

**Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности  
Группы за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2014 г., и за годы,  
закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 гг.**

## Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 декабря 2014 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2014 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 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.

## Основные финансовые и операционные показатели

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %		2014	2013	Δ, %
<b>Финансовые результаты (млн. руб.)</b>						
444,402	431,647	3.0	Продажи	1,690,557	1,504,037	12.4
57,078	107,153	(46.7)	Скорректированная EBITDA <sup>1</sup>	342,614	336,752	1.7
3,215.7	6,431.8	(50.0)	руб./т. н. э.	5,171.5	5,408.8	(4.4)
9.2	24.1	(61.9)	долл. США <sup>2</sup> /барр. н. э.	18.3	23.1	(21.0)
(17,438)	51,932	-	(Убыток) / Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»	122,093	177,917	(31.4)
433,602	271,422	59.8	Чистый долг	433,602	185,922	133.2
<b>Операционные результаты</b>						
131.07	122.85	6.7	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	488.10	457.42	6.7
1.42	1.34	6.0	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1.34	1.25	7.2
99.18	98.17	1.0	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	384.07	371.78	3.3
191.37	148.10	29.2	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	624.21	513.85	21.5
10.03	11.46	(12.5)	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	43.48	42.63	2.0

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

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

## Основные события 2014г.

- Достигнуто соглашение с НОВАТЭКом о паритетном владении ООО «СеверЭнергия». В результате ряда сделок эффективная доля владения Газпром нефти в совместной компании увеличится до 50%;
- Завершена сделка по приобретению 100% доли в ООО Газпром нефть Шельф, с 31 октября 2014г. являющегося единственным участником совместной деятельности по разработке Приразломного месторождения. Первая партия нефти Приразломного месторождения (ARCO) была отгружена в апреле;
- Осуществлен первый сезон морской отгрузки нефти с Новопортовского месторождения на Ямале. Всего было отправлено четыре танкера с нефтью нового сорта Novu Port общим объемом более 100 тыс. тонн;
- Завершена сделка по приобретению 18,2% доли в ООО Газпром Ресурс Нортгаз, владеющем 50% долей в ЗАО Нортгаз;
- Получена лицензия на геологическое изучение глубоких нефтенасыщенных горизонтов Южной части Приобского месторождения – Ачимовской и Баженовской свит;
- Получены лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу на участках шельфа: Северо-Врангелевском, Северо-Западном, Хейсовском, а также на Стахановском, Отдельном, Ягодном Кувайском (с покупкой 100% ООО «Югра-Интэк») участках;
- В ноябре 2014г. выполнено базовое условие контракта на разработку месторождения Бадра: в течение 90 дней объем коммерческой добычи составлял не менее 15 тыс. баррелей в сутки. Это позволяет участникам консорциума инвесторов начать компенсацию понесенных затрат, а после их возмещения – получать вознаграждение в размере \$5,5 за баррель нефти;
- Создано совместное предприятие с ОАО Сибур и ГК Титан на базе Омского завода полипропилена (ООО «Полиом»);
- Приобретена вторая доля в совместном предприятии ООО Газпромнефть-Аэро Шереметьево, эффективная доля владения в котором достигла 100%;

## Результаты за 2014г. по сравнению с 2013г.

- Запасы углеводородов категорий «доказанные» и «вероятные» по классификации PRMS выросли на 11,3% до 18 940 млн. барр. н. э. Прирост пятикратно превысил объем добычи за 2014г.
- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 6,7% и составила 488,10 млн. барр. н. э. вследствие продолжающегося роста добычи на Приобском и Оренбургских месторождениях, приобретения доли в Нортгазе а также роста добычи СеверЭнергии;
- Объем переработки нефти вырос на 2,0% за счет:
  - планового ремонта установки первичной переработки нефти на Омском НПЗ в 3 квартале 2013г.;
  - снятия логистических ограничений по отгрузке темных нефтепродуктов на Омском НПЗ, в связи с увеличением производства битумов, расширением ограничения по наливу судового топлива и сокращением направления легкого газойля каталитического крекинга в мазут;
  - увеличения доли переработки газового конденсата на Омском НПЗ и, соответственно, снижения доли производства темных нефтепродуктов.
- Увеличение объема добычи и объема реализации нефтепродуктов, в том числе через премиальные каналы сбыта, а также рост цен на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке, привели к росту продаж на 12,4%. Рост показателя скорректированная EBITDA на 1,7% сдерживался негативным влиянием временного лага экспортных пошлин (эффект запаздывания пошлин). Негативное влияние курсовых разниц в результате переоценки кредитов и займов привело к снижению прибыли, относящейся к акционерам ОАО «Газпром нефть» на 31,4%.

## Результаты за 4 квартал 2014 г. по сравнению с 3 кварталом 2014г.

- Суточная добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла на 6,0% и составила 1,42 млн. барр. н. э. в сутки;
- Объем переработки снизился на 12,5% вследствие:
  - капитального ремонта и реконструкции цепочки установок первичной переработки нефти на Московском НПЗ в сентябре – декабре 2014г.;
  - капитального ремонта комплекса производств ароматики на Омском НПЗ в сентябре – октябре 2014г.
- Значительное снижение цен на нефть нефтепродукты и негативное влияние экспортных пошлин (эффект запаздывания пошлин) привели к снижению показателя скорректированная EBITDA на 46,7%. Дополнительное влияние убытков от курсовых разниц привело к формированию убытка, относящегося к акционерам ОАО «Газпром нефть» в размере 17 438 млн. руб. в 4 квартале 2014г.

## Анализ операционных результатов деятельности

### Разведочное бурение и открытие месторождений

	2014	2013	Δ, %
<b>Дочерние компании</b>			
Разведочное бурение (тыс. метров)	72	83	(13.3)
Количество пробуренных разведочных скважин	28	28	-
Количество открытых месторождений	-	1	-
Количество открытых нефтегазоносных залежей	21	21	-
<b>Пропорционально консолидированные предприятия</b>			
Разведочное бурение (тыс. метров)	13	12	11.8
Количество пробуренных разведочных скважин	4	5	(20.0)
Количество открытых нефтегазоносных залежей	2	-	-
<b>Совместные предприятия</b>			
Разведочное бурение (тыс. метров)	34	53	(36.4)
Количество пробуренных разведочных скважин	14	18	(22.2)
Количество открытых нефтегазоносных залежей	4	12	-

- По результатам поисково-разведочного бурения в 2014 г. в Дочерних обществах открыто 14 новых нефтяных, 3 нефтегазоконденсатных и 4 газоконденсатных залежей, в основном на лицензионных участках и месторождениях расположенных в Восточной (9 залежей) и Западной (11 залежей) Сибири.

### Запасы нефти и газа

(млн. барр.н.э.)	Газпром нефть*	Доля в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях						Итого**
		Слав нефть	Томск нефть	SPD	Север Энергия	Нортгаз	Мессояха	
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
Добыча	(316)	(62)	(42)	(24)	(27)	(3)	-	(474)
Приобретение лицензий	110	-	-	-	255	139	-	504
Пересмотр предыдущих оценок	229	167	91	3	207	-	5	702
Доказанные запасы (31 декабря 2014 г.)	6,324	1,016	626	202	2,346	136	44	10,694
Всего вероятные запасы Группы	4,324	1,604	393	118	1,324	28	455	8,246
Всего возможные запасы Группы	4,471	1,361	381	74	1,309	33	380	8,009

\* Запасы включают в себя долю в запасах Бадры рассчитанной на основе рабочей доли (working interest), которая отличается от экономической доли (economic entitlement), использованной в консолидированной финансовой отчетности Группы

\*\* Итого включая 49,9% долю участия в Славнефти, 50% - в Томскнефти, SPD и Мессояханефтегазе, 9,1% в Нортгазе и 45,1% - в СеверЭнергии (40,2% и 25,5% на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно)

- По состоянию на 31 декабря 2014 г. доказанные запасы Компании составляют 6 324 млн. барр. н. э., включая запасы нефти 5 058 млн. барр. и запасы газа 7 599 млрд. куб. футов.;
- По состоянию на 31 декабря 2014 г. доказанные запасы Компании, включая долю в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях, составляют 10 694 млн. барр. н. э., включая запасы нефти 7 340 млн. барр. и запасы газа 20 124 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. 2014	3 кв. 2014	Δ, %		2014	2013	Δ, %
<b>Дочерние компании</b>						
669	787	(14.9)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	2,945	2,964	(0.6)
198	245	(19.2)	Количество новых скважин (шт.)	840	767	9.5
24.89	32.82	(24.2)	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	34.47	34.75	(0.8)
<b>Пропорционально консолидированные предприятия</b>						
155	252	(38.3)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	694	698	(0.5)
49	60	(18.3)	Количество новых скважин (шт.)	188	211	(10.9)
<b>Совместные предприятия</b>						
247	345	(28.6)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1,106	1,058	4.5
79	63	25.4	Количество новых скважин (шт.)	234	187	25.1

- Рост количества новых скважин квартал к кварталу по совместным предприятиям связан с освоением новых скважин, пробуренных в 3 квартале на месторождениях Славнефти;
- Снижение активности по бурению и уменьшение количества введенных новых скважин обусловлено сезонным фактором.

## Добыча

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %		2014	2013	Δ, %
	<b>(млн. т.)</b>		<b>Нефть и конденсат</b>		<b>(млн. т.)</b>	
3.75	3.82	(1.8)	Ноябрьскнефтегаз*	15.01	14.94	0.5
3.59	3.58	0.3	Хантос*	13.91	13.16	5.7
1.28	1.26	1.6	Томскнефть	4.97	5.08	(2.2)
0.80	0.82	(2.4)	SPD	3.28	3.50	(6.3)
0.61	0.61	-	Оренбург	2.34	1.65	41.8
0.30	0.30	-	НИС	1.21	1.25	(3.2)
0.35	0.37	(5.4)	Восток	1.43	1.21	18.2
0.26	0.20	30.0	Прочие*	0.88	1.21	(27.3)
<b>10.94</b>	<b>10.96</b>	<b>(0.2)</b>	<b>Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями</b>	<b>43.03</b>	<b>42.00</b>	<b>2.5</b>
2.01	2.04	(1.5)	Доля в добыче Славнефти	8.09	8.40	(3.7)
0.42	0.27	55.6	Доля в добыче СеверЭнергии	0.88	0.18	388.9
0.03	0.03	-	Доля в добыче Нортгаза	0.06	-	-
<b>2.46</b>	<b>2.34</b>	<b>5.1</b>	<b>Доля в добыче совместных предприятий</b>	<b>9.03</b>	<b>8.58</b>	<b>5.2</b>
<b>13.40</b>	<b>13.30</b>	<b>0.8</b>	<b>Итого добыча нефти и конденсата</b>	<b>52.06</b>	<b>50.58</b>	<b>2.9</b>
<b>99.18</b>	<b>98.17</b>	<b>0.8</b>	<b>млн. барр.</b>	<b>384.07</b>	<b>371.78</b>	<b>2.9</b>
	<b>(млрд. куб. м.)</b>		<b>Газ**</b>		<b>(млрд. куб. м.)</b>	
2.59	2.02	28.2	Ноябрьскнефтегаз*	9.41	9.35	0.6
0.17	0.11	54.6	Хантос*	0.49	0.23	113.0
0.24	0.21	14.3	Томскнефть	0.88	0.85	3.5
0.03	0.03	-	SPD	0.13	0.14	(7.1)
0.46	0.47	(2.1)	Оренбург	1.83	1.62	13.0
0.14	0.14	-	НИС	0.56	0.55	1.8
0.03	0.02	50.0	Восток	0.09	0.07	28.6
0.01	0.01	-	Прочие*	0.04	0.09	(55.6)
<b>3.67</b>	<b>3.01</b>	<b>21.9</b>	<b>Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями</b>	<b>13.43</b>	<b>12.90</b>	<b>4.1</b>
0.12	0.11	9.1	Доля в добыче Славнефти	0.44	0.41	7.3
1.36	0.85	60.0	Доля в добыче СеверЭнергии	3.31	1.24	166.9
0.27	0.23	17.4	Доля в добыче Нортгаза	0.50	-	-
<b>1.75</b>	<b>1.19</b>	<b>47.1</b>	<b>Доля в добыче совместных предприятий</b>	<b>4.25</b>	<b>1.65</b>	<b>157.6</b>
<b>5.42</b>	<b>4.20</b>	<b>29.1</b>	<b>Итого добыча газа</b>	<b>17.68</b>	<b>14.55</b>	<b>21.5</b>
	<b>(млн. т. н. э.)</b>		<b>Углеводороды</b>		<b>(млн. т. н. э.)</b>	
13.89	13.37	3.9	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	53.81	52.35	2.8
3.86	3.29	17.3	Доля в добыче совместных предприятий	12.44	9.91	25.5
<b>17.75</b>	<b>16.66</b>	<b>6.5</b>	<b>Итого добыча углеводородов</b>	<b>66.25</b>	<b>62.26</b>	<b>6.4</b>
<b>131.07</b>	<b>122.85</b>	<b>6.7</b>	<b>млн. барр. н. э.</b>	<b>488.10</b>	<b>457.42</b>	<b>6.7</b>
<b>1.42</b>	<b>1.34</b>	<b>6.0</b>	<b>Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)</b>	<b>1.34</b>	<b>1.25</b>	<b>7.2</b>

\* Во втором квартале 2013 года произошла передача лицензий с компании Газпром нефть (Прочие) внутри группы: Романовского и Воргенского на компанию Ноябрьскнефтегаз, Крапивинского на компанию Восток, а Южно-Кияминского на компанию Хантос

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

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 7,2% год к году;

- Добыча нефти и конденсата по Группе выросла на 2,9% год к году, вследствие продолжающегося роста добычи на Приобском и Оренбургских месторождениях, приобретения доли в Нортгазе а также роста добычи СеверЭнергии;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась на 1,0% квартал к кварталу, в основном за счет роста добычи на Вынгапуровском и Южно-Киньяминском месторождениях, а также Уренгойском месторождении (СеверЭнергия);
- Объем добычи газа по Группе вырос на 21,5% год к году главным образом вследствие увеличения утилизации ПНГ, роста доли владения в СеверЭнергии и приобретения доли в Нортгазе;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 29,1% квартал к кварталу за счет роста добычи СеверЭнергии.

В декабре 2009г. Группа в составе консорциума с компаниями Kogas, Petronas, ТРАО получила право на разработку месторождения Бадра. Месторождение расположено на территории провинции Вассит на востоке Ирака. Группа владеет 30% долей в проекте и выполняет операторские функции.

В ноябре консорциум инвесторов выполнил базовое условие контракта на разработку Бадры с правительством Ирака – поддерживать добычу на уровне 15 тыс. баррелей в сутки не менее 90 дней. Доля Группы в добыче проекта была отражена в 4 квартале 2014г. в размере 93 тыс. тонн., соответственно были отражены: выручка в сумме 2 485 млн. руб., операционные расходы в сумме 1 398 млн. руб. и амортизация в размере 781 млн. руб.

### Покупка нефти

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %	(млн. т.)	2014	2013	Δ, %
1.62	1.38	17.4	Покупки нефти в России *	4.97	4.94	0.6
0.35	0.24	45.8	Покупки нефти на международном рынке	1.66	1.87	(11.2)
<b>1.97</b>	<b>1.62</b>	<b>21.6</b>	<b>Итого покупки нефти</b>	<b>6.63</b>	<b>6.81</b>	<b>(2.6)</b>

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

- Увеличение покупок нефти в России на 17,4% квартал к кварталу связано с улучшением эффективности по операциям со сторонними ресурсами;
- Объем покупок нефти на международном рынке снизился на 11,2% год к году вследствие снижения переработки нефти Панчево;
- Увеличение покупок нефти на международном рынке на 45,8% квартал к кварталу связано с расширением объема трейдинговых операций.



## Переработка

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %	(млн. т.)	2014	2013	Δ, %
5.28	5.56	(5.0)	Омск	21.28	20.23	5.2
1.71	3.03	(43.6)	Москва	10.76	11.08	(2.9)
0.72	0.58	24.1	Панчево	2.61	2.75	(5.1)
<b>7.71</b>	<b>9.17</b>	<b>(15.9)</b>	<b>Переработка на НПЗ дочерних компаний</b>	<b>34.65</b>	<b>34.06</b>	<b>1.7</b>
2.02	2.01	0.5	Доля в Ярославском НПЗ	7.65	7.52	1.7
0.30	0.28	7.1	Доля в Мозырском НПЗ	1.18	1.05	12.4
<b>10.03</b>	<b>11.46</b>	<b>(12.5)</b>	<b>Итого переработка</b>	<b>43.48</b>	<b>42.63</b>	<b>2.0</b>
<b>Производство нефтепродуктов</b>						
1.99	2.38	(16.4)	Бензин	8.84	8.92	(0.9)
-	-	-	Класс 2 и ниже	-	0.05	-
0.06	0.05	20.0	Класс 3	0.16	0.37	(56.8)
0.15	0.15	-	Класс 4	0.68	1.88	(63.8)
1.78	2.18	(18.4)	Класс 5	8.00	6.62	20.9
0.40	0.29	37.9	Нафта	1.36	1.47	(7.5)
2.78	3.12	(10.9)	Дизельное топливо	12.15	12.09	0.5
0.03	-	-	Класс 2 и ниже	0.07	0.23	(69.6)
-	-	-	Класс 3	0.14	2.06	(93.2)
0.14	0.13	7.7	Класс 4	0.51	1.16	(56.0)
2.61	2.99	(12.7)	Класс 5	11.43	8.64	32.3
1.73	1.60	8.1	Мазут	7.39	7.48	(1.2)
0.64	0.88	(27.3)	Авиатопливо	2.99	2.69	11.2
1.03	1.21	(14.9)	Судовое топливо	4.08	3.31	23.3
1.01	1.54	(34.4)	Прочие	4.83	4.59	5.2
<b>9.58</b>	<b>11.02</b>	<b>(13.1)</b>	<b>Итого производство нефтепродуктов</b>	<b>41.64</b>	<b>40.55</b>	<b>2.7</b>

- Объем переработки нефти по Группе:
  - вырос на 2,0% год к году за счет:
    - планового ремонта установки первичной переработки нефти на Омском НПЗ в 3 квартале 2013г.;
    - снятия логистических ограничений по отгрузке темных нефтепродуктов на Омском НПЗ, в связи с увеличением производства битумов, расширением ограничения по наливу судового топлива и сокращением направления легкого газойля каталитического крекинга в мазут;
    - увеличения доли переработки газового конденсата на Омском НПЗ и, соответственно, снижения доли производства темных нефтепродуктов.
  - снизился на 12,5% квартал к кварталу вследствие:
    - капитального ремонта и реконструкции цепочки установок первичной переработки нефти на Московском НПЗ в сентябре – декабре 2014г.;
    - капитального ремонта комплекса производств ароматики на Омском НПЗ в сентябре – октябре 2014г.
- Модернизация производственных мощностей позволила:
  - увеличить производство бензинов класса 5 за счет ввода установок гидроочистки бензина каталитического крекинга – в мае 2013г. и установки изомеризации – в июле 2013г. на Московском НПЗ, проведения реконструкции установок «Бензинового пула» в 2014г на ЯНОС;
  - увеличить производство дизельного топлива класса 5 за счет ввода установки гидроочистки дизельного топлива (после реконструкции) на Московском НПЗ, завершения строительства установки гидроочистки дизельного топлива в феврале 2013г. на Ярославском НПЗ, а также проведения капитального ремонта установки гидроочистки дизельного топлива на Омском НПЗ в апреле 2013г.

### Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	4 кв. 2014		3 кв. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	176	0.01	-	-	-	-
Нафта	193	0.01	1,180	0.04	(83.6)	(75.0)
Дизельное топливо	7,587	0.24	6,365	0.20	19.2	20.0
Мазут	9,579	0.55	8,570	0.46	11.8	19.6
Авиатопливо	2,966	0.07	2,314	0.06	28.2	16.7
Судовое топливо	1,274	0.05	2,240	0.09	(43.1)	(44.4)
Прочие	543	0.01	-	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>22,318</b>	<b>0.94</b>	<b>20,669</b>	<b>0.85</b>	<b>8.0</b>	<b>10.6</b>

	2014		2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	176	0.01	-	-	-	-
Нафта	2,976	0.10	4,382	0.16	(32.1)	(37.5)
Дизельное топливо	29,427	0.91	29,390	0.98	0.1	(7.1)
Мазут	35,415	1.88	18,252	0.98	94.0	91.8
Авиатопливо	10,785	0.29	7,027	0.21	53.5	38.1
Судовое топливо	3,638	0.15	-	-	-	-
Прочие	1,027	0.02	-	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>83,444</b>	<b>3.36</b>	<b>59,051</b>	<b>2.33</b>	<b>41.3</b>	<b>44.2</b>

- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов год к году на международном рынке обусловлено увеличением объемов торговой деятельности;
- Увеличение объемов покупки авиатоплива год к году на международном рынке связано с ростом премиальных продаж авиатоплива за рубежом.

### Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	4 кв. 2014		3 кв. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	3,951	0.09	2,868	0.10	37.8	(10.0)
Низкооктановый бензин	677	0.02	479	0.02	41.3	-
Дизельное топливо	764	0.02	849	0.04	(10.0)	(50.0)
Прочие	337	0.01	-	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>5,729</b>	<b>0.14</b>	<b>4,196</b>	<b>0.16</b>	<b>36.5</b>	<b>(12.5)</b>

	2014		2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	8,217	0.25	2,612	0.11	214.6	127.3
Низкооктановый бензин	1,245	0.05	1,356	0.06	(8.2)	(16.7)
Дизельное топливо	2,280	0.09	1,429	0.06	59.6	50.0
Мазут	165	0.01	-	-	-	-
Прочие	488	0.02	472	0.03	3.4	(33.3)
<b>Итого</b>	<b>12,395</b>	<b>0.42</b>	<b>5,869</b>	<b>0.26</b>	<b>111.2</b>	<b>61.5</b>

### Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	4 кв. 2014		3 кв. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	10,460	0.32	8,310	0.25	25.9	28.0
Дизельное топливо	5,311	0.17	3,890	0.13	36.5	30.8
Мазут	300	0.03	-	-	-	-
Авиатопливо	2,482	0.09	4,249	0.17	(41.6)	(47.1)
Судовое топливо	382	0.02	509	0.03	(25.0)	(33.3)
Прочие	706	0.02	662	0.03	6.7	(33.3)
<b>Итого</b>	<b>19,641</b>	<b>0.65</b>	<b>17,620</b>	<b>0.61</b>	<b>11.5</b>	<b>6.6</b>

	2014		2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	34,810	1.12	24,147	0.87	44.2	28.7
Дизельное топливо	15,671	0.51	11,970	0.41	30.9	24.4
Мазут	737	0.06	1,385	0.12	(46.8)	(50.0)
Авиатопливо	14,849	0.57	12,735	0.51	16.6	11.8
Судовое топливо	891	0.05	1,802	0.10	(50.6)	(50.0)
Прочие	2,065	0.08	4,479	0.14	(53.9)	(42.9)
<b>Итого</b>	<b>69,023</b>	<b>2.39</b>	<b>56,518</b>	<b>2.15</b>	<b>22.1</b>	<b>11.2</b>

- Увеличение объемов покупки нефтепродуктов на внутреннем рынке год к году обусловлено расширением сбытовой сети.

### Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %		2014	2013	Δ, %
	(шт.)		<b>Действующие АЗС</b>		(шт.)	
1,150	1,077	6.8	в России	1,150	1,111	3.5
239	232	3.0	в СНГ	239	228	4.8
421	420	0.2	в Восточной Европе	421	408	3.2
<b>1,810</b>	<b>1,729</b>	<b>4.7</b>	<b>Итого АЗС (на конец периода)</b>	<b>1,810</b>	<b>1,747</b>	<b>3.6</b>
			<b>Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)</b>			
<b>21.9</b>	<b>20.7</b>	<b>5.9</b>		<b>20.0</b>	<b>19.0</b>	<b>5.4</b>
	(млн. т.)		<b>Объем продаж через премиальные каналы</b>		(млн. т.)	
4.59	5.14	(10.7)	Продажи автомобильного топлива	18.51	18.17	1.9
0.63	0.82	(23.2)	Продажи авиатоплива	2.84	2.39	18.8
1.04	1.22	(14.8)	Продажи судового топлива	4.20	3.22	30.4
0.05	0.05	-	Продажи масел	0.19	0.17	11.8
<b>6.31</b>	<b>7.23</b>	<b>(12.7)</b>	<b>Итого объем продаж через премиальные каналы</b>	<b>25.74</b>	<b>23.95</b>	<b>7.5</b>

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 3,6% год к году;
- Увеличение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 5,4% год к году обусловлено эффектом от ребрендинга, рекламной кампании и программы лояльности покупателей;
- Объем продаж через премиальные каналы вырос на 7,5% год к году, в то время как:
  - Объем продаж автомобильного топлива вырос на 2,4% при стабильном объеме мелкооптовых продаж и росте розничных продаж;
  - Объем продаж авиатоплива вырос на 18,8% за счет расширения сети аэропортов присутствия в РФ и за рубежом, в том числе за счет развития сотрудничества с Министерством обороны РФ, а также с увеличением доли Газпромнефть-Аэро Шереметьево до 100% в марте 2014г.;
  - Объем продаж судового топлива вырос на 30,4% за счет роста рынка бункеровки на Дальнем Востоке и Черном море, расширения клиентской базы в портах Балтики.
- Снижение объема продаж через премиальные каналы на 12,7% квартал к кварталу обусловлено главным образом сезонным фактором.

## Результаты деятельности

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %	(млн. руб.)	2014	2013	Δ, %
<b>Выручка от продаж</b>						
444,402	431,647	3.0	Продажи	1,690,557	1,504,037	12.4
(98,481)	(57,758)	70.5	Минус: экспортные пошлины и акцизы*	(282,319)	(236,434)	19.4
<b>345,921</b>	<b>373,889</b>	<b>(7.5)</b>	<b>Итого выручка от продаж</b>	<b>1,408,238</b>	<b>1,267,603</b>	<b>11.1</b>
<b>Расходы и прочие затраты</b>						
(106,996)	(94,922)	12.7	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(382,505)	(319,051)	19.9
(46,677)	(43,864)	6.4	Производственные и операционные расходы	(171,711)	(144,552)	18.8
(28,527)	(19,941)	43.1	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(86,318)	(72,005)	19.9
(32,099)	(28,261)	13.6	Транспортные расходы	(116,125)	(107,837)	7.7
(22,792)	(21,944)	3.9	Износ, истощение и амортизация	(85,951)	(76,785)	11.9
(79,775)	(89,742)	(11.1)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(343,576)	(316,070)	8.7
(220)	(98)	124.5	Расходы на геологоразведочные работы	(936)	(2,876)	(67.5)
<b>(317,086)</b>	<b>(298,772)</b>	<b>6.1</b>	<b>Итого операционные расходы</b>	<b>(1,187,122)</b>	<b>(1,039,176)</b>	<b>14.2</b>
(4,625)	(2,341)	97.6	Прочие расходы	(8,471)	(6,310)	34.2
<b>24,210</b>	<b>72,776</b>	<b>(66.7)</b>	<b>Операционная прибыль</b>	<b>212,645</b>	<b>222,117</b>	<b>(4.3)</b>
(10,882)	84	-	Доля в (убытке) / прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(6,306)	11,251	-
(37,711)	(9,243)	308.0	Убыток от курсовых разниц, нетто	(52,265)	(2,166)	2,313.0
2,341	2,099	11.5	Финансовые доходы	7,075	6,011	17.7
(5,544)	(3,893)	42.4	Финансовые расходы	(15,279)	(11,233)	36.0
<b>(51,796)</b>	<b>(10,953)</b>	<b>372.9</b>	<b>Итого прочие (расходы) / доходы</b>	<b>(66,775)</b>	<b>3,863</b>	<b>-</b>
<b>(27,586)</b>	<b>61,823</b>	<b>-</b>	<b>(Убыток) / Прибыль до налогообложения</b>	<b>145,870</b>	<b>225,980</b>	<b>(35.5)</b>
8,940	(7,700)	-	Доход / (Расход) по текущему налогу на прибыль	(17,518)	(34,823)	(49.7)
2,223	(1,544)	-	Доход / (Расход) по отложенному налогу на прибыль	(1,696)	(4,437)	(61.8)
<b>11,163</b>	<b>(9,244)</b>	<b>-</b>	<b>Итого доход / (расход) по налогу на прибыль</b>	<b>(19,214)</b>	<b>(39,260)</b>	<b>(51.1)</b>
<b>(16,423)</b>	<b>52,579</b>	<b>-</b>	<b>(Убыток) / Прибыль за период</b>	<b>126,656</b>	<b>186,720</b>	<b>(32.2)</b>
(1,015)	(647)	56.9	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(4,563)	(8,803)	(48.2)
<b>(17,438)</b>	<b>51,932</b>	<b>-</b>	<b>(Убыток) / Прибыль, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром нефть»</b>	<b>122,093</b>	<b>177,917</b>	<b>(31.4)</b>

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

## Выручка

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %	(млн. руб.)	2014	2013	Δ, %
<b>Нефть</b>						
28,954	20,723	39.7	Экспорт	107,340	106,665	0.6
78,548	45,158	73.9	Продажи на экспорт	229,065	208,125	10.1
(49,594)	(24,435)	103.0	Минус: экспортные пошлины	(121,725)	(101,460)	20.0
2,973	-	-	Международный рынок	4,036	1,323	205.1
3,763	3,795	(0.8)	Экспорт в СНГ	15,889	48,619	(67.3)
12,611	11,306	11.5	Внутренний рынок	42,624	19,258	121.3
<b>48,301</b>	<b>35,824</b>	<b>34.8</b>	<b>Итого выручка от продаж нефти</b>	<b>169,889</b>	<b>175,865</b>	<b>(3.4)</b>
<b>Газ</b>						
353	385	(8.3)	Международный рынок	1,604	1,461	9.8
7,224	5,155	40.1	Внутренний рынок	24,406	23,926	2.0
<b>7,577</b>	<b>5,540</b>	<b>36.8</b>	<b>Итого выручка от продаж газа</b>	<b>26,010</b>	<b>25,387</b>	<b>2.5</b>
<b>Нефтепродукты</b>						
60,002	67,942	(11.7)	Экспорт	282,085	253,429	11.3
94,889	90,671	4.7	Продажи на экспорт	400,346	352,990	13.4
(34,887)	(22,729)	53.5	Минус: экспортные пошлины	(118,261)	(99,561)	18.8
29,333	27,854	5.3	Международный рынок	104,413	92,316	13.1
43,210	38,376	12.6	Продажи на международном рынке	146,153	124,376	17.5
(13,877)	(10,522)	31.9	Минус: акциз*	(41,740)	(32,060)	30.2
17,670	18,520	(4.6)	СНГ	63,989	54,956	16.4
17,793	18,592	(4.3)	Экспорт и продажи в СНГ	64,582	58,309	10.8
(123)	(72)	70.8	Минус: экспортные пошлины	(593)	(3,353)	(82.3)
170,947	205,490	(16.8)	Внутренний рынок	715,853	630,359	13.6
<b>277,952</b>	<b>319,806</b>	<b>(13.1)</b>	<b>Итого выручка от продажи нефтепродуктов</b>	<b>1,166,340</b>	<b>1,031,060</b>	<b>13.1</b>
<b>12,091</b>	<b>12,719</b>	<b>(4.9)</b>	<b>Прочая выручка</b>	<b>45,999</b>	<b>35,291</b>	<b>30.3</b>
<b>345,921</b>	<b>373,889</b>	<b>(7.5)</b>	<b>Итого выручка</b>	<b>1,408,238</b>	<b>1,267,603</b>	<b>11.1</b>

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

## Объем реализации

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %		2014	2013	Δ, %
			<b>Нефть</b>	<b>(млн. т.)</b>		
3.02	1.65	83.0	Продажи на экспорт	8.47	8.29	2.2
0.09	-	-	Продажи на международном рынке	0.13	0.05	160.0
0.30	0.30	-	Экспорт в СНГ	1.16	4.05	(71.4)
1.36	1.04	30.8	Продажи на внутреннем рынке	3.96	1.85	114.1
<b>4.77</b>	<b>2.99</b>	<b>59.5</b>	<b>Итого продажи нефти</b>	<b>13.72</b>	<b>14.24</b>	<b>(3.7)</b>
			<b>Газ</b>	<b>(млрд. куб. м.)</b>		
0.02	0.03	(33.3)	Продажи на международном рынке	0.13	0.14	(7.1)
1.93	2.63	(26.6)	Продажи на внутреннем рынке	10.76	12.64	(14.9)
<b>1.95</b>	<b>2.66</b>	<b>(26.7)</b>	<b>Итого продажи газа</b>	<b>10.89</b>	<b>12.78</b>	<b>(14.8)</b>
			<b>Нефтепродукты</b>	<b>(млн. т.)</b>		
3.77	3.57	5.6	Продажи на экспорт	15.64	14.61	7.0
0.83	0.81	2.5	Продажи на международном рынке	3.03	3.08	(1.6)
0.45	0.62	(27.4)	Экспорт и продажи в СНГ	2.09	2.21	(5.4)
6.41	7.77	(17.5)	Продажи на внутреннем рынке	27.54	25.84	6.6
<b>11.46</b>	<b>12.77</b>	<b>(10.3)</b>	<b>Итого продажи нефтепродуктов</b>	<b>48.30</b>	<b>45.74</b>	<b>5.6</b>

## Средние сложившиеся цены реализации

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %		2014	2013	Δ, %
(руб./т.)			<b>Нефть</b>	(руб./т.)		
26,009	27,368	(5.0)	Продажи на экспорт	27,044	25,106	7.7
12,543	12,650	(0.8)	Экспорт в СНГ	13,697	12,005	14.1
5,483	10,871	(49.6)	Продажи на внутреннем рынке	8,699	10,410	(16.4)
(руб./т.)			<b>Нефтепродукты</b>	(руб./т.)		
25,169	25,398	(0.9)	Продажи на экспорт	25,598	24,161	5.9
52,060	47,378	9.9	Продажи на международном рынке	48,235	40,382	19.4
39,540	29,987	31.9	Экспорт и продажи в СНГ	30,900	26,384	17.1
26,669	26,447	0.8	Продажи на внутреннем рынке	25,993	24,395	6.6

## Реализация нефти

- Увеличение объема продаж нефти на экспорт на 2,2% год к году связано с ростом добычи в России;
- Увеличение объема продаж нефти на экспорт на 1,37 млн. тонн квартал к кварталу связано с уменьшением объема переработки на Московском НПЗ
- Сокращение объемов экспорта в СНГ на 71,4% год к году связано с прекращением реализации в Казахстан;
- Увеличение продаж на внутреннем рынке более чем в два раза год к году и на 30,8% квартал к кварталу связано с ростом производства в Оренбурге и улучшением эффективности по операциям со сторонними ресурсами.

## Реализация нефтепродуктов на экспорт

	4 кв. 2014		3 кв. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Низкооктановый бензин	3,058	0.10	1,258	0.04	143.1	150.0
Нафта	10,403	0.36	7,842	0.25	32.7	44.0
Дизельное топливо	33,434	1.05	30,926	0.95	8.1	10.5
Мазут	25,573	1.46	31,171	1.61	(18.0)	(9.3)
Авиатопливо	7,246	0.19	6,127	0.20	18.3	(5.0)
Судовое топливо	10,037	0.39	6,627	0.27	51.5	44.4
Прочие	5,138	0.22	6,720	0.25	(23.5)	(12.0)
<b>Итого</b>	<b>94,889</b>	<b>3.77</b>	<b>90,671</b>	<b>3.57</b>	<b>4.7</b>	<b>5.6</b>

	2014		2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	2,564	0.08	7,855	0.27	(67.4)	(70.4)
Низкооктановый бензин	5,336	0.17	6,060	0.22	(12.0)	(22.7)
Нафта	36,044	1.16	34,166	1.20	5.5	(3.3)
Дизельное топливо	148,502	4.59	142,134	4.80	4.5	(4.4)
Мазут	137,816	7.12	125,195	6.71	10.1	6.1
Авиатопливо	24,431	0.72	10,003	0.32	144.2	125.0
Судовое топливо	26,505	1.03	14,258	0.57	85.9	80.7
Прочие	19,148	0.77	13,319	0.52	43.8	48.1
<b>Итого</b>	<b>400,346</b>	<b>15.64</b>	<b>352,990</b>	<b>14.61</b>	<b>13.4</b>	<b>7.1</b>

- Увеличение объемов реализации авиатоплива более чем в два раза и судового топлива на 80,7% год к году связано с расширением географии присутствия за рубежом.

## Реализация нефтепродуктов в СНГ

	4 кв. 2014		3 кв. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	6,995	0.15	6,616	0.19	5.7	(21.1)
Низкооктановый бензин	1,121	0.03	1,224	0.04	(8.4)	(25.0)
Дизельное топливо	7,564	0.20	7,500	0.23	0.9	(13.0)
Мазут	102	0.01	291	0.03	(65.0)	(66.7)
Авиатопливо	547	0.01	723	0.02	(24.3)	(50.0)
Прочие	1,464	0.05	2,238	0.11	(34.6)	(54.6)
<b>Итого</b>	<b>17,793</b>	<b>0.45</b>	<b>18,592</b>	<b>0.62</b>	<b>(4.3)</b>	<b>(27.4)</b>

	2014		2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	25,693	0.75	20,863	0.72	23.2	4.2
Низкооктановый бензин	3,884	0.13	4,314	0.18	(10.0)	(27.8)
Дизельное топливо	24,617	0.76	17,267	0.63	42.6	20.6
Мазут	688	0.07	2,541	0.22	(72.9)	(68.2)
Авиатопливо	3,192	0.09	7,905	0.20	(59.6)	(55.0)
Прочие	6,508	0.29	5,419	0.26	20.1	11.5
<b>Итого</b>	<b>64,582</b>	<b>2.09</b>	<b>58,309</b>	<b>2.21</b>	<b>10.8</b>	<b>(5.4)</b>

## Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	4 кв. 2014		3 кв. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	68,690	1.99	82,408	2.38	(16.7)	(16.4)
Низкооктановый бензин	847	0.03	1,018	0.04	(16.8)	(25.0)
Дизельное топливо	55,053	1.80	60,486	2.03	(9.0)	(11.3)
Мазут	5,718	0.54	4,450	0.40	28.5	35.0
Авиатопливо	15,401	0.57	22,255	0.84	(30.8)	(32.1)
Судовое топливо	14,300	0.81	18,419	0.99	(22.4)	(18.2)
Прочие	10,938	0.67	16,454	1.09	(33.5)	(38.5)
<b>Итого</b>	<b>170,947</b>	<b>6.41</b>	<b>205,490</b>	<b>7.77</b>	<b>(16.8)</b>	<b>(17.5)</b>

	2014		2013		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	285,311	8.60	241,733	8.06	18.0	6.7
Низкооктановый бензин	3,604	0.13	5,526	0.20	(34.8)	(35.0)
Нафта	-	-	305	0.02	-	-
Дизельное топливо	220,000	7.35	200,883	7.16	9.5	2.7
Мазут	18,271	1.74	19,168	1.66	(4.7)	4.8
Авиатопливо	76,108	2.91	68,808	2.83	10.6	2.8
Судовое топливо	60,823	3.39	43,978	2.45	38.3	38.4
Прочие	51,736	3.42	49,958	3.46	3.6	(1.2)
<b>Итого</b>	<b>715,853</b>	<b>27.54</b>	<b>630,359</b>	<b>25.84</b>	<b>13.6</b>	<b>6.6</b>

- Увеличение объема реализации автомобильных топлив год к году связано с ростом сбытовой сети и среднесуточной реализации через одну АЗС;
- Увеличение объема реализации судового топлива на внутреннем рынке на 38,4% год к году обусловлено ростом рынка бункеровки на Дальнем Востоке и Черном море.

## Прочая выручка

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

- Рост прочей выручки на 30,0% год к году обусловлен в основном ростом объемов реализации.

## Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 19,9% год к году и на 12,7% квартал к кварталу главным образом в связи с возросшим объемом покупок нефтепродуктов на внутреннем и международном рынках.

## Производственные и операционные расходы

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %	(млн. руб.)	2014	2013	Δ, %
<b>25,888</b>	<b>20,273</b>	<b>27.7</b>	<b>Расходы на добычу углеводородов</b>	<b>84,137</b>	<b>72,491</b>	<b>16.1</b>
21,341	16,371	30.4	Дочерние компании	68,278	58,034	17.7
1,843	1,474	25.1	<i>руб./т.н.э.</i>	1,526	1,350	13.0
5.30	5.55	(4.6)	<i>долл. США/1барр. н. э.</i>	5.42	5.78	(6.3)
4,547	3,902	16.5	Пропорционально консолидируемые компании	15,859	14,457	9.7
1,968	1,727	14.0	<i>руб./т.н.э.</i>	1,750	1,543	13.5
5.66	6.51	(13.0)	<i>долл. США/1барр. н. э.</i>	6.22	6.61	(6.0)
<b>12,878</b>	<b>11,205</b>	<b>14.9</b>	<b>Расходы на переработку</b>	<b>45,393</b>	<b>37,293</b>	<b>21.7</b>
7,412	6,168	20.2	Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний	25,681	21,558	19.1
961	673	42.9	<i>руб./т.</i>	741	633	17.1
2.77	2.54	9.1	<i>долл. США/1барр</i>	2.63	2.71	(2.9)
3,854	3,629	6.2	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий	14,145	11,139	27.0
1,661	1,585	4.8	<i>руб./т.</i>	1,602	1,300	23.2
4.78	5.97	(20.0)	<i>долл. США/1барр</i>	5.69	5.57	2.2
1,612	1,408	14.5	Расходы на производство масел и фасованной продукции	5,567	4,596	21.1
<b>5,246</b>	<b>7,109</b>	<b>(26.2)</b>	<b>Расходы на транспортировку до НПЗ</b>	<b>26,234</b>	<b>23,747</b>	<b>10.5</b>
<b>2,665</b>	<b>5,277</b>	<b>(49.5)</b>	<b>Прочие операционные расходы</b>	<b>15,947</b>	<b>11,021</b>	<b>44.7</b>
<b>46,677</b>	<b>43,864</b>	<b>6.4</b>	<b>Итого</b>	<b>171,711</b>	<b>144,552</b>	<b>18.8</b>

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

- Расходы на добычу углеводородов включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для добычи углеводородов, расходы на оплату труда, ГСМ и электроэнергию, затраты на мероприятия по увеличению нефтеотдачи и прочие подобные расходы на добывающих предприятиях Группы;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям выросли на 13,0% год к году в результате:
  - приобретения Газпромнефть-Шельф (Приразломное месторождение), и начала добычи на проекте Бадра
  - роста расходов на Новопортовском месторождении в связи с высокими эксплуатационными затратами на стадии опытно-промышленной эксплуатации, ввода части объектов наземной инфраструктуры и организации временных схем добычи и транспортировки нефти;
  - ростом тарифов естественных монополий и цен на нефтесервисные услуги.
- 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 19,1% год к году в связи с ростом объема переработки, ростом затрат на материалы, связанным с повышением качества продукции, вводом новых установок на Омском и Московском НПЗ, ремонтами, проводимыми на НПЗ компании и ростом тарифов естественных монополий;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 27,0% год к году в связи с ростом объема переработки, проводимыми ремонтами и ростом затрат на материалы, связанным с повышением качества продукции;
- Расходы по транспортировке нефти до НПЗ выросли на 10,5% год к году в связи с прекращением контракта по нефtezамещению с компанией Роснефть, ростом объемов переработки и ростом поставок нефтегазового конденсата на ОНПЗ железнодорожным транспортом;
- Снижение расходов на транспортировку на 26,2% квартал к кварталу обусловлено поставкой нефти на заводы с ближних месторождений.

### 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 19,9% 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 7,7% год к году в связи с увеличением объемов продаж нефтепродуктов.

### 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 11,9% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации программы капитальных вложений Группы.

### Налоги, за исключением налога на прибыль

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %	(млн. руб.)	2014	2013	Δ, %
53,787	59,995	(10.3)	Налог на добычу полезных ископаемых	236,027	214,023	10.3
19,531	24,406	(20.0)	Акциз	84,184	77,701	8.3
2,700	2,190	23.3	Налог на имущество	9,477	7,938	19.4
3,757	3,151	19.2	Прочие налоги	13,888	16,408	(15.4)
<b>79,775</b>	<b>89,742</b>	<b>(11.1)</b>	<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>343,576</b>	<b>316,070</b>	<b>8.7</b>

- Сумма расхода по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) выросла на 10,3% 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 10,0% год к году, средняя ставка НДПИ на нефть выросла на 9,4%, за счет роста базовой ставки с 470 руб./т. до 493 руб./т. и роста среднего курса рубля к доллару США на 20,6%;

- Сумма акцизов выросла на 8,3% год к году вследствие роста ставок акциза с 1 июля 2013 г. и 1 января 2014 г., частично компенсированного ростом доли производства моторных топлив высоких классов, которые облагаются акцизом по более низким ставкам;
- Сумма акцизов снизилась на 20,0% квартал к кварталу за счет снижения выпуска продукции и роста экспорта нефтепродуктов.

#### Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %	(млн. руб.)	2014	2013	Δ, %
(10,165)	(601)	1,591.3	Славнефть	(5,072)	9,538	-
157	39	302.6	СеверЭнергия	(1,809)	(131)	1,280.9
(874)	646	-	Прочие компании	575	1,844	(68.8)
<b>(10,882)</b>	<b>84</b>	<b>-</b>	<b>Доля в (убытке) / прибыли ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>(6,306)</b>	<b>11,251</b>	<b>-</b>

- Славнефть и СеверЭнергия понесли убыток в 2014г. главным образом из-за убытков от курсовых разниц.

#### Прочие финансовые статьи

- На величину прибыли / (убытка) от курсовых разниц в основном влияет переоценка части кредитного портфеля Группы, выраженного в иностранной валюте.

#### Ликвидность и источники капитала

##### Денежные средства

(млн. руб.)	2014	2013	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	283,965	276,736	2.6
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(364,792)	(255,725)	42.7
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности	10,573	(13,010)	-
<b>Чистое (уменьшение) / увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>(70,254)</b>	<b>8,001</b>	<b>-</b>

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

(млн. руб.)	2014	2013	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	334,742	306,929	9.1
Изменения в оборотном капитале	(6,414)	8,329	-
Уплаченный налог на прибыль	(30,122)	(33,514)	(10.1)
Проценты уплаченные	(16,624)	(9,981)	66.6
Дивиденды полученные	2,383	4,973	(52.1)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>283,965</b>	<b>276,736</b>	<b>2.6</b>

### Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	2014	2013	Δ %
Капитальные затраты	(271,330)	(208,611)	30.1
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(57,848)	(5,857)	887.7
Размещение денежных средств на депозитах	(15,877)	(29,425)	(46.0)
Прочие операции	(19,737)	(11,832)	66.8
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(364,792)</b>	<b>(255,725)</b>	<b>42.7</b>

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 42,7% год к году главным образом в связи с:
  - ростом капитальных затрат;
  - оплатой увеличения доли в СеверЭнергии и приобретения доли в ООО Газпром Ресурс Нортгаз.

### Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	2014	2013	Δ %
Поступление займов и кредитов	67,160	56,395	19.1
Выплата дивидендов акционерам компании	(46,755)	(63,328)	(26.2)
Приобретение неконтролирующих долей участия	(4,118)	(1,755)	134.6
Прочие операции	(5,714)	(4,322)	32.2
<b>Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности</b>	<b>10,573</b>	<b>(13,010)</b>	<b>-</b>

- За 2014 Группа увеличила кредитный портфель на 67 160 млн. руб. главным образом за счет:
  - использования линии клубного кредита на 2 150 млн. долларов США, полученной в ноябре 2013г.;
  - получения 10 млрд. руб. как части кредитной линии предоставленной ОАО РоссельхозБанк;
  - получения 10 млрд. руб. в рамках кредитной линии предоставленной ОАО Сбербанк.
- Снижение суммы дивидендов выплаченных в 2014г. связано с началом выплаты промежуточных дивидендов по итогам полугодия.
  - в 2013г. Группа выплатила:
    - дивиденд за 2012г. в размере 9,3 руб. на акцию
    - дивиденд за 1 полугодие 2013г. в размере 4,09 руб. на акцию
  - в 2014г. Группа выплатила:
    - дивиденд за 2 полугодие 2013г. в размере 5,29 руб. на акцию
    - дивиденд за 1 полугодие 2014г. в размере 4,62 руб. на акцию

## Капитальные вложения

(млн. руб.)	2014	2013	Δ, %
Разведка и добыча	192,739	144,035	33.8
Дочерние компании	178,330	132,178	34.9
Пропорционально консолидируемые компании	14,409	11,857	21.5
Нефтепереработка	26,765	27,264	(1.8)
Маркетинг и сбыт	13,576	17,523	(22.5)
Прочие	10,731	6,151	74.5
<b>Подытог капитальные вложения</b>	<b>243,811</b>	<b>194,973</b>	<b>25.0</b>
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	27,519	13,638	101.8
<b>Итого капитальные вложения</b>	<b>271,330</b>	<b>208,611</b>	<b>30.1</b>

- Рост капитальных вложений в сегменте разведка и добыча на 33,8% год к году обусловлен главным образом:
  - разработкой месторождений в Ноябрьском и Оренбургском регионе;
  - бурением на Приобском месторождении;
  - активным строительством крупных инфраструктурных объектов Новопортовского месторождения (арктический терминал, система нефтесбора, напорный нефтепровод);
  - капитальными затратами на недавно приобретенных месторождениях: Долгинском (3 квартал 2013) и Приразломном (2 квартал 2014).

## Долг и ликвидность

(млн. руб.)	31 декабря 2014 г.	31 декабря 2013 г.
Краткосрочные кредиты и займы	61,121	52,413
Долгосрочные кредиты и займы	502,306	261,455
Денежные средства и денежные эквиваленты	(53,167)	(91,077)
Краткосрочные депозиты	(76,658)	(36,869)
<b>Чистый долг</b>	<b>433,602</b>	<b>185,922</b>
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	10.8	16.7
Отношение чистого долга к показателю EBITDA в годовом выражении	1.44	0.59

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга снизился с 5,15 лет на 31 декабря 2013 до 4,49 лет на 31 декабря 2014 г.;
- Средняя процентная ставка снизилась с 3,68% на 31 декабря 2013 до 3,48% на 31 декабря 2014 г.

## Финансовые приложения

### Расчет EBITDA

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %	(млн. руб.)	2014	2013	Δ, %
<b>(16,423)</b>	<b>52,579</b>	-	<b>Прибыль за период</b>	<b>126,656</b>	<b>186,720</b>	<b>(32.2)</b>
(11,163)	9,244	-	Итого доход / (расход) по налогу на прибыль	19,214	39,260	(51.1)
5,544	3,893	42.4	Финансовые расходы	15,279	11,233	36.0
(2,341)	(2,099)	11.5	Финансовые доходы	(7,075)	(6,011)	17.7
22,792	21,944	3.9	Износ, истощение и амортизация	85,951	76,785	11.9
37,711	9,243	308.0	Прибыль от курсовых разниц, нетто	52,265	2,166	2,313.0
4,625	2,341	97.6	Прочие расходы	8,471	6,310	34.2
<b>40,745</b>	<b>97,145</b>	<b>(58.1)</b>	<b>EBITDA</b>	<b>300,761</b>	<b>316,463</b>	<b>(5.0)</b>
10,882	(84)	-	Минус: Доля в (убытке) / прибыли ассоциированных и совместных предприятий	6,306	(11,251)	-
5,451	10,092	(46.0)	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	35,547	31,540	12.7
<b>57,078</b>	<b>107,153</b>	<b>(46.7)</b>	<b>Итого скорректированная EBITDA</b>	<b>342,614</b>	<b>336,752</b>	<b>1.7</b>

### Финансовые показатели

#### Рентабельность

	2014	2013	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	24,33	26,57	(2,2)
Рентабельность по чистой прибыли, %	8,99	14,73	(5,7)
Рентабельность активов (ROA), %	6,92	12,91	(6,0)
Рентабельность капитала (ROE), %	11,90	19,99	(8,1)
Доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	13,07	17,44	(4,4)

#### Ликвидность

	2014	2013	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1.88	2.08	(9.8)
Коэффициент срочной ликвидности	0.94	1.13	(16.8)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0.53	0.71	(25.5)

#### Лeverедж

	2014	2013	Δ, п.п.
Чистый долг / Итого Активы, %	20.67	11.89	8.8
Чистый долг / Капитал, %	38.37	18.63	19.7
Лeverедж, %	31.11	18.25	12.9
Чистый долг / Рыночная капитализация	0.64	0.27	139.4
Чистый долг / EBITDA	1.44	0.59	144.9
Итого долг / EBITDA	1.87	0.99	88.5

## 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. 2014	3 кв. 2014	Δ, %		2014	2013	Δ, %
<b>Международный рынок</b>				<b>(долл. США/барр.)</b>		
76.60	101.93	(24.9)	Нефть "Brent"	98.95	108.66	(8.9)
73.01	101.13	(27.8)	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	96.94	107.71	(10.0)
				<b>(долл. США/т.)</b>		
724.91	974.15	(25.6)	Бензин Premium (ср. NWE)	918.72	986.86	(6.9)
600.44	873.23	(31.2)	Нафта (ср. Med и NWE)	825.28	892.35	(7.5)
697.57	879.82	(20.7)	Дизельное топливо (ср. NWE)	854.41	938.47	(9.0)
676.76	864.30	(21.7)	Газойль 0,2% (ср. Med и NWE)	837.77	920.54	(9.0)
392.73	550.53	(28.7)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	518.48	583.80	(11.2)
<b>Внутренний рынок</b>				<b>(руб./т.)</b>		
33,555	34,409	(2.5)	Высокооктановый бензин	31,948	28,344	12.7
29,577	29,418	0.5	Низкооктановый бензин	28,071	24,882	12.8
28,028	28,132	(0.4)	Дизельное топливо	27,764	26,894	3.2
8,160	9,668	(15.6)	Мазут	9,014	8,732	3.2

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. 2014	3 кв. 2014		2014	2013
5.1	1.5	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	11.4	6.5
0.7	0.9	Изменение Индекса цен производителей (ИЦП), %	5.9	3.7
56.26	39.39	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	56.26	32.73
47.42	36.19	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	38.42	31.85

## Налогообложение

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

4 кв. 2014	3 кв. 2014	Δ, %		2014	2013	Δ, %
			<b>Экспортная таможенная пошлина</b>	<b>(долл. США/т.)</b>		
312.97	380.40	(17.7)	Нефть	366.14	392.20	(6.6)
206.53	251.03	(17.7)	Светлые нефтепродукты	241.63	258.82	(6.6)
203.37	247.20	(17.7)	Дизельное топливо	237.93	258.82	(8.1)
281.63	342.30	(17.7)	Бензин и нефтя	329.48	352.97	(6.6)
206.53	251.03	(17.7)	Темные нефтепродукты	241.63	258.82	(6.6)
			<b>Налог на добычу полезных ископаемых</b>			
5,267	5,839	(9.8)	Нефть (руб./т.)	5,831	5,329	9.4

### 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» (в редакции Федерального закона № 263-ФЗ от 30 сентября 2013 г.), 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 + 59,0% * (P – 182,50) на 2014 г. 29,20 + 57,0% * (P – 182,50) на 2015 г. 29,20 + 55,0% * (P – 182,50) на 2016 г.

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

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 том числе в отношении новых проектов, 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 ввозной таможенной пошлиной. С 1 января 2011 г. также отменены ввозные таможенные пошлины в отношении нефтепродуктов, экспортируемых в Кыргызстан. С 13 ноября 2013 г. освобождены от вывозных таможенных пошлин поставки нефтепродуктов в Таджикистан в пределах индикативных балансов.

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

$Стп = K * Стн$ , где Стн – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, а К - расчетный коэффициент в отношении отдельной категории нефтепродуктов.

С октября 2011 г. в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1155 от 27 декабря 2010 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.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ №2 от 03 января 2014 г., для дизельного топлива установлен расчетный коэффициент (К) в размере 0,65 на 2014 г., 0,63 на 2015 г. и 0.61 на 2016 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 со статьей 193 НК РФ установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты (рублей за тонну):

	2013 (01.01-30.06)	2013 (01.07-31.12)	2014
<b>Бензин</b>			
Ниже класса 3	10 100	10 100	11 110
Класс 3	9 750	9 750	10 725
Класс 4	8 560	8 960	9 916
Класс 5	5 143	5 750	6 450
Прямогонный	10 229	10 229	11 252
<b>Дизельное топливо</b>			
Ниже класса 3	5 860	5 860	6 446
Класс 3	5 860	5 860	6 446
Класс 4	4 934	5 100	5 427
Класс 5	4 334	4 500	4 767
Печное топливо	-	5 860	6 446
Моторные масла	7 509	7 509	8 260

## Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Ставка НДПИ на нефть (R) с 1 января 2014 г. рассчитывается по формуле:

$R = 493 * K_{ц} * K_{в} * K_{з} * K_{д}$ , где:

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

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

**K<sub>з</sub>** – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ для малых месторождений. В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V<sub>з</sub> - 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, определенная в соответствии с положениями пункта 5 статьи 342 НК РФ, меньше или равна 0,05, коэффициент K<sub>з</sub> рассчитывается по формуле:  $K_{з} = 0,125 * V_{з} + 0,375$ .

**K<sub>д</sub>** - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти. Его значение варьируется от 0 до 1 в зависимости от сложности добычи нефти из конкретной залежи:

- 0 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;

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

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

В соответствии со статьей 342 НК РФ установлены следующие базовые ставки НДС на нефть:

	2013	2014
НДС на нефть (рублей за тонну)	470	493

Кроме того, налоговым законодательством устанавливается ряд «налоговых каникул» по 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. 2014	3 кв. 2014	Δ, %		2014	2013	Δ, %
5,267	5,839	(9.8)	Общественная ставка НДС на нефть	5,831	5,329	9.4
5,037	5,613	(10.3)	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения Кв, Кз и Кд)	5,588	5,154	8.4
230	226		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (руб./т.)	243	175	
4.4%	3.9%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (%)	4.2%	3.3%	

По итогам 12 месяцев 2014 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 5 588 руб./т., что на 243 руб./т. ниже общественной ставки в соответствии с российским законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием понижающих коэффициентов к ставке НДС на нефть – Кв, Кз и Кд.

## НДПИ на природный газ и газовый конденсат

В соответствии со статьей 342 НК РФ установлены следующие ставки НДПИ на газ горючий природный и газовый конденсат:

	2013 (01.01-30.06)	2013 (01.07-31.12)	2014 (01.01-30.06)
Природный газ (руб./ тыс. куб. м.)	265*	402*	471*
Газовый конденсат (руб. / тонну)	582	622	700
	590	590	647

\* 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 г., с 1 июля 2014 г. установлен формульный порядок определения НДПИ на природный газ и газовый конденсат. Расчетная ставка НДПИ на природный газ и газовый конденсат определяется как произведение общеустановленной ставки НДПИ (35 руб. за 1000 м<sup>3</sup> 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 налоговых льгот, применяемых дочерними обществами Группы, (включая пониженные налоговые ставки и понижающие коэффициенты к ставке НДПИ на нефть и природный газ):

### Налоговые льготы, применяемые за 12 мес. 2014 г.

### Применимость к Группе

#### НДПИ на нефть

Понижающий коэффициент Кз к ставке НДПИ

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»  
(Воргенское, Восточно-Вынгайхинское, Северо-Карамовское, Вальнтойское)  
ООО «Живой исток» (Балейкинское)

Понижающий коэффициент Кв к ставке НДПИ

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»  
(Пограничное, Холмогорское, Чатылкинское, Муравленковское, Сугмутское)  
ООО «Газпромнефть-Восток» (Западно-Лугинецкий участок)

Понижающий коэффициент Кд к ставке НДПИ

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»  
(Вынгайхинское)  
ООО «Газпромнефть-Хантос» (Красноленинское)  
ООО «Арчинское» (Урманское, Арчинское)

Ставка 0 руб. для участков недр, расположенных полностью или частично на территории Ненецкого автономного округа, полуострове Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе

ООО «Газпромнефть Новый Порт»  
(Новопортовское)

Ставка 0 руб. для участков недр, расположенных полностью или частично в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края

ООО «Газпромнефть-Ангара»  
(Тымпучиканское, Игнялинское)

## НДПИ на газ

Понижающий коэффициент Кс к ставке НДПИ

ООО «Газпромнефть Новый Порт»  
(Новопортовское)  
ЗАО «Газпром нефть Оренбург» (Восточный  
участок Оренбургского НГКМ)

## Налог на прибыль организаций

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

ООО «Газпромнефть-Хантос»  
ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

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

ООО «НК «Магма» (до реорганизации в форме  
присоединения к ООО «Газпромнефть-Хантос»)

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-Югре,  
заявленным до 01.01.2011 г. (в соответствии с  
региональным законодательством ХМАО-Югры)

ООО «Газпромнефть-Хантос»

Освобождение от налога на имущество - в  
отношении месторождений, введенных в  
разработку после 01.01.2011 г. (в соответствии с  
региональным законодательством ХМАО-Югры)

ООО «Газпромнефть-Хантос»

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

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»  
ООО «Заполярьефть»

Освобождение от налога на имущество в  
отношении имущества, созданного/  
приобретенного при реализации инвестиционных  
проектов в Оренбургской области (в соответствии с  
региональным законодательством Оренбургской  
области)

ЗАО «Газпром нефть Оренбург»

## 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. 2014	3 кв. 2014	Δ, %	(руб./т.)	2014	2013	Δ, %
<b>Нефть</b>						
Экспорт						
1,593	1,727	(7.8)	Трубопроводный	1,681	1,644	2.3
СНГ						
1,322	1,157	14.3	Трубопроводный	1,204	1,057	13.9
Транспортировка на НПЗ						
505	506	(0.2)	ОНПЗ	509	505	0.9
823	1,017	(19.0)	МНПЗ	972	983	(1.2)
1,079	1,050	2.7	Ярославский НПЗ	1,067	1,011	5.5
<b>Нефтепродукты</b>						
Экспорт с ОНПЗ						
2,515	2,414	4.2	Бензин	2,401	3,206	(25.1)
4,683	3,824	22.5	Мазут	4,121	3,833	7.5
3,242	3,308	(2.0)	Дизельное топливо	3,288	3,362	(2.2)
Экспорт с МНПЗ						
1,726	1,699	1.6	Бензин	1,678	1,651	1.7
1,623	1,546	4.9	Мазут	1,523	1,444	5.5
1,278	1,899	(32.7)	Дизельное топливо	1,720	1,792	(4.0)
Экспорт с Ярославского НПЗ						
1,252	1,318	(5.0)	Бензин	1,210	1,126	7.4
1,648	1,507	9.4	Мазут	1,659	1,455	14.0
1,610	1,562	3.1	Дизельное топливо	1,530	1,467	4.3

За 2014г. Группа поставила 33,5% (37,5% в 2013г.) от общего объема нефти на экспорт через порт Балтийского моря – Приморск (31,4% через Приморск и 6,2% через Усть-Луга в 2013г.); 13,1% (22,8% в 2013г.) нефти экспортировано через трубопровод «Дружба» в Чешскую республику и Германию; 22,9% (16,7% в 2013г.) нефти отгружено через порт Новороссийск, в том числе легкой нефти 10,5% (12,9% в 2013г.); 30,5% (23% в 2013г.) экспортировано по транзитному трубопроводу Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино. Из стран СНГ в 2014г. нефть экспортировалась только в Белоруссию (37,2% в Белоруссию и 62,8% в Казахстан в 2013г.).

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

Контакты: ОАО «Газпром нефть»

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

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

Тел.: +7 812 385 95 48

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