

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2013 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг.

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 декабря 2013 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2013 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., и должен рассматриваться вместе с 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 (IFRS) 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 (IFRS) 11 раскрыта в примечании 5 к консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Основные финансовые и операционные показатели

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %		2013	2012	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
386 691	402 312	(3,9)	Продажи	1 504 037	1 519 450	(1,0)
84 833	101 352	(16,3)	Скорректированная EBITDA ¹	336 752	323 106	4,2
5 265,9	6 522,0	(19,3)	руб./т. н. э.	5 408,8	5 411,3	(0,1)
22,0	27,1	(18,6)	долл. США ² /барр. н. э.	23,1	23,7	(2,3)
42 763	57 533	(25,7)	Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	177 917	176 296	0,9
185 922	143 716	29,4	Чистый долг	185 922	156 922	18,5
Операционные результаты						
118,38	114,17	3,7	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	457,42	439,02	4,2
1,29	1,24	4,0	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,25	1,20	4,2
94,89	94,21	0,7	Добыча нефти с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	371,78	373,64	(0,5)
140,95	119,76	17,7	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	513,85	392,31	31,0
10,54	10,90	(3,3)	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	42,63	43,34	(1,6)

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

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

Основные события 2013 г.

- Увеличена эффективная доля владения в СеверЭнергии до 40,2%;
- Расширено присутствие в Ираке (Курдистан) – блок Халабджа;
- Введена в эксплуатацию Южно-Приобская газокompрессорная станция;
- Получена первая нефть на Южно-Киняминском месторождении;
- Подписано соглашение с Shell о партнерстве в области разведки и добычи сланцевой нефти;
- Пробурена поисково-оценочная скважина и получена первая нефть на Баженовской свите Красноленинского месторождения («Сланцевая нефть»);
- Подписано соглашение о создании совместного предприятия для производства модифицированных битумов и битумных эмульсий, а также их реализации на российском рынке;
- В декабре закрыта сделка по приобретению ЗАО «Рязанский опытный завод нефтехимпродуктов» – крупнейшего в России завода по производству полимерно-модифицированных битумов;
- На Московском НПЗ введены в эксплуатацию следующие установки:
 - гидроочистки дизельного топлива (после реконструкции) 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 125 обслуживаемых аэропортов (88 на начало 2013 г.);
- Расширена сеть бункеровочного бизнеса:
 - приобретены две бункеровочные компании в Европе – Gazpromneft Marine Bunker Balkan S.A. (Румыния) и AS Baltic Marine Bunker (Эстония);
 - приобретен бункеровочный терминал в порту Новороссийск;
 - введены в эксплуатацию два новых судна-бункеровщика – для работы в портах Дальнего Востока и Черного моря.
- Впервые объявлены промежуточные дивиденды по итогам 6 месяцев 2013г.

Результаты за 2013 г. по сравнению с 2012 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 4,2% и составила 457,42 млн. бар. н. э. вследствие продолжающегося роста добычи на Приобском месторождении и Оренбургских активах, увеличения утилизации ПНГ, увеличения добычи природного газа на Муравленковском месторождении и запуска Самбургского месторождения СеверЭнергии;
- Объем переработки нефти снизился на 1,6% вследствие проведения ремонта установок первичной переработки нефти на Омском НПЗ в сентябре – октябре 2013 г. и Ярославском НПЗ в марте – апреле 2013 г., а также снижения объема переработки на Мозырском НПЗ;
- Увеличение объема добычи и объема реализации нефтепродуктов через премиальные каналы сбыта способствовали росту показателя скорректированная EBITDA на 4,2%, однако убыток от курсовых разниц и рост амортизации привели к росту прибыли, относящейся к акционерам ОАО «Газпром нефть», только на 0,9%.
- На снижение продаж на 1,0% повлияло снижение объемов торговых операций с нефтью на международном рынке, что было частично компенсировано ростом объемов продаж нефтепродуктов.

Результаты за 4 квартал 2013 г. по сравнению с 3 кварталом 2013 г.

- Суточная добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла и составила 1,29 млн. барр. н. э. в сутки;
- Объем переработки снизился на 3,3% вследствие проведения планового ремонта на Московском НПЗ, в октябре 2013г.;
- Снижение цен на нефть и нефтепродукты, снижение объемов переработки и продаж нефтепродуктов, способствовали сокращению продаж на 3,9%, что вместе с негативным влиянием экспортных пошлин в четвертом квартале 2013г., по сравнению с позитивным влиянием в третьем квартале 2013г. (эффект запаздывания пошлин), способствовало уменьшению показателя скорректированная EBITDA на 16,3% и прибыли, относящейся к акционерам ОАО «Газпром нефть», на 25,7%.

Анализ операционных результатов деятельности

Разведочное бурение и открытие месторождений

	2013	2012	Δ, %
Дочерние компании			
Разведочное бурение (тыс. метров)	83	64	29,7
Количество пробуренных разведочных скважин	28	21	33,3
Количество открытых месторождений	1	2	(50,0)
Количество открытых нефтегазоносных залежей	21	39	(46,2)
Пропорционально консолидированные предприятия			
Разведочное бурение (тыс. метров)	12	14	(16,9)
Количество пробуренных разведочных скважин	5	5	-
Количество открытых нефтегазоносных залежей	-	2	-
Совместные предприятия			
Разведочное бурение (тыс. метров)	53	51	4,8
Количество пробуренных разведочных скважин	18	18	-
Количество открытых нефтегазоносных залежей	12	7	71,4

- За 2013 г. открыто:
 - Восточно-Мыгинское месторождение;
 - 21 новая залежь, в основном на Еты-Пуровском и Вынгапуровском месторождениях.

Запасы нефти и газа

(млн. барр.н.э.)	Газпром нефть	Доля в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях					Итого*
		Славнефть	Томскнефть	SPD	Север Энергия	Мессояха нефтегаз	
Доказанные запасы (31 декабря 2011 г.)	5 672	940	663	234	810	-	8 319
Добыча	(284)	(68)	(43)	(28)	(3)	-	(426)
Приобретение лицензий	1	-	-	-	-	-	1
Пересмотр предыдущих оценок	515	70	18	38	338	-	979
Доказанные запасы (31 декабря 2012 г.)	5 904	942	638	244	1 145	-	8 873
Добыча	(303)	(64)	(43)	(26)	(9)	-	(445)
Приобретение лицензий	-	-	-	-	699	-	699
Пересмотр предыдущих оценок	700	33	(18)	5	76	39	835
Доказанные запасы (31 декабря 2013 г.)	6 301	911	577	223	1 911	39	9 962
Всего вероятные запасы Группы	3 575	1 455	346	97	1 135	444	7 052
Всего возможные запасы Группы	3 552	1 304	443	69	1 109	363	6 840

* Итого включая 49,9% долю участия в Славнефти, 50% - в Томскнефти, SPD и Мессояханефтегазе, и 40,2% - в СеверЭнергии (25,5% на 31 декабря 2012 и 2011 гг.)

- По состоянию на 31 декабря 2013 г. доказанные запасы Компании составляют 6 301 млн. барр. н. э., включая запасы нефти 5 078 млн. барр. и запасы газа 7 337 млрд. куб. футов.;
- По состоянию на 31 декабря 2013 г. доказанные запасы Компании, включая долю в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях, составляют 9 962 млн. барр. н. э., включая запасы нефти 7 156 млн. барр. и запасы газа 16 836 млрд. куб. футов.;
- Данные о доказанных запасах не включают данные о резервах, относящихся к сербской дочерней компании NIS в связи с ограничениями по раскрытию данной информации в Сербии;
- Оценка запасов производится независимыми оценщиками запасов «ДеГольер энд МакНотон» на основе стандартов Системы управления нефтегазовыми запасами (PRMS) Общества инженеров-нефтяников;
- Показатели запасов по классификации PRMS, указанные в таблице, отличаются от приведенных в консолидированной отчетности Группы в разделе дополнительной информации о

деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа. Показатели, приведенные в дополнительной информации, подготовлены в соответствии с требованиями SEC (Комиссии по ценным бумагам и биржам США), которая предписывает при расчете использовать 12-месячную среднюю цену по состоянию на первое число каждого месяца в отчетном периоде. Запасы по классификации PRMS в вышеприведенной таблице подготовлены с использованием наилучших оценок менеджментом Компании будущих цен на нефть и природный газ.

Эксплуатационное бурение

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %		2013	2012	Δ, %
Дочерние компании						
770	807	(4,6)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	2 964	2 516	17,8
217	224	(3,1)	Количество новых скважин (шт.)	767	690	11,2
31,38	33,68	(6,8)	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	33,08	31,99	3,4
Пропорционально консолидированные предприятия						
122	157	(22,0)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	698	827	(15,7)
43	57	(24,6)	Количество новых скважин (шт.)	211	243	(13,2)
Совместные предприятия						
283	307	(7,8)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 058	691	53,2
48	61	(21,3)	Количество новых скважин (шт.)	187	158	18,4

- Рост объемов бурения связан с интенсификацией разбуривания месторождений Оренбургского региона и началом разработки Южно-Киняминского месторождения, приобретенного в 1 квартале 2013;
- Опережающий темп роста проходки обусловлен увеличением доли бурения горизонтальных скважин (233 скважины в 2013 г. против 87 скважин в 2012 г.), которые конструктивно сложнее, чем вертикальные, но дают больший дебит, что частично компенсирует рост обводненности на действующем фонде.

Добыча

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %		2013	2012	Δ, %
	(млн. т.)		Нефть		(млн. т.)	
3,83	3,82	0,3	Ноябрьскнефтегаз	14,94	15,49	(3,6)
3,38	3,34	1,2	Хантос*	13,16	12,30	7,0
1,28	1,30	(1,5)	Томскнефть	5,08	5,11	(0,6)
0,89	0,88	1,1	SPD	3,50	3,81	(8,1)
0,53	0,45	17,8	Оренбург	1,65	1,10	50,0
0,31	0,32	(3,1)	НИС	1,25	1,22	2,5
0,36	0,35	2,9	Восток	1,21	1,01	19,8
0,21	0,21	-	Прочие	1,21	1,75	(30,9)
10,79	10,67	1,1	Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	42,00	41,79	0,5
2,07	2,10	(1,4)	Доля в добыче Славнефти	8,40	8,93	(5,9)
0,05	0,05	-	Доля в добыче СеверЭнергии	0,18	0,06	200,0
2,12	2,15	(1,4)	Доля в добыче совместных предприятий	8,58	8,99	(4,6)
			Итого добыча нефти			
12,91	12,82	0,7	млн. т.	50,58	50,78	(0,4)
94,89	94,21	0,7	млн. барр.	371,78	373,64	(0,4)
	(млрд. куб. м.)		Газ**		(млрд. куб. м.)	
2,54	2,07	22,7	Ноябрьскнефтегаз	9,35	7,32	27,7
0,11	0,06	83,3	Хантос*	0,23	0,11	109,1
0,23	0,19	21,1	Томскнефть	0,85	0,84	1,2
0,04	0,03	33,3	SPD	0,14	0,13	7,7
0,44	0,46	(4,4)	Оренбург	1,62	1,12	44,6
0,14	0,14	-	НИС	0,55	0,56	(1,8)
0,02	0,02	-	Восток	0,07	0,06	16,7
0,02	0,01	100,0	Прочие	0,09	0,11	(18,2)
3,54	2,98	18,8	Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	12,90	10,25	25,9
0,10	0,10	-	Доля в добыче Славнефти	0,41	0,42	(2,4)
0,35	0,31	12,9	Доля в добыче СеверЭнергии	1,24	0,45	175,6
0,45	0,41	9,8	Доля в добыче совместных предприятий	1,65	0,87	89,7
3,99	3,39	17,7	Итого добыча газа	14,55	11,12	30,9
	(млн. т. н. э.)		Углеводороды		(млн. т. н. э.)	
13,62	13,06	4,3	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	52,35	50,02	4,7
2,49	2,48	0,4	Доля в добыче совместных предприятий	9,91	9,69	2,3
16,11	15,54	3,7	Итого добыча углеводородов	62,26	59,71	4,3
118,38	114,17	3,7	млн. т. н. э.	457,42	439,02	4,2
			млн. барр. н. э.			
1,29	1,24	4,0	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)	1,25	1,20	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 на 4,0% квартал к кварталу;
- Добыча нефти по Группе снизилась на 0,4% год к году, что обусловлено ростом обводненности и снижением добычи нефти на зрелых месторождениях. Снижение добычи нефти частично компенсируется продолжающимся ростом добычи на Приобском месторождении и Оренбургских активах за счет активного разбуривания и ввода новых скважин;

- Объем добычи газа по Группе вырос на 30,9% год к году главным образом вследствие увеличения добычи природного газа на Муравленковском месторождении, реализации программы по утилизации попутного газа и запуска Самбургского месторождения СеверЭнергии;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 17,7% квартал к кварталу вследствие сезонных факторов.

Покупка нефти

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %	(млн. т.)	2013	2012	Δ, %
1,12	1,16	(3,5)	Покупки нефти в России *	4,94	7,82	(36,8)
0,69	0,44	56,8	Покупки нефти на международном рынке	1,87	3,24	(42,3)
1,81	1,60	13,1	Итого покупки нефти	6,81	11,06	(38,4)

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

- Снижение покупок нефти в России на 36,8% год к году связано с прекращением контракта поставки нефти от ТНК-ВР;
- Изменение объемов покупок нефти на международном рынке квартал к кварталу и год к году объясняется изменением объемов трейдинговых операций.

Переработка

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %	(млн. т.)	2013	2012	Δ, %
4,96	4,93	0,6	Омск	20,23	20,95	(3,4)
2,64	3,07	(14,0)	Москва	11,08	10,67	3,8
0,76	0,73	4,1	Панчево	2,75	2,14	28,5
8,36	8,73	(4,2)	Переработка на НПЗ дочерних компаний	34,06	33,76	0,9
1,99	1,92	3,7	Доля в Ярославском НПЗ	7,52	7,64	(1,6)
0,19	0,25	(24,0)	Доля в Мозырском НПЗ	1,05	1,94	(45,9)
10,54	10,90	(3,3)	Итого переработка	42,63	43,34	(1,6)

Производство нефтепродуктов

2,27	2,19	3,7	Бензин	8,92	8,96	(0,5)
-	-	-	Класс 2 и ниже	0,05	1,16	(95,7)
0,04	0,03	33,3	Класс 3	0,37	2,24	(83,5)
0,25	0,20	25,0	Класс 4	1,88	3,46	(45,7)
1,98	1,96	1,0	Класс 5	6,62	2,10	215,2
0,33	0,37	(10,8)	Нафта	1,47	1,30	13,1
3,02	3,10	(2,6)	Дизельное топливо	12,09	11,51	5,0
0,02	0,05	(60,0)	Класс 2 и ниже	0,23	5,63	(95,9)
0,06	0,16	(62,5)	Класс 3	2,06	1,30	58,5
0,08	-	-	Класс 4	1,16	1,96	(40,8)
2,86	2,89	(1,0)	Класс 5	8,64	2,62	229,8
1,94	1,61	20,5	Мазут	7,48	8,78	(14,8)
0,58	0,77	(24,7)	Авиатопливо	2,69	2,67	0,8
0,84	0,84	-	Судовое топливо	3,31	3,38	(2,1)
1,09	1,47	(25,9)	Прочие	4,59	4,41	4,1
10,07	10,35	(2,7)	Итого производство нефтепродуктов	40,55	41,01	(1,1)

- Объем переработки нефти по Группе:
 - снизился на 1,6% год к году вследствие проведения ремонта установок первичной переработки нефти на Омском НПЗ в сентябре – октябре 2013г. и Ярославском НПЗ в марте – апреле 2013 г. и снижения объема переработки на Мозырском НПЗ;
 - снизился на 3,3% квартал к кварталу вследствие проведения планового ремонта на Московском НПЗ, в октябре 2013г.;

- Рост производства бензинов на 3,7% квартал к кварталу обусловлен заменой катализатора на установке каталитического крекинга на Омском НПЗ в 3 квартале 2013 г. и плановым ремонтом установки каталитического риформинга на Ярославском НПЗ в сентябре 2013 г.;
- Рост производства дизельного топлива на 5,0% год к году обусловлен вводом новых установок гидроочистки дизельного топлива на Омском и Ярославском НПЗ в декабре 2012г. и феврале 2013г. соответственно;
- Увеличение объемов производства бензинов и дизельного топлива класса 5 год к году связано с модернизацией производственных мощностей:
 - вводом установок гидроочистки бензинов и гидроочистки дизельного топлива в мае и декабре 2012г., соответственно, на Омском НПЗ;
 - вводом установки гидроочистки дизельного топлива в феврале 2013г. на Ярославском НПЗ;
 - вводом нескольких установок на Московском НПЗ: гидроочистки дизельного топлива (после реконструкции) – в апреле 2013г., гидроочистки бензина каталитического крекинга – в мае 2013г. и установки изомеризации – в июле 2013г.
- Сокращение производства мазута на 14,8% год к году обусловлено ростом производства битумных материалов вследствие повышения спроса и увеличения производительности битумной установки на МНПЗ с июля 2012г. после проведения реконструкции;
- Увеличение производства мазута на 20,5% квартал к кварталу обусловлено сезонным сокращением спроса на нефтяной битум;
- Снижение производства авиатоплива на 24,7% квартал к кварталу обусловлено проведением планового ремонта установки гидроочистки керосина на Московском НПЗ в октябре 2013г.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	4 кв. 2013		3 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	233	0,01	1 491	0,05	(84,4)	(80,0)
Дизельное топливо	6 791	0,22	7 495	0,24	(9,4)	(8,3)
Мазут	4 989	0,27	6 418	0,33	(22,3)	(18,2)
Авиатопливо	2 333	0,07	1 394	0,04	67,4	75,0
Итого	14 346	0,57	16 798	0,66	(14,6)	(13,6)

	2013		2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	4 382	0,16	3 518	0,12	24,6	33,3
Дизельное топливо	29 390	0,98	28 411	0,93	3,5	5,4
Мазут	18 252	0,98	2 438	0,12	648,7	716,7
Авиатопливо	7 027	0,21	7 102	0,20	(1,1)	5,0
Судовое топливо	-	-	197	0,01	-	-
Итого	59 051	2,33	41 666	1,38	41,7	68,8

- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов на международном рынке на 68,8% год к году обусловлено увеличением объемов торговой деятельности.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	4 кв. 2013		3 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	839	0,03	1 773	0,08	(52,7)	(62,5)
Низкооктановый бензин	372	0,02	422	0,02	(11,9)	-
Дизельное топливо	302	0,01	281	0,01	7,5	-
Прочие	204	0,01	-	-	-	-
Итого	1 717	0,07	2 476	0,11	(30,7)	(36,4)

	2013		2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	2 612	0,11	1 374	0,04	90,1	175,0
Низкооктановый бензин	1 356	0,06	-	-	-	-
Дизельное топливо	1 429	0,06	1 045	0,03	36,8	100,0
Прочие	472	0,03	660	0,04	(28,5)	(25,0)
Итого	5 869	0,26	3 079	0,11	90,6	136,4

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	4 кв. 2013		3 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	7 378	0,26	6 373	0,21	15,8	23,8
Дизельное топливо	5 017	0,17	1 959	0,07	156,1	142,9
Мазут	515	0,04	468	0,04	10,0	-
Авиатопливо	4 304	0,16	3 641	0,15	18,2	6,7
Судовое топливо	-	-	311	0,02	-	-
Прочие	1 935	0,05	1 297	0,05	49,2	-
Итого	19 149	0,68	14 049	0,54	36,3	25,9

	2013		2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	24 147	0,87	23 469	0,91	2,9	(4,4)
Дизельное топливо	11 970	0,41	5 562	0,21	115,2	95,2
Мазут	1 385	0,12	4 565	0,26	(69,7)	(53,9)
Авиатопливо	12 735	0,51	8 081	0,34	57,6	50,0
Судовое топливо	1 802	0,10	531	0,03	239,4	233,3
Прочие	4 479	0,14	2 614	0,13	71,4	7,7
Итого	56 518	2,15	44 822	1,88	26,1	14,4

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

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %		2013	2012	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 111	1 042	6,6	в России	1 111	1 060	4,8
228	215	6,0	в СНГ	228	205	11,2
408	402	1,5	в Восточной Европе	408	344	18,6
1 747	1 659	5,3	Итого АЗС (на конец периода)	1 747	1 609	8,6
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
20,2	19,7	2,5		19,0	17,6	7,8
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы		(млн. т.)	
4,73	5,09	(7,1)	Продажи автомобильного топлива	18,17	17,74	2,4
0,61	0,70	(12,9)	Продажи авиатоплива	2,39	2,07	15,5
0,80	0,95	(15,8)	Продажи судового топлива	3,22	2,89	11,4
0,06	0,03	100,0	Продажи масел	0,17	0,15	13,3
6,20	6,77	(8,4)	Итого объем продаж через премиальные каналы	23,95	22,85	4,8

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 8,6% год к году;
- Увеличение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 7,8% год к году обусловлено эффектом от ребрендинга, рекламной кампании и программы лояльности покупателей;
- Объем продаж через премиальные каналы вырос на 4,8% год к году, в то время как:
 - Объем продаж автомобильного топлива остался неизменным при снижении объема мелкооптовых продаж и росте розничных продаж на 13,7%;
 - 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.
- Снижение объема продаж через премиальные каналы на 8,4% квартал к кварталу обусловлено снижением объема переработки.

Результаты деятельности

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	2013	2012	Δ, %
Выручка от продаж						
386 691	402 312	(3,9)	Продажи	1 504 037	1 519 450	(1,0)
(56 941)	(55 174)	3,2	Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(236 434)	(286 801)	(17,6)
329 750	347 138	(5,0)	Итого выручка от продаж	1 267 603	1 232 649	2,8
Расходы и прочие затраты						
(82 744)	(88 002)	(6,0)	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(319 051)	(340 453)	(6,3)
(39 677)	(38 473)	3,1	Производственные и операционные расходы	(144 552)	(126 639)	14,1
(21 032)	(19 731)	6,6	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(72 005)	(68 389)	5,3
(27 459)	(24 900)	10,3	Транспортные расходы	(107 837)	(103 556)	4,1
(19 485)	(20 173)	(3,4)	Износ, истощение и амортизация	(76 785)	(69 163)	11,0
(81 172)	(83 970)	(3,3)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(316 070)	(297 824)	6,1
(895)	(1 146)	(21,9)	Расходы на геологоразведочные работы	(2 876)	(3 431)	(16,2)
(272 464)	(276 395)	(1,4)	Итого операционные расходы	(1 039 176)	(1 009 455)	2,9
(4 266)	(1 595)	167,5	Прочие расходы	(6 310)	(5 268)	19,8
53 020	69 148	(23,3)	Операционная прибыль	222 117	217 926	1,9
3 412	5 200	(34,4)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	11 251	12 767	(11,9)
108	226	(52,2)	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	(2 166)	1 042	-
1 724	1 585	8,8	Финансовые доходы	6 011	3 275	83,5
(2 437)	(2 886)	(15,6)	Финансовые расходы	(11 233)	(11 089)	1,3
2 807	4 125	(32,0)	Итого прочие доходы	3 863	5 995	(35,60)
55 827	73 273	(23,8)	Прибыль до налогообложения	225 980	223 921	0,9
(9 747)	(10 458)	(6,8)	Расходы по текущему налогу на прибыль	(34 823)	(34 108)	2,1
(499)	(2 153)	(76,8)	Расход по отложенному налогу на прибыль	(4 437)	(5 661)	(21,6)
(10 246)	(12 611)	(18,8)	Итого расходы по налогу на прибыль	(39 260)	(39 769)	(1,3)
45 581	60 662	(24,9)	Прибыль за период	186 720	184 152	1,4
(2 818)	(3 129)	(9,9)	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(8 803)	(7 856)	12,1
42 763	57 533	(25,7)	Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	177 917	176 296	0,9

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

Выручка

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	2013	2012	Δ, %
Нефть						
28 225	27 056	4,3	Экспорт	106 665	195 567	(45,5)
53 783	50 744	6,0	Продажи на экспорт	208 125	346 213	(39,9)
(25 558)	(23 688)	7,9	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(101 460)	(150 646)	(32,7)
-	692	-	Международный рынок	1 323	1 740	(24,0)
13 758	12 802	7,5	Экспорт в СНГ	48 619	29 783	63,2
8 155	5 559	46,7	Внутренний рынок	19 258	13 241	45,4
50 138	46 109	8,7	Итого выручка от продаж нефти	175 865	240 331	(26,8)
Газ						
469	92	409,8	Международный рынок	1 461	6 281	(76,7)
7 952	5 611	41,7	Внутренний рынок	23 926	17 729	35,0
8 421	5 703	47,7	Итого выручка от продаж газа	25 387	24 010	5,7
Нефтепродукты						
51 326	64 405	(20,3)	Экспорт	253 429	240 381	5,4
72 276	86 139	(16,1)	Продажи на экспорт	352 990	349 049	1,1
(20 950)	(21 734)	(3,6)	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(99 561)	(108 668)	(8,4)
27 773	25 865	7,4	Международный рынок	92 316	69 876	32,1
37 013	34 881	6,1	Продажи на международном рынке	124 376	92 725	34,1
(9 240)	(9 016)	2,5	<i>Минус:</i> акциз*	(32 060)	(22 849)	40,3
15 251	15 039	1,4	СНГ	54 956	54 539	0,8
16 444	15 775	4,2	Экспорт и продажи в СНГ	58 309	59 177	(1,5)
(1 193)	(736)	62,1	<i>Минус:</i> экспортные пошлины	(3 353)	(4 638)	(27,7)
167 630	180 538	(7,1)	Внутренний рынок	630 359	572 082	10,2
261 980	285 847	(8,3)	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	1 031 060	936 878	10,1
9 211	9 479	(2,8)	Прочая выручка	35 291	31 430	12,3
329 750	347 138	(5,0)	Итого выручка	1 267 603	1 232 649	2,8

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

Объем реализации

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %		2013	2012	Δ, %
			Нефть	(млн. т.)		
2,07	1,93	7,3	Продажи на экспорт	8,29	14,12	(41,3)
-	0,02	-	Продажи на международном рынке	0,05	0,07	(28,6)
1,15	0,94	22,3	Экспорт в СНГ	4,05	2,50	62,0
0,75	0,50	50,0	Продажи на внутреннем рынке	1,85	1,26	46,8
3,97	3,39	17,1	Итого продажи нефти	14,24	17,95	(20,7)
			Газ	(млрд. куб. м.)		
0,04	0,01	300,0	Продажи на международном рынке	0,14	0,46	(69,6)
3,84	3,47	10,7	Продажи на внутреннем рынке	12,64	10,89	16,1
3,88	3,48	11,5	Итого продажи газа	12,78	11,35	12,6
			Нефтепродукты	(млн. т.)		
2,98	3,43	(13,1)	Продажи на экспорт	14,61	14,13	3,4
0,90	0,83	8,4	Продажи на международном рынке	3,08	2,40	28,3
0,56	0,62	(9,7)	Экспорт и продажи в СНГ	2,21	2,35	(6,0)
6,60	7,41	(10,9)	Продажи на внутреннем рынке	25,84	25,15	2,7
11,04	12,29	(10,2)	Итого продажи нефтепродуктов	45,74	44,03	3,9

Средние сложившиеся цены реализации

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %		2013	2012	Δ, %
	(руб./т.)		Нефть		(руб./т.)	
25 982	26 292	(1,2)	Продажи на экспорт	25 106	24 519	2,4
11 963	13 619	(12,2)	Экспорт в СНГ	12 005	11 913	0,8
10 873	11 118	(2,2)	Продажи на внутреннем рынке	10 410	10 509	(0,9)
	(руб./т.)		Нефтепродукты		(руб./т.)	
24 254	25 113	(3,4)	Продажи на экспорт	24 161	24 703	(2,2)
41 126	42 025	(2,1)	Продажи на международном рынке	40 382	38 635	4,5
29 364	25 444	15,4	Экспорт и продажи в СНГ	26 384	25 182	4,8
25 398	24 364	4,2	Продажи на внутреннем рынке	24 395	22 747	7,2

Реализация нефти

- В 2013 г. произошло перераспределение объемов нефти с экспортного направления (снижение на 41,3% год к году) на экспорт в СНГ (увеличение на 62,0% год к году);
- Увеличение объема продаж нефти на 17,1% квартал к кварталу обусловлено снижением объема переработки нефти.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	4 кв. 2013		3 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	1 399	0,05	2 064	0,07	(32,2)	(28,6)
Низкооктановый бензин	1 671	0,06	881	0,03	89,7	100,0
Нафта	6 076	0,20	10 027	0,34	(39,4)	(41,2)
Дизельное топливо	27 011	0,88	34 613	1,11	(22,0)	(20,7)
Мазут	26 583	1,44	30 532	1,58	(12,9)	(8,9)
Авиатопливо	3 480	0,11	2 430	0,08	43,2	37,5
Судовое топливо	2 694	0,10	2 052	0,08	31,3	25,0
Прочие	3 362	0,14	3 540	0,14	(5,0)	-
Итого	72 276	2,98	86 139	3,43	(16,1)	(13,1)
	2013		2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	7 855	0,27	9 827	0,32	(20,1)	(15,6)
Низкооктановый бензин	6 060	0,22	5 585	0,20	8,5	10,0
Нафта	34 166	1,20	33 809	1,19	1,1	0,8
Дизельное топливо	142 134	4,80	117 812	3,93	20,6	22,1
Мазут	125 195	6,71	129 435	6,66	(3,3)	0,8
Авиатопливо	10 003	0,32	7 545	0,22	32,6	45,5
Судовое топливо	14 258	0,57	27 042	1,00	(47,3)	(43,0)
Прочие	13 319	0,52	17 994	0,61	(26,0)	(14,8)
Итого	352 990	14,61	349 049	14,13	1,1	3,4

- Увеличение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 3,4% год к году обусловлено выходом на новые рынки сбыта и увеличением объемов торговой деятельности;
- Увеличение объемов реализации дизельного топлива на экспорт на 22,1% год к году обусловлено ростом выпуска низкосернистого дизельного топлива (класс 5);
- Снижение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 13,1% квартал к кварталу обусловлено снижением объема переработки.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	4 кв. 2013		3 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	5 917	0,17	5 371	0,21	10,2	(19,1)
Низкооктановый бензин	984	0,04	1 249	0,05	(21,2)	(20,0)
Дизельное топливо	5 156	0,18	4 904	0,18	5,1	-
Мазут	614	0,05	719	0,06	(14,6)	(16,7)
Авиатопливо	2 284	0,06	2 042	0,05	11,9	20,0
Прочие	1 489	0,06	1 490	0,07	(0,1)	(14,3)
Итого	16 444	0,56	15 775	0,62	4,2	(9,7)

	2013		2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	20 863	0,72	18 928	0,65	10,2	10,8
Низкооктановый бензин	4 314	0,18	4 785	0,19	(9,8)	(5,3)
Нафта	-	-	1 012	0,06	-	-
Дизельное топливо	17 267	0,63	14 346	0,54	20,4	16,7
Мазут	2 541	0,22	2 842	0,23	(10,6)	(4,4)
Авиатопливо	7 905	0,20	9 074	0,23	(12,9)	(13,0)
Прочие	5 419	0,26	8 190	0,45	(33,8)	(42,2)
Итого	58 309	2,21	59 177	2,35	(1,5)	(6,0)

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	4 кв. 2013		3 кв. 2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	66 186	2,12	65 794	2,16	0,6	(1,9)
Низкооктановый бензин	1 642	0,05	1 245	0,05	31,9	-
Нафта	305	0,02	-	-	-	-
Дизельное топливо	51 927	1,75	58 737	2,14	(11,6)	(18,2)
Мазут	6 887	0,60	4 552	0,34	51,3	76,5
Авиатопливо	15 927	0,64	20 296	0,84	(21,5)	(23,8)
Судовое топливо	11 159	0,64	13 863	0,74	(19,5)	(13,5)
Прочие	13 597	0,78	16 051	1,14	(15,3)	(31,6)
Итого	167 630	6,60	180 538	7,41	(7,2)	(10,9)

	2013		2012		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	241 733	8,06	214 569	7,71	12,7	4,5
Низкооктановый бензин	5 526	0,20	9 147	0,37	(39,6)	(46,0)
Нафта	305	0,02	-	-	-	-
Дизельное топливо	200 883	7,16	183 501	7,38	9,5	(3,0)
Мазут	19 168	1,66	21 000	1,91	(8,7)	(13,1)
Авиатопливо	68 808	2,83	62 019	2,65	11,0	6,8
Судовое топливо	43 978	2,45	38 966	2,12	12,9	15,6
Прочие	49 958	3,46	42 880	3,01	16,5	15,0
Итого	630 359	25,84	572 082	25,15	10,2	2,7

- Снижение объема реализации мазута на 13,1% год к году обусловлено сокращением производства продукта;
- Увеличение объема реализации авиатоплива на 6,8% год к году связано с расширением сети обслуживаемых аэропортов, в том числе аэродромов Министерства обороны РФ;

- Снижение объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке на 10,9% квартал к кварталу обусловлено снижением объема переработки.

Прочая выручка

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

- Рост прочей выручки на 12,3% год к году обусловлен в основном изменением объемов реализации.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

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

Производственные и операционные расходы

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	2013	2012	Δ, %
19 927	18 836	5,8	Расходы на добычу углеводородов	72 491	63 926	13,4
15 910	15 162	4,9	Дочерние компании	58 034	50 911	14,0
1 415	1 416	-	<i>руб./т.н.э.</i>	1 350	1 263	6,9
5,94	5,89	0,8	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	5,78	5,54	4,4
4 017	3 674	9,3	Пропорционально консолидируемые компании	14 457	13 015	11,1
1 688	1 563	8,0	<i>руб./т.н.э.</i>	1 543	1 342	15,0
7,08	6,50	8,8	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	6,61	5,89	12,3
10 427	9 648	8,1	Расходы на переработку	37 293	32 737	13,9
			Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний			
6 184	5 958	3,8		21 558	17 602	22,5
740	682	8,4	<i>руб./т.</i>	633	521	21,4
3,10	2,84	9,3	<i>долл. США¹/барр.</i>	2,71	2,29	18,5
			Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий			
2 855	2 802	1,9		11 139	10 530	5,8
1 310	1 291	1,4	<i>руб./т.</i>	1 300	1 099	18,3
5,49	5,37	2,2	<i>долл. США¹/барр.</i>	5,57	4,82	15,5
1 388	888	56,3	Расходы на производство масел и фасованной продукции	4 596	4 605	(0,2)
6 440	6 943	(7,2)	Расходы на транспортировку до НПЗ	23 747	21 946	8,2
2 883	3 046	(5,4)	Прочие операционные расходы	11 021	8 030	37,3
39 677	38 473	3,1	Итого	144 552	126 639	14,1

¹ пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период

- Расходы на добычу углеводородов включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для добычи углеводородов, расходы на оплату труда, ГСМ и электроэнергию, затраты на мероприятия по увеличению нефтеотдачи и прочие подобные расходы на добывающих предприятиях Группы;
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на 14,0% год к году обусловлен ростом добычи углеводородов, включая приобретение новых активов (Новопортовское, Южно-Киняминское и Балеikinское месторождения), расширением Муравленковского газового промысла;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям выросли на 6,9% год к году в результате:
 - приобретения Новопортовского месторождения с высокими эксплуатационными затратами на стадии опытно-промышленной эксплуатации;
 - увеличения активности по ГТМ для поддержания уровня добычи и роста цен на электроэнергию (+13,2%);

- роста обводненности добываемой продукции на зрелых месторождениях.
- Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для переработки углеводородов, расходы на оплату труда и электроэнергию и прочие подобные расходы на перерабатывающих предприятиях Группы;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 22,5% год к году в связи с ростом тарифов естественных монополий, ростом затрат на материалы, связанным с повышением качества продукции, вводом новых установок на Омском и Московском НПЗ и ремонтами, проводимыми на НПЗ компании;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 5,8% год к году в связи с вводом новых установок;
- Несмотря на рост тарифов естественных монополий, расходы на производство масел и фасованной продукции снизились на 0,2% год к году благодаря проводимой политике по экономии затрат.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

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

- Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы увеличились на 5,3% год к году в связи с ростом премиальных продаж и расширением бизнеса компании.

Транспортные расходы

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

- Транспортные расходы выросли на 4,1% год к году 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 11,0% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации программы капитальных вложений Группы.

Налоги, за исключением налога на прибыль

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	2013	2012	Δ, %
56 762	57 291	(0,9)	Налог на добычу полезных ископаемых	214 023	201 305	6,3
18 932	20 665	(8,4)	Акциз	77 701	76 408	1,7
2 373	1 840	29,0	Налог на имущество	7 938	7 814	1,6
3 105	4 174	(25,6)	Прочие налоги	16 408	12 297	33,4
81 172	83 970	(3,3)	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	316 070	297 824	6,1

- Сумма расхода по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) выросла на 6,3% год к году в связи с ростом добычи нефти дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями и ростом ставки налога. Несмотря на снижение цены на нефть марки Urals на

2,5% год к году, средняя ставка НДС на нефть выросла год к году на 5,2%, так как снижение цены на нефть было компенсировано ростом базовой ставки с 446 руб./т. до 470 руб./т.;

- Сумма акцизов выросла на 1,7% год к году вследствие роста ставок с 1 января 2013 г. и с 1 июля 2013 г. Рост ставок был компенсирован увеличением доли производства моторных топлив высоких классов, которые облагаются акцизом по более низким ставкам;
- Сумма акцизов снизилась на 8,4% квартал к кварталу вследствие снижения объемов переработки на Московском НПЗ в 4 квартале 2013 г.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	2013	2012	Δ, %
2 766	4 197	(34,1)	Славнефть	9 538	12 229	(22,0)
(45)	75	-	СеверЭнергия	(131)	(170)	(22,9)
691	928	(25,5)	Прочие компании	1 844	708	160,5
3 412	5 200	(34,4)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	11 251	12 767	(11,9)

- Доля Группы в прибыли Славнефти снизилась год к году главным образом в результате снижения объемов добычи, роста ставки НДС и убытков от курсовых разниц в 2013г. (прибыль в 2012г.), вызванных переоценкой кредитного портфеля компании номинированного в основном в долларах США;
- Доля Группы в прибыли Славнефти снизилась квартал к кварталу главным образом в результате снижения цен на нефть на внутреннем рынке.

Прочие финансовые статьи

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

Ликвидность и источники капитала

Денежные средства

(млн. руб.)	2013	2012	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	276 736	247 695	11,7
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(255 725)	(180 456)	41,7
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(13 010)	(16 032)	(18,8)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов	8 001	51 207	(84,4)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	2013	2012	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	306 929	289 069	6,2
Изменения в оборотном капитале	8 329	(8 349)	-
Уплаченный налог на прибыль	(33 514)	(28 932)	15,8
Проценты уплаченные	(9 981)	(11 302)	(11,7)
Дивиденды полученные	4 973	7 209	(31,0)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	276 736	247 695	11,7

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 11,7% год к году главным образом в связи с ростом показателя EBITDA и сокращением оборотного капитала.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	2013	2012	Δ %
Капитальные затраты	(208 611)	(169 213)	23,3
Приобретение дочерних компаний и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(5 857)	(2 261)	159,1
Размещение денежных средств на депозитах	(29 425)	(4 239)	594,1
Прочие операции	(11 832)	(4 743)	149,5
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(255 725)	(180 456)	41,7

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 41,7% год к году главным образом в связи с увеличением капитальных затрат и размещением депозитов.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	2013	2012	Δ %
Поступление займов и кредитов	56 395	25 418	121,9
Выплата дивидендов акционерам компании	(63 328)	(34 433)	83,9
Приобретение неконтролирующих долей участия	(1 755)	(5 572)	(68,5)
Прочие операции	(4 322)	(1 445)	199,1
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(13 010)	(16 032)	(18,8)

- Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, снизились на 18,8% год к году до 13 010 млн. руб. Изменение обусловлено:
 - ростом кредитного портфеля Группы. За 2013г. чистое увеличение долга составило 56 395 млн. руб. (25 418 млн. руб. за 2012г.);
 - увеличением выплаты дивидендов до 63 328 млн. руб. (34 433 млн. руб. за 2012г.). Увеличение обусловлено ростом дивидендов до 9,3 руб. на акцию за 2012г. (7,3 руб. на акцию за 2011г.), а также выплатой промежуточных дивидендов в размере 4,09 руб. на акцию за первое полугодие 2013г.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	2013	2012	Δ, %
Разведка и добыча	144 035	101 923	41,3
Дочерние компании	132 178	90 812	45,6
Пропорционально консолидируемые компании	11 857	11 111	6,7
Нефтепереработка	27 264	41 844	(34,8)
Маркетинг и сбыт	17 523	16 224	8,0
Прочие	6 151	9 802	(37,2)
Подытог капитальные вложения	194 973	169 793	14,8
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	13 638	(580)	-
Итого капитальные вложения	208 611	169 213	23,3

- Рост капитальных вложений в сегменте разведка и добыча на 41,3% год к году обусловлен главным образом разработкой Муравленковского и Оренбургских месторождений, увеличением программы бурения на Приобском месторождении, строительством крупных инфраструктурных объектов Новопортовского месторождения (арктический терминал, система нефтесбора, напорный нефтепровод). Кроме того, увеличилась доля бурения горизонтальных скважин, имеющих большую стоимость;
- Снижение капитальных вложений в сегменте нефтепереработка на 34,8% год к году связано с завершением строительства установок гидроочистки бензина каталитического крекинга и гидроочистки дизельного топлива на Омском НПЗ в 2012 г.

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	2013	2012
Краткосрочные кредиты и займы	52 413	77 193
Долгосрочные кредиты и займы	261 455	166 447
Денежные средства и денежные эквиваленты	(91 077)	(79 199)
Краткосрочные депозиты	(36 869)	(7 519)
Чистый долг	185 922	156 922
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	16,7	31,7
Отношение чистого долга к показателю EBITDA в годовом выражении	0,59	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 5,15 лет на 31 декабря 2013 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 3,48% на 31 декабря 2012 до 3,68% на 31 декабря 2013 г.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %	(млн. руб.)	2013	2012	Δ, %
45 581	60 662	(24,9)	Прибыль за период	186 720	184 152	1,4
10 246	12 611	(18,8)	Итого расходы по налогу на прибыль	39 260	39 769	(1,3)
2 437	2 886	(15,6)	Финансовые расходы	11 233	11 089	1,3
(1 724)	(1 585)	8,8	Финансовые доходы	(6 011)	(3 275)	83,5
19 485	20 173	(3,4)	Износ, истощение и амортизация	76 785	69 163	11,0
(108)	(226)	(52,2)	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	2 166	(1 042)	-
4 266	1 595	167,5	Прочие расходы	6 310	5 268	19,8
80 183	96 116	(16,6)	EBITDA	316 463	305 124	3,7
(3 412)	(5 200)	(34,4)	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(11 251)	(12 767)	(11,9)
8 062	10 436	(22,7)	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	31 540	30 749	2,6
84 833	101 352	(16,3)	Итого скорректированная EBITDA	336 752	323 106	4,2

Финансовые показатели

Рентабельность

	2013	2012	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	26,57	26,21	0,4
Рентабельность по чистой прибыли, %	14,73	14,94	(0,2)
Рентабельность активов (ROA), %	12,91	14,88	(2,0)
Рентабельность капитала (ROE), %	19,99	23,03	(3,0)
Доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	17,44	19,38	(1,9)

Ликвидность

	2013	2012	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	2,08	1,75	19,1
Коэффициент срочной ликвидности	1,13	0,76	47,6
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,71	0,45	57,4

Лeverедж

	2013	2012	Δ, п.п.
Чистый долг / Итого Активы, %	11,89	11,81	0,1
Чистый долг / Капитал, %	18,63	18,04	0,6
Лeverедж, %	18,25	15,90	2,4
			Δ, %
Чистый долг / Рыночная капитализация	0,27	0,23	15,0
Чистый долг / EBITDA	0,59	0,51	14,2
Итого долг / EBITDA	0,99	0,80	24,2

Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности Группы, включают:

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

Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты

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

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

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %		2013	2012	Δ, %
			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
109,24	110,29	(0,9)	Нефть "Brent"	108,66	111,67	(2,7)
108,22	109,60	(1,3)	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	107,71	110,43	(2,5)
				(долл. США/т.)		
942,30	1 007,47	(6,5)	Бензин Premium (ср. NWE)	986,86	1 036,40	(4,8)
918,48	896,39	2,5	Нафта (ср. Med и NWE)	892,35	926,84	(3,7)
941,41	949,43	(0,8)	Дизельное топливо (ср. NWE)	938,47	980,17	(4,3)
929,39	928,36	0,1	Газойль 0,2% (ср. Med и NWE)	920,54	953,79	(3,5)
570,20	587,91	(3,0)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	583,80	623,48	(6,4)
			Внутренний рынок	(руб./т.)		
29 613	30 189	(1,9)	Высокооктановый бензин	28 344	26 205	8,2
25 644	25 387	1,0	Низкооктановый бензин	24 882	23 239	7,1
28 184	27 350	3,0	Дизельное топливо	26 894	24 270	10,8
8 702	9 657	(9,9)	Мазут	8 732	9 167	(4,7)

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.

4 кв. 2013	3 кв. 2013		2013	2012
1,8	1,2	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	6,5	6,6
(1,7)	6,3	Изменение Индекса цен производителей (ИЦП), %	3,7	5,1
32,73	32,35	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	32,73	30,37
32,53	32,80	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	31,85	31,09

Налогообложение

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

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %		2013	2012	Δ, %
			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
399,33	383,23	4,2	Нефть	392,20	404,26	(3,0)
263,50	252,87	4,2	Светлые нефтепродукты	258,82	266,78	(3,0)
359,37	344,87	4,2	Бензин и нафта	352,97	363,82	(3,0)
263,50	252,87	4,2	Темные нефтепродукты	258,82	266,78	(3,0)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
5 471	5 631	(2,8)	Нефть (руб./т.)	5 329	5 066	5,2
			Природный газ: для собственников Единой системы газоснабжения и дочерних обществ (руб./тыс. куб. м)	602	509	18,3
622	622	-	Природный газ: для прочих категорий (руб./ тыс. куб. м)	334	251	32,9

Ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты

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

Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую

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

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

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

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

б) В соответствии с вышеуказанным Федеральным законом № 239-ФЗ от 03 декабря 2012 г. законодательно урегулирован вопрос установления Правительством РФ особых формул расчета пониженных ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую с особыми физико-химическими характеристиками, классифицируемую кодами ТН ВЭД ТС 2709 00 900 1 и 2709 00 900 3, размер которых в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 276 от 29 марта 2013 г.

устанавливается в зависимости от сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки Urals в следующем размере:

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

Постановлением Правительства №846 от 26 сентября 2013 г. утвержден порядок подготовки предложений о применении особых формул расчета ставок экспортных пошлин на нефть сырую и мониторинга обоснованности их применения в отношении новых проектов Группы, расположенных на территории республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, севернее 65 градуса Ямало-Ненецкого автономного округа и континентальном шельфе РФ.

Приказом №868 от 3 декабря 2013 г. Минэнерго России утвердило форму заявления и методические указания по проведению анализа обоснованности применения особых формул расчета ставок экспортных пошлин на нефть сырую.

Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты

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

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

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

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

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

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

В августе 2011 г. Постановлением 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. установлен порядок определения ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты, аналогичный определенному ранее в Постановлении Правительства РФ №1155 от 27 декабря 2010 г.

Акциз на нефтепродукты

Налогоплательщиками по уплате акциза на нефтепродукты на территории РФ являются производители нефтепродуктов. Кроме того, налог уплачивается юридическими лицами при ввозе подакцизных товаров на территорию РФ.

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

	2012 (01.01-30.06)	2012 (01.07-31.12)	2013 (01.01-30.06)	2013 (01.07-31.12)
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) с 1 января 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 категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр на 1 января 2006 г. В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{в}$ рассчитывается по формуле: $K_{в} = 3,8 - 3,5 * N/V$. В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент $K_{в}$ принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент $K_{в}$ принимается равным 1.

K_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 категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр на 1 января года, предшествующего году налогового периода) меньше 5 млн. тонн и степень выработанности его запасов (N / V_3 , где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр) меньше или равна 0,05, коэффициент $K_{з}$ рассчитывается по формуле: $K_{з} = 0,125 * V_3 + 0,375$.

С 1 сентября 2013 года на основании Федерального закона №213-ФЗ от 23 июля 2013 в состав формулы для расчета ставки НДПИ на нефть (R) были добавлены коэффициенты $K_{д}$ и $K_{дв}$, которые снижают ставку НДПИ в отношении трудноизвлекаемых запасов нефти, таким образом, формула приобрела следующий вид:

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

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

- 0 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 * 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;
- 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 * 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;
- 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья.

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

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

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

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

Эффективная ставка НДС на нефть по Группе

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %		2013	2012	Δ, %
5 471	5 631	(2,8)	Общественная ставка НДС на нефть	5 329	5 066	5,2
5 302	5 449	(2,7)	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения $K_{в}$ и $K_{з}$)	5 154	4 901	5,2
169	182		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (руб./т.)	175	165	
3,1%	3,2%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (%)	3,3%	3,3%	

По итогам 2013 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 5 154 руб./т., что на 175 руб./т. ниже общественной ставки в соответствии с российским законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием понижающих коэффициентов к ставке НДС на нефть – $K_{в}$, $K_{з}$ и $K_{д}$.

НДПИ на природный газ и газовый конденсат

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

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

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

В соответствии с изменениями, внесенными Федеральным законом №263-ФЗ от 30 сентября 2013 года, с 1 июля 2014 года вводится формульный порядок определения НДПИ на природный газ и газовый конденсат. Расчетная ставка НДПИ на природный газ и газовый конденсат будет представлять собой произведение общеустановленной ставки НДПИ (35 руб. за 1000 м³ природного газа и 42 руб. за 1 тонну газового конденсата) и двух переменных: базовое значение единицы условного топлива (Еут) и коэффициент, характеризующий сложность добычи полезного ископаемого из залежи углеводородного сырья (Кс). При исчислении НДПИ на природный газ с 2015 года будет также учитываться показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (Тг).

Налоговые льготы

Действующим законодательством о налогах и сборах предусмотрены следующие виды применяемых дочерними обществами Группы налоговых льгот (включая пониженные налоговые ставки и понижающие коэффициенты к общеустановленной ставке НДС на нефть):

Налоговые льготы, применяемые в 2013 г.	Применимость к Группе
НДС на нефть	
Понижающий коэффициент Кз к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Воргенское, Восточно-Вынгаяхинское) ООО «Живой исток» (Балейкинское)
Понижающий коэффициент Кв к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Пограничное, Холмогорское, Чатылкинское, Муравленковское, Сугмутское)
Понижающий коэффициент Кд к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Вынгаяхинское)
Ставка 0 руб. для участков недр, расположенных на полуострове Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе	ООО «Газпромнефть Новый Порт» (Новопортовское)
Налог на прибыль организаций	
Применение пониженной ставки в размере 17% (льгота 3% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	ООО «Газпромнефть-Хантос» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 16% (льгота 4% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	ООО «НК «Магма»
Применение пониженной ставки в размере 15,5% (льгота 4,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
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 «Заполярье»

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:

4 кв. 2013	3 кв. 2013	Δ, %	(руб./т.)	2013	2012	Δ, %
Нефть						
Экспорт						
1 685,87	1 654,39	1,9	Трубопроводный	1 643,55	1 522,19	8,0
СНГ						
941,04	1 063,82	(11,5)	Трубопроводный	1 056,86	1 220,67	(13,4)
Транспортировка на НПЗ						
505,53	550,24	(8,1)	ОНПЗ	504,67	451,55	11,8
967,21	975,43	(0,8)	МНПЗ	983,46	883,65	11,3
1 096,68	1 058,08	3,6	Ярославский НПЗ	1 010,78	872,10	15,9
Нефтепродукты						
Экспорт с ОНПЗ						
2 971,38	3 174,59	(6,4)	Бензин	3 206,24	2 551,84	25,6
3 723,54	3 624,17	2,7	Мазут	3 833,32	3 537,01	8,4
3 474,19	3 225,66	7,7	Дизельное топливо	3 362,32	3 288,34	2,2
Экспорт с МНПЗ						
1 598,80	1 560,48	2,5	Бензин	1 650,56	1 650,03	-
1 431,98	1 392,65	2,8	Мазут	1 443,73	1 402,24	3,0
1 830,42	1 900,11	(3,7)	Дизельное топливо	1 791,61	1 655,55	8,2
Экспорт с Ярославского НПЗ						
1 142,07	1 071,00	6,6	Бензин	1 126,22	1 247,74	(9,7)
1 689,31	1 314,25	28,5	Мазут	1 454,65	1 433,57	1,5
1 458,80	1 458,80	-	Дизельное топливо	1 467,24	1 305,22	12,4

За 2013 г. Группа поставила 37,5% (62,8% в 2012 г.) от общего объема нефти на экспорт через порты Балтийского моря – 31,3% через Приморск и 6,2% через Усть-Луга; 22,8% (24,6% в 2012 г.) нефти экспортировано через трубопровод «Дружба» в Чешскую республику (за 2012 г. нефть экспортировалась в Чешскую республику и Германию); 16,7% (9,1% за 2012 г.) нефти отгружено через порт Новороссийск, в том числе легкой нефти 11,9% (6,1% за 2012 г.); через морской порт Туапсе нефть не отгружалась (2,7% за 2012 г.); 23,0% (0,8% за 2012 г.) экспортировано по транзитному трубопроводу Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино. Экспорт нефти в страны СНГ за 2013 г. составил 41,0% (78,0% за 2012 г.) в Белоруссию и 59,0% (22,0% за 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.