2012	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	26,27	28,47	(2,2)
Рентабельность по чистой прибыли, %	13,88	17,99	(4,1)
Рентабельность активов (ROA), %	13,64	16,26	(2,6)
Рентабельность капитала (ROE), %	20,67	24,91	(4,2)
Доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	18,21	21,26	(3,0)

Ликвидность

	2013	1 кв. 2012	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,88	1,94	(2,8)
Коэффициент срочной ликвидности	0,83	0,91	(8,7)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,42	0,50	(15,2)

Лeverедж

	2013	1 кв. 2012	Δ, п.п.
Чистый долг / Итого Активы, %	11,40	13,02	(1,6)
Чистый долг / Капитал, %	17,02	19,47	(2,4)
Лeverедж, %	14,87	17,34	(2,5)
			Δ, %
Чистый долг / Рыночная капитализация	0,25	0,21	20,7
Чистый долг / EBITDA	0,52	0,52	0,0
Итого долг / EBITDA	0,79	0,79	(0,6)

Пропорциональная консолидация СПД и Томскнефть

(млн. руб.)	1 кв. 2013			
	Пропорциональная консолидация			
	Дочерние компании	СПД	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

(млн. руб.)	Пропорциональная консолидация			
	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

1 кв. 2012

(млн. руб.)	Пропорциональная консолидация			
	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

31 марта 2013 г.

Пропорциональная консолидация

(млн. руб.)	Дочерние компании	SPD	Томскнефть	Группа
Оборотные активы				
Денежные средства и их эквиваленты	65 010	1 158	4 774	70 942
Краткосрочные финансовые активы	12 495	-	32	12 527
Торговая и прочая дебиторская задолженность	79 059	1 168	378	80 605
Товарно-материальные запасы	95 269	1 135	1 899	98 303
Предоплата по налогу на прибыль	8 304	-	6	8 310
Прочие оборотные активы	101 042	578	196	101 816
Итого оборотные активы	361 179	4 039	7 285	372 503
Внеоборотные активы				
Основные средства	693 123	48 477	41 454	783 054
Гудвил и прочие нематериальные активы	41 264	-	9 683	50 947
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	187 030	(45 703)	(33 741)	107 586
Долгосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность	149	-	1	150
Долгосрочные финансовые активы	25 548	-	3	25 551
Отложенные налоговые активы	11 184	181	1 815	13 180
Прочие внеоборотные активы	8 267	17	88	8 372
Итого внеоборотные активы	966 565	2 972	19 303	988 840
Итого активы	1 327 744	7 011	26 588	1 361 343
Краткосрочные обязательства				
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	52 482	-	10 995	63 477
Торговая и прочая кредиторская задолженность	54 373	(1 561)	1 013	53 825
Прочие краткосрочные обязательства	20 964	(165)	332	21 131
Обязательства по налогу на прибыль	2 744	467	163	3 374
Задолженность по прочим налогам	40 373	3 026	4 237	47 636
Резервы предстоящих расходов и платежей	7 821	52	336	8 209
Итого краткосрочные обязательства	178 757	1 819	17 076	197 652
Долгосрочные обязательства				
Долгосрочные кредиты и займы	166 617	-	30	166 647
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	6 149	-	-	6 149
Отложенные налоговые обязательства	40 978	5 949	4 820	51 747
Резервы предстоящих расходов и платежей	18 227	1 670	4 346	24 243
Прочие долгосрочные обязательства	3 527	-	31	3 558
Итого долгосрочные обязательства	235 498	7 619	9 227	252 344
Капитал				
Уставный капитал	98	-	-	98
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(1 170)	-	-	(1 170)
Добавочный капитал	16 160	-	-	16 160
Нераспределенная прибыль	855 498	(485)	285	855 298
Прочие резервы	941	(1 942)	-	(1 001)
Итого капитал, причитающийся акционерам Компании	871 527	(2 427)	285	869 385
Неконтролирующая доля участия	41 962	-	-	41 962
Итого капитал	913 489	(2 427)	285	911 347
Итого обязательства и капитал	1 327 744	7 011	26 588	1 361 343

31 декабря 2012 г.

Пропорциональная консолидация

(млн. руб.)	Дочерние компании	SPD	Томскнефть	Группа
Оборотные активы				
Денежные средства и их эквиваленты	76 012	324	2 863	79 199
Краткосрочные финансовые активы	15 863	-	26	15 889
Торговая и прочая дебиторская задолженность	66 596	(131)	149	66 614
Товарно-материальные запасы	88 284	1 163	1 767	91 214
Предоплата по налогу на прибыль	8 384	-	9	8 393
Прочие оборотные активы	106 265	616	201	107 082
Активы, предназначенные для продажи	2 179	-	-	2 179
Итого оборотные активы	363 583	1 972	5 015	370 570
Внеоборотные активы				
Основные средства	669 425	47 630	41 157	758 212
Гудвил и прочие нематериальные активы	40 162	-	9 716	49 878
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	185 087	(45 703)	(33 741)	105 643
Долгосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность	159	-	1	160
Долгосрочные финансовые активы	23 253	-	3	23 256
Отложенные налоговые активы	10 670	223	1 771	12 664
Прочие внеоборотные активы	7 769	-	58	7 827
Итого внеоборотные активы	936 525	2 150	18 965	957 640
Итого активы	1 300 108	4 122	23 980	1 328 210
Краткосрочные обязательства				
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	66 195	-	10 998	77 193
Торговая и прочая кредиторская задолженность	51 348	(2 125)	784	50 007
Прочие краткосрочные обязательства	31 128	(139)	90	31 079
Обязательства по налогу на прибыль	2 631	343	184	3 158
Задолженность по прочим налогам	35 908	3 028	4 088	43 024
Резервы предстоящих расходов и платежей	6 987	51	263	7 301
Обязательства по активам, предназначенным для продажи	42	-	-	42
Итого краткосрочные обязательства	194 239	1 158	16 407	211 804
Долгосрочные обязательства				
Долгосрочные кредиты и займы	166 417	-	30	166 447
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	5 232	-	-	5 232
Отложенные налоговые обязательства	38 759	5 386	4 759	48 904
Резервы предстоящих расходов и платежей	18 062	1 573	4 260	23 895
Прочие долгосрочные обязательства	1 968	-	31	1 999
Итого долгосрочные обязательства	230 438	6 959	9 080	246 477
Капитал				
Уставный капитал	98	-	-	98
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(1 170)	-	-	(1 170)
Добавочный капитал	16 125	-	-	16 125
Нераспределенная прибыль	818 808	(1 570)	(1 507)	815 731
Прочие резервы	1 023	(2 425)	-	(1 402)
Итого капитал, причитающийся акционерам Компании	834 884	(3 995)	(1 507)	829 382
Неконтролирующая доля участия	40 547	-	-	40 547
Итого капитал	875 431	(3 995)	(1 507)	869 929
Итого обязательства и капитал	1 300 108	4 122	23 980	1 328 210

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.

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %		1 кв. 2013	1 кв. 2012	Δ, %
			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
112,57	110,08	2,3	Нефть "Brent"	112,57	118,60	(5,1)
110,99	108,80	2,0	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	110,99	117,18	(5,3)
				(долл. США/т.)		
1 040,53	988,86	5,2	Бензин Premium (ср. NWE)	1 040,53	1 063,58	(2,2)
932,75	930,31	0,3	Нафта (ср. Med и NWE)	932,75	1 005,84	(7,3)
972,67	985,32	(1,3)	Дизельное топливо (ср. NWE)	972,67	1 010,26	(3,7)
953,80	946,51	0,8	Газойль 0,2% (ср. Med и NWE)	953,80	997,17	(4,3)
604,61	582,27	3,8	Мазут 3,5% (ср. NWE)	604,61	678,45	(10,9)
			Внутренний рынок	(руб./т.)		
27 220	28 309	(3,8)	Высокооктановый бензин	27 220	23 918	13,8
24 440	24 481	(0,2)	Низкооктановый бензин	24 440	21 987	11,2
26 094	26 257	(0,6)	Дизельное топливо	26 094	23 293	12,0
8 195	9 049	(9,4)	Мазут	8 195	8 918	(8,1)

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.

1 кв. 2013	4 кв. 2012		1 кв. 2013	1 кв. 2012
1,9	1,3	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	1,9	1,5
0,9	(3,7)	Изменение Индекса цен производителей (ИЦП), %	0,9	2,9
31,08	30,37	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	31,08	29,33
30,41	31,08	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	30,41	30,26

Налогообложение

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %		1 кв. 2013	2012	Δ, %
			Экспортная таможенная пошлина			
				(долл. США/т.)		
406,50	406,63	-	Нефть	406,50	400,80	1,4
268,29	268,37	-	Светлые нефтепродукты	268,29	264,50	1,4
365,85	365,97	-	Бензин и нафта	365,85	360,70	1,4
268,29	268,37	-	Темные нефтепродукты	268,29	264,50	1,4
			Налог на добычу полезных ископаемых			
5 261	5 007	5,1	Нефть (руб./т.)	5 261	5 284	(0,4)
			Природный газ: для собственников Единой системы газоснабжения и дочерних обществ (руб./тыс. куб. м)	582	509	14,3
582	509	14,3	Природный газ: для прочих категорий (руб./ тыс. куб. м)	265	251	5,6
265	251	5,6				

Ставка вывозной таможенной пошлины на нефть. Ставка вывозной таможенной пошлины на нефть ежемесячно устанавливается Правительством Российской Федерации на основе средней цены нефти марки Urals за период мониторинга. Периодом мониторинга является период с 15-го числа каждого календарного месяца по 14-е число следующего календарного месяца включительно. Ставка вводится в действие с первого числа календарного месяца, следующего за месяцем окончания периода мониторинга, и доводится через официальные источники информации в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую не должны превышать размер предельной ставки пошлины, рассчитываемый следующим образом (Установлены п.4 ст. 3 Закона РФ от 21.05.1993 N 5003-1 "О таможенном тарифе"):

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
0 – 109,50	0%
109,50 – 146,00	35,0% * (P – 109,50)
146,00 – 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 налогового режима 60/66/90 ставка вывозной таможенной пошлины устанавливается исходя из новой формулы, предусматривающей снижение %-ого значения в формуле с 65% до 60%, тем не менее следует отметить, что данное изменение напрямую не было закреплено в действующем таможенном законодательстве.

Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты. Ставка вывозной таможенной пошлины на нефтепродукты устанавливается Правительством Российской Федерации. Нефтепродукты, экспортируемые в страны СНГ, являющиеся членами Таможенного союза (Казахстан, Белоруссия), не облагаются экспортной таможенной пошлиной.

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 рассчитывается по следующей формуле: $0,236 * (\text{Цена} * 7,3 - 109,5)$.

Согласно Постановлению Правительства РФ №1155 от 27 декабря 2010 г. были изменены ставки вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты. С 1 февраля 2011 г. вывозные таможенные пошлины на нефтепродукты рассчитываются по следующей формуле:

$R = K * R_{\text{нефть}}$, где $R_{\text{нефть}}$ - ставка вывозной таможенной пошлины на тонну нефти, 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. в целях стабилизации ситуации на внутреннем рынке нефтепродуктов была введена «заградительная» пошлина на экспорт бензинов товарных в размере 90% от ставки пошлины на нефть. Начиная с июня 2011 г., аналогичная мера была введена 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. коэффициент К для расчета ставки вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты устанавливаются в следующем порядке:

	С 01.10.2011 по 31.12.2014	С 01.01.2015
Легкие и средние дистилляты	0.66	0.66
Мазут	0.66	1.00
Бензин	0.90	0.90

Акциз на нефтепродукты. Налогоплательщиком по уплате акциза на нефтепродукты на территории Российской Федерации являются производители нефтепродуктов. На территории других стран, где Группа осуществляет операционную деятельность, акцизы оплачивают производители или сбытовые компании, в зависимости от местного законодательства.

В соответствии с Федеральным законом РФ № 203-ФЗ от 29 ноября 2012 г. установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты с 1 января 2013 г. (руб./т.):

	2012 (01.01- 30.06)	2012 (01.07- 31.12)	2013 (01.01- 30.06)	2013 (01.07- 31.12)	2014	2015
Бензин						
Ниже класса 3	7,725	8,225	10,100	10,100	11,110	13,332
Класс 3	7,382	7,882	9,750	9,750	10,725	12,879
Класс 4	6,822	6,822	8,560	8,960	9,416	10,358
Класс 5	6,822	5,143	5,143	5,750	5,750	6,223
Прямогонный	7,824	7,824	10,229	10,229	11,252	13,502
Дизельное топливо						
Ниже класса 3	4,098	4,300	5,860	5,860	6,446	7,735
Класс 3	3,814	4,300	5,860	5,860	6,446	7,735
Класс 4	3,562	3,562	4,934	5,100	5,427	5,970
Класс 5	3,562	2,962	4,334	4,500	4,767	5,244
Печное топливо	-	-	-	5,860	6,446	7,735
Моторные масла	6,072	6,072	7,509	7,509	8,260	9,086

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Ставка налога на добычу полезных ископаемых на нефть (R) в 2013 г. рассчитывается по формуле:

$$R = 470 * K_c * K_v * K_z, \text{ где}$$

K_c – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, определяется по следующей формуле:

$$K_c = (P - 15) * D / 261, \text{ где } P \text{ – среднемесячная цена Urals на роттердамской и средиземноморской биржах (доллар США/баррель) и } D \text{ – среднемесячный курс рубля к доллару США.}$$

K_v – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Предусматривает снижение ставки НДПИ для месторождений с высокой степенью выработанности.

В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент K_v рассчитывается по формуле:

$K_v = 3,8 - 3,5 * N / V$, 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 превышает 1, коэффициент K_v принимается равным 0,3.

В иных случаях коэффициент K_v принимается равным 1.

K_z – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Предусматривает снижение ставки НДС для малых месторождений с начальными запасами менее 5 млн. тонн.

В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_z) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов (C_vz) конкретного участка недр меньше или равна 0,05, коэффициент K_z рассчитывается по формуле:

$$K_z = 0,125 \times V_z + 0,375,$$

где V_z - 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.

Федеральный закон РФ № 307-ФЗ от 27 ноября 2010 г. определяет новые базовые ставки налога на добычу полезных ископаемых, которые составляют:

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

Налог на добычу полезных ископаемых на природный газ

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

	2012	2013 (01.01- 30.06)	2013 (01.07- 31.12)	2014	2015
Природный газ (руб./ тыс. куб. м.)	251*	265	402	471	552
	509	582	622	700	788

* 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%.

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:

1 кв. 2013	4 кв. 2012	Δ, %	(руб./т.)	1 кв. 2013	2012	Δ, %
Нефть						
Экспорт						
1 620,03	1 545,00	4,9	Трубопроводный	1 620,03	1 533,19	5,7
СНГ						
1 135,85	1 290,00	(11,9)	Трубопроводный	1 135,85	1 064,24	6,7
Транспортировка на НПЗ						
435,91	443,00	(1,6)	ОНПЗ	435,91	477,00	(8,6)
994,20	979,00	1,6	МНПЗ	994,20	922,00	7,8
782,86	1 074,00	(27,1)	Ярославский НПЗ	782,86	620,00	26,3
Нефтепродукты						
Экспорт с ОНПЗ						
3 169,61	2 902,00	9,2	Бензин	3 169,61	2 186,07	45,0
4 068,93	3 637,00	11,9	Мазут	4 068,93	3 478,73	17,0
3 427,36	3 323,00	3,1	Дизельное топливо	3 427,36	3 093,26	10,8
Экспорт с МНПЗ						
1 760,46	1 620,00	8,7	Бензин	1 760,46	1 562,01	12,7
1 475,92	1 386,00	6,5	Мазут	1 475,92	1 474,96	0,1
1 628,14	1 706,00	(4,6)	Дизельное топливо	1 628,14	1 646,53	(1,1)
Экспорт с Ярославского НПЗ						
1 234,82	1 029,00	20,0	Бензин	1 234,82	1 526,00	(19,1)
1 506,54	1 487,00	1,3	Мазут	1 506,54	1 459,97	3,2
1 493,02	1 330,00	12,3	Дизельное топливо	1 493,02	1 282,11	16,5

В 1 квартале 2013 года Группа поставила 51,7% (66,9% в 1 квартале 2012 г.) от общего объема нефти на экспорт через порты Балтийского моря – 38,8% через Приморск и 12,9% через Усть-Луга; 18,4% (19,0% в 1 квартале 2012 г.) нефти экспортировано через трубопровод «Дружба» в Чешскую республику; 11,5% (7,4% в 1 квартале 2012 г.) нефти отгружено через порт Новороссийск, в том числе легкой нефти 10,3% (2,7% в 1 квартале 2012 г.); через морской порт Туапсе нефть не отгружалась (6,7% в 1 квартале 2012 г.); 18,4% (в 1 квартале 2012 г. не экспортировалась) экспортировано по транзитному трубопроводу Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино. Экспорт нефти в страны СНГ в 1 квартале 2013 г. составил: 51,6% (64,3% в 1 квартале 2012 г.) в Белоруссию, и 48,4% (35,7% в 1 квартале 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.