

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2015г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг.

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 декабря 2015 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2015 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 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 ПАО «Газпром нефть», ее дочерние общества и пропорционально консолидированные предприятия (совместные операции по МСФО 11) («Томскнефть», «Salym petroleum development» (SPD) и «Южно-Приобский ГПЗ» (ЮГПЗ)). 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 и жидкие углеводороды пересчитаны 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. 2015	3 кв. 2015	Δ, %		12 мес.		
				2015	2014	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
417 527	434 988	(4,0)	Выручка с учетом пошлин (продажи) ¹	1 655 775	1 690 557	(2,1)
92 588	112 457	(17,7)	Скорректированная EBITDA ²	404 811	342 614	18,2
4 422	5 420	(18,4)	руб./т. н. э.	5 079	5 172	(1,8)
9,01	11,57	(22,1)	долл. США ³ /барр. н. э.	11,21	18,27	(38,6)
(21 220)	18 527	-	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	109 661	122 093	(10,2)
Операционные результаты						
155,79	154,36	0,9	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	592,21	488,10	21,3
20,94	20,75	0,9	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	79,70	66,25	20,3
1,69	1,68	0,6	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,62	1,34	20,9
106,03	107,38	(1,3)	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	416,12	384,07	8,3
298,54	281,88	5,9	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	1 056,55	624,21	69,3
10,20	11,55	(11,7)	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	43,07	43,48	(0,9)

¹ Выручка с учетом пошлин (продажи) включает выручку с учетом экспортных пошлин и акцизов, рассчитанных исходя из объема проданной продукции.

² EBITDA является дополнительным финансовым показателем, который не определяется МСФО. Расчет представлен в Приложении.

³ пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период.

Основные события за 2015 г.

- В марте 2015 г. Группа получила контроль над компанией ООО «Газпром Ресурс Нортгаз», владеющей 50% долей в ЗАО «Нортгаз». В результате этого доля Группы в ЗАО «Нортгаз» выросла с 9,1% до 50%;
- В 3 квартале 2015 доля Группы в СеверЭнергии (Арктикгаз) увеличилась с 45,1% до 46,7%;
- Введено в эксплуатацию третье месторождение СеверЭнергии (Арктикгаз) – Яро-Яхинское;
- В 2015 г. были получены первые три партии нефти общим объемом 2,5 млн.барр. в качестве возмещения инвестиций на месторождении Бадра;
- В феврале 2015 года началась коммерческая добыча на блоке Garmian (Курдистан). Добыча нефти с февраля по декабрь 2015 года составила 98,3 тыс.тонн;
- По результатам аукционов получены лицензии на право пользования недрами Малоюганского, Западно-Зимнего, Панлорского-5, Нялинского, Юильского-3 и Новочатылькинских участков;
- Получены лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения в пределах Ляминского 6 и Северо-Итьяхского 1 участков;
- Получены 3 разрешения на право пользования недрами газовых месторождений «Русанда плитко» и «Мартонош запад» и нефтяного месторождения «Касидол» в Сербии;
- В сентябре 2015 г. введен в эксплуатацию Южно-Приобский ГПЗ (ЮПГПЗ). Это совместное предприятие с СИБУР создано с целью утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и производства ШФЛУ. Мощность переработки ЮПГПЗ составляет 0,9 млрд куб. м ПНГ в год;
- Крупнейшее независимое рейтинговое агентство Китая Dagong Global Credit Rating Company Limited присвоило Группе высокий долгосрочный рейтинг кредитоспособности по обязательствам в российской валюте - «АА» со стабильным прогнозом.

Результаты за 2015 г. по сравнению с 2014 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 20,3% и составила 79,7 млн. т.н.э. вследствие продолжающегося роста добычи на месторождениях СеверЭнергии (Арктикгаз), получения контроля в ЗАО «Нортгаз», ростом добычи нефти на месторождениях Оренбургского региона, на Приразломном месторождении, в Ираке, на Новопортовском месторождении и поддержания уровня добычи на основных активах;
- Объем переработки нефти снизился на 0,9%, при этом производство светлых нефтепродуктов осталось на уровне прошлого года. Переработанный объем был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты. Объем переработки снизился также вследствие реконструкции установки каталитического крекинга на Омском НПЗ (сентябрь – декабрь 2015 года);
- Падение цен на нефть и нефтепродукты на мировых рынках сдерживалось ростом объемов и цен реализации на внутреннем рынке, что привело к снижению выручки с учетом пошлин всего на 2,1%;
- Рост объема добычи углеводородов и действия менеджмента по оптимизации объемов переработки и структуры выпуска продукции позволили не только скомпенсировать отрицательное влияние большого налогового маневра (введенного с начала 2015 года), но обеспечили рост показателя скорректированная EBITDA на 18,2%;
- Снижение чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть» (-10,2%), по сравнению с ростом показателя EBITDA (+18,2%) обусловлен негативным влиянием курсовых разниц, возникших при переоценке кредитов и займов, ростом амортизационных отчислений вследствие реализации инвестиционной программы, созданием резерва под обесценение активов, а также ростом финансовых расходов вследствие увеличения стоимости заимствований в РФ.

Результаты за 4 квартал 2015 г. по сравнению с 3 кварталом 2015 г.

- Суточная добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла до 1,69 млн. барр.н.э. в сутки;
- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 0,9% за счет роста добычи на Приразломном месторождении и увеличения утилизации попутного газа на месторождениях Западной Сибири, обусловленного сезонным фактором;
- Объем переработки нефти снизился на 11,7% квартал к кварталу вследствие снижения экономической эффективности переработки нефти на Московском НПЗ, а также в связи с проведением планового ремонта «малой цепочки» технологических установок на Московском НПЗ в октябре и реконструкции установки каталитического крекинга на Омском НПЗ (сентябрь – декабрь 2015 года);
- Выручка с учетом пошлин снизилась на 4,0% в связи со снижением цен на нефть и нефтепродукты, а также в связи с сезонным снижением реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке;
- Проведение планового ремонта установок на Московском НПЗ, реконструкция установки каталитического крекинга на Омском НПЗ в сентябре-декабре 2015, а также сезонные факторы привели к снижению показателя скорректированная EBITDA на 17,7%;
- Убыток, относящийся к акционерам ПАО «Газпром нефть» в 4 квартале 2015, обусловлен снижением показателя скорректированная EBITDA, курсовыми разницами по переоценке кредитного портфеля и созданием резерва под обесценение активов.

Анализ операционных результатов деятельности

Разведочное бурение и открытие месторождений

	2015	2014	Δ, %
Дочерние компании			
Разведочное бурение (тыс. метров)	40	72	(44,7)
Количество пробуренных разведочных скважин	14	28	(50,0)
Количество открытых месторождений	-	-	-
Количество открытых нефтегазоносных залежей	14	21	(33,3)
Пропорционально консолидированные предприятия			
Разведочное бурение (тыс. метров)	3	13	(75,2)
Количество пробуренных разведочных скважин	1	4	(75,0)
Количество открытых нефтегазоносных залежей	6	2	200,0
Совместные предприятия			
Разведочное бурение (тыс. метров)	22	34	(35,9)
Количество пробуренных разведочных скважин	7	14	(50,0)
Количество открытых нефтегазоносных залежей	15	4	-

- По результатам поисково-разведочного бурения в 2015 г. в Дочерних обществах открыто 13 новых нефтяных и 1 газовая залежь. Открытия сделаны на лицензионных участках и месторождениях, расположенных в Восточной (1 залежь) и Западной (8 залежей) Сибири, а также в Оренбургской области (5 залежей).

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 2013 г.)	6,301	911	577	223	1,911	-	39	9,962
Добыча	(316)	(62)	(42)	(24)	(27)	(3)	-	(474)
Приобретение новых запасов	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
Добыча	(330)	(59)	(42)	(23)	(95)	(31)	-	(580)
Приобретение новых запасов***	-	-	-	-	80	605	-	685
Пересмотр предыдущих оценок	330	33	10	1	97	(3)	1	469
Доказанные запасы (31 декабря 2015 г.)**	6,324	990	594	180	2,428	707	45	11,268
Всего вероятные запасы Группы	4,554	1,624	417	122	1,420	155	457	8,749
Всего возможные запасы Группы	5,099	1,368	355	66	1,240	180	380	8,688

* Запасы по проекту Бадра и Курдистан приведены по доле Группы в данных проектах (working interest), что отличается от экономической доли (economic entitlement), использованной в консолидированной финансовой отчетности

** Доказанные запасы Компании на 31.12.2015 включают пересчет части доказанных запасов газа в жидкие углеводороды (в части ШФЛУ)

*** Доля участия Группы на 31.12.2015 в Нортгазе 50% (9,1% на 31 декабря 2014) и 46,7% в СеверЭнергии (45,1% на 31 декабря 2014)

- По состоянию на 31 декабря 2015 г. доказанные запасы Компании составляют 6 324 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 4 978 млн. барр. и запасы газа 8 077 млрд. куб. футов;
- По состоянию на 31 декабря 2015 г. доказанные запасы Компании, включая долю в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях, составляют 11 268 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 7 274 млн. барр. и запасы газа 23 966 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 нефти 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. 2015	3 кв. 2015	Δ, %		12 мес.		
				2015	2014	Δ, %
Дочерние компании						
801	850	(5,7)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	3 119	2 945	5,9
201	197	2,0	Количество новых скважин (шт.)	770	840	(8,3)
37,00	39,46	(6,2)	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	36,74	34,47	6,6
Пропорционально консолидированные предприятия						
182	213	(14,8)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	789	694	13,7
57	52	9,6	Количество новых скважин (шт.)	206	188	9,6
Совместные предприятия						
266	300	(11,5)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 147	1 106	3,7
68	51	33,3	Количество новых скважин (шт.)	226	234	(3,4)

- Рост объемов бурения по дочерним компаниям год к году на 5,9% обусловлен следующими факторами:
 - Интенсификацией разбуривания Новопортовского месторождения;
 - Увеличением доли горизонтальных скважин по текущим активам на 13%.
- Рост объемов бурения по пропорционально консолидируемым предприятиям год к году на 13,7% обусловлен ростом объемов бурения по SPD.

Добыча

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %		12 мес. 2015	2014	Δ, %
(млн. т.)			Нефть и конденсат	(млн. т.)		
3,57	3,63	(1,7)	Ноябрьскнефтегаз	14,39	15,01	(4,1)
3,64	3,63	0,3	Хантос	14,36	13,91	3,2
1,22	1,25	(2,4)	Томскнефть	4,95	4,97	(0,4)
0,74	0,78	(5,1)	SPD	3,05	3,28	(7,0)
0,68	0,69	(1,4)	Оренбург	2,65	2,34	13,2
0,27	0,28	(3,6)	НИС	1,12	1,21	(7,4)
0,42	0,44	(4,5)	Восток**	1,59	1,43	11,2
0,01	0,17	(94,1)	Новый Порт	0,34	0,14	142,9
0,33	0,24	37,5	Приразломное	0,87	0,09	866,7
0,18	0,16	12,5	Бадра и Курдистан	0,51	0,00	-
0,02	0,01	100,0	Прочие	0,17	0,65	(73,8)
11,08	11,28	(1,8)	Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	44,00	43,03	2,3
1,93	1,94	(0,5)	Доля в добыче Славнефти	7,74	8,09	(4,3)
0,98	0,98	-	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	3,42	0,88	288,6
0,16	0,14	14,3	Доля в добыче Нортгаза	0,51	0,06	750,0
3,07	3,06	0,3	Доля в добыче совместных предприятий	11,67	9,03	29,2
14,15	14,34	(1,3)	Итого добыча нефти и конденсата	55,67	52,06	6,9
(млрд. куб. м.)			Газ*	(млрд. куб. м.)		
2,53	2,06	22,8	Ноябрьскнефтегаз	9,38	9,41	(0,3)
0,26	0,22	18,2	Хантос	0,79	0,49	61,2
0,25	0,24	4,2	Томскнефть	0,92	0,88	4,5
0,03	0,04	(25,0)	SPD	0,13	0,13	-
0,57	0,68	(16,2)	Оренбург	2,25	1,83	23,0
0,15	0,14	7,1	НИС	0,57	0,56	1,8
0,01	0,03	(66,7)	Восток	0,08	0,09	(11,1)
-	-	-	Прочие	0,03	0,04	(25,0)
3,80	3,41	11,4	Итого добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	14,15	13,43	5,4
0,13	0,11	18,2	Доля в добыче Славнефти	0,46	0,44	4,5
3,15	3,16	(0,3)	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	10,85	3,31	227,8
1,37	1,31	4,6	Доля в добыче Нортгаза	4,46	0,50	792,0
4,65	4,58	1,5	Доля в добыче совместных предприятий	15,77	4,25	271,1
8,45	7,99	5,8	Итого добыча газа	29,92	17,68	69,2
(млн. т. н. э.)			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
14,15	14,01	1,0	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	55,37	53,81	2,9
6,79	6,74	0,7	Доля в добыче совместных предприятий	24,33	12,44	95,6
20,94	20,75	0,9	Итого добыча углеводородов	79,70	66,25	20,3
155,79	154,36	0,9	млн. т. н. э.	592,21	488,10	21,3
1,69	1,68	0,6	млн. барр. н. э.	1,62	1,34	20,9
Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)				1,62	1,34	20,9

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

** В июне 2015 года произошло присоединение компании Арчинское к компании Восток, в связи с этим с июня 2015 добыча по месторождениям Арчинское и Урманское показывается по компании Восток(ранее было включено в Прочие дочерние общества)

- Суточная добыча по Группе увеличилась на 20,9% год к году и на 0,6% квартал к кварталу;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась год к году на 6,9% и составила 55,67 млн т.н.э. Увеличение обусловлено ростом объемов добычи СеверЭнергии (Арктикгаз), продолжающимся ростом добычи на месторождениях Оренбургского региона, ростом добычи нефти на Приразломном месторождении, в Ираке и на Новопортовском месторождении, а также консолидацией 50% объемов добычи Нортгаза;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 69,2% год к году и на 5,8% квартал к кварталу за счет повышения уровня добычи природного газа на Уренгойском месторождении, началом добычи природного газа на Яро-Яхинском месторождении (СеверЭнергия (Арктикгаз)), ввода в эксплуатацию Южно-Приобского ГПЗ, что привело к росту утилизации ПНГ, а также за счет консолидации 50% объемов добычи Нортгаза.

Покупка нефти

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %	(млн. т.)	12 мес. 2015	2014	Δ, %
1,92	2,29	(16,2)	Покупки нефти в России *	7,74	4,97	55,7
0,24	0,08	200,0	Покупки нефти на международном рынке	0,32	1,66	(80,7)
2,16	2,37	(8,9)	Итого покупки нефти	8,06	6,63	21,6

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

- Увеличение покупки нефти в России на 55,7% год к году обусловлено повышением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке;
- Уменьшение покупки нефти в России на 16,2% квартал к кварталу обусловлено снижением объема переработки.

Переработка

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %	(млн. т.)	12 мес. 2015	2014	Δ, %
4,87	5,40	(9,8)	Омск	20,89	21,28	(1,8)
2,38	3,10	(23,2)	Москва	11,00	10,76	2,2
0,80	0,80	-	Панчево	2,94	2,61	12,6
8,05	9,30	(13,4)	Переработка на НПЗ дочерних компаний	34,83	34,65	0,5
1,99	2,00	(0,5)	Доля в Ярославском НПЗ	7,63	7,65	(0,3)
0,16	0,25	(36,0)	Доля в Мозырском НПЗ	0,61	1,18	(48,3)
10,20	11,55	(11,7)	Итого переработка	43,07	43,48	(0,9)

Производство нефтепродуктов

2,04	2,46	(17,1)	Бензин	9,08	8,84	2,7
-	-	-	Класс 2 и ниже	0,02	-	-
-	0,01	-	Класс 3	0,01	0,16	(93,8)
0,05	0,04	25,0	Класс 4	0,35	0,68	(48,5)
1,99	2,41	(17,4)	Класс 5	8,70	8,00	8,7
0,40	0,32	25,0	Нафта	1,45	1,36	6,6
2,91	3,10	(6,1)	Дизельное топливо	11,87	12,15	(2,3)
0,03	0,04	(25,0)	Класс 2 и ниже	0,11	0,07	57,1
-	-	-	Класс 3	-	0,14	-
-	-	-	Класс 4	-	0,51	-
2,88	3,06	(5,9)	Класс 5	11,76	11,43	2,9
2,06	1,72	19,8	Мазут	7,20	7,39	(2,6)
0,64	0,90	(28,9)	Авиатопливо	3,00	2,99	0,3
0,77	1,01	(23,8)	Судовое топливо	3,67	4,08	(10,0)
0,33	0,70	(52,9)	Битумы	1,86	1,88	(0,8)
0,10	0,11	(9,1)	Масла	0,40	0,37	6,9
0,51	0,66	(22,7)	Прочие	2,57	2,58	(0,4)
9,76	10,98	(11,1)	Итого производство нефтепродуктов	41,10	41,64	(1,3)

- Переработка нефти год к году снизилась незначительно (0,9%). Переработанный объем был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты. При этом производство светлых нефтепродуктов осталось на уровне прошлого года вследствие увеличения стабильного газового конденсата (СГК), поступившего в переработку на Омском НПЗ;
- Снижение переработки квартал к кварталу на 11,7% обусловлено ремонтом «малой цепочки» технологических установок на Московском НПЗ в октябре 2015 и реконструкцией установки каталитического крекинга на Омском НПЗ (сентябрь – декабрь 2015 года), а также снижением экономической эффективности переработки нефти на Московском НПЗ в 4 квартале 2015 г.;
- Снижение объема выпуска дизельного топлива год к году на 2,3% обусловлено ремонтом установки гидроочистки дизельного топлива на Ярославском НПЗ в мае-июне 2015 года и проведением реконструкции установки каталитического крекинга на Омском НПЗ (сентябрь–декабрь 2015 года);
- Рост производства бензинов год к году на 2,7% обусловлен ремонтом «большой цепочки» технологических установок на Московском НПЗ в 2014 г., увеличением переработки СГК, а также внедрением новой схемы вовлечения н-бутана в автомобильные бензины на Московском, Омском и Ярославском НПЗ;
- Объем производства бензинов снизился квартал к кварталу на 17,1% в связи с реконструкцией установки каталитического крекинга на Омском НПЗ (сентябрь – декабрь 2015 года);
- Уменьшение объема производства квартал к кварталу битумов на 52,9%, авиатоплива на 28,9% и судового топлива на 23,8% обусловлено сезонным снижением рыночной потребности. Вследствие этого, а также проведения реконструкции установки каталитического крекинга на Омском НПЗ, объем производства мазута квартал к кварталу вырос на 19,8%.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	4 кв. 2015		3 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	2 297	0,09	1 394	0,04	64,8	125,0
Авиатопливо	1 613	0,05	2 740	0,07	(41,1)	(28,6)
Судовое топливо	1 171	0,05	866	0,03	35,2	66,7
Масла	260	0,00	281	0,01	(7,5)	-
Итого	5 341	0,19	5 281	0,15	1,1	26,7

	12 мес. 2015		12 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	-	-	176	0,01	-	-
Нафта	-	-	2 976	0,10	-	-
Дизельное топливо	7 869	0,27	29 427	0,91	(73,3)	(70,3)
Мазут	61	0,00	35 415	1,88	(99,8)	-
Авиатопливо	9 385	0,26	10 785	0,29	(13,0)	(10,3)
Судовое топливо	5 054	0,19	3 638	0,15	38,9	26,7
Масла	1 124	0,01	826	0,01	36,1	-
Прочие	-	-	201	0,01	-	-
Итого	23 493	0,73	83 444	3,36	(71,8)	(78,3)

- Уменьшение объемов покупки нефтепродуктов на международном рынке год к году связано со снижением объема операций со сторонними ресурсами.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	4 кв. 2015		3 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	1 534	0,05	3 442	0,09	(55,4)	(44,4)
Низкооктановый бензин	154	0,01	356	0,01	(56,7)	-
Дизельное топливо	546	0,03	982	0,03	(44,4)	-
Прочие	255	0,01	103	0,01	147,6	-
Итого	2 489	0,10	4 883	0,14	(49,0)	(28,6)

	12 мес. 2015		12 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	5 820	0,16	8 217	0,25	(29,2)	(36,0)
Низкооктановый бензин	533	0,02	1 245	0,05	(57,2)	(60,0)
Дизельное топливо	2 269	0,09	2 280	0,09	(0,5)	-
Мазут	-	-	165	0,01	-	-
Прочие	653	0,03	488	0,02	33,8	50,0
Итого	9 275	0,30	12 395	0,42	(25,2)	(28,6)

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	4 кв. 2015		3 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	14 658	0,46	11 754	0,33	24,7	39,4
Дизельное топливо	7 336	0,23	5 312	0,17	38,1	35,3
Мазут	116	0,02	110	0,01	5,5	100,0
Авиатопливо	1 889	0,07	2 762	0,09	(31,6)	(22,2)
Судовое топливо	610	0,04	491	0,02	24,2	100,0
Масла	141	0,01	166	0,00	(15,1)	-
Прочие	1 107	0,04	267	0,00	314,6	-
Итого	25 857	0,87	20 862	0,62	23,9	40,3

	12 мес. 2015		12 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	43 080	1,36	34 810	1,12	23,8	21,4
Дизельное топливо	20 456	0,65	15 671	0,51	30,5	27,5
Мазут	919	0,10	737	0,06	24,7	66,7
Авиатопливо	9 055	0,33	14 849	0,57	(39,0)	(42,1)
Судовое топливо	2 225	0,12	891	0,05	149,7	140,0
Масла	528	0,01	126	0,00	319,0	-
Продукты нефтехимии	-	-	413	0,01	-	-
Прочие	2 099	0,07	1 526	0,07	37,5	-
Итого	78 362	2,64	69 023	2,39	13,5	10,5

- Снижение объемов покупки авиатоплива на внутреннем рынке год к году обусловлено снижением потребления топлива авиакомпаниями и снижением объема поставок в Киргизию;
- Увеличение покупки судового топлива на внутреннем рынке год к году обусловлено покупкой топлива ULS FO (топливо с ультранизким содержанием серы) в связи с ростом спроса на данный продукт вследствие введения конвенции МАРПОЛ в Северо-Западной Европе;
- Увеличение объемов покупок бензина и дизельного топлива год к году обусловлено увеличением объема операций со сторонними ресурсами на внутреннем рынке.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %		12 мес. 2015	2014	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 189	1 159	2,6	в России	1 189	1 150	3,4
243	247	(1,6)	в СНГ	243	239	1,7
420	422	(0,5)	в Восточной Европе	420	421	(0,2)
1 852	1 828	1,3	Итого АЗС (на конец периода)	1 852	1 810	2,3
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
20,3	19,7	3,1		19,1	20,0	(4,3)
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы		(млн. т.)	
4,71	5,13	(8,2)	Продажи автомобильного топлива	18,70	18,51	1,0
0,55	0,83	(33,7)	Продажи авиатоплива	2,80	2,84	(1,4)
0,92	1,06	(13,2)	Продажи судового топлива	3,92	4,20	(6,7)
0,06	0,06	-	Продажи масел	0,23	0,19	21,1
6,24	7,08	(11,9)	Итого объем продаж через премиальные каналы	25,65	25,74	(0,3)

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 2,3% год к году;
- Снижение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 4,3% год к году обусловлено снижением покупательской активности и сокращением спроса на нефтепродукты;
- Объем продаж через премиальные каналы остался практически на уровне предыдущего года, в основном за счет следующих факторов:
 - Усилия менеджмента привели к росту реализации автомобильного топлива, а также увеличению доли рынка по всем направлениям премиальных каналов сбыта при общем падении рынка сбыта;
 - Продажа масел год к году выросла на 21,1% вследствие замещения импортных масел на масла, произведенные на внутреннем рынке. В апреле 2014 г. на Омском заводе смазочных материалов был введен в эксплуатацию самый крупный в России комплекс по производству моторных масел, что также позволило увеличить объем продаж масел;
 - Объем продаж судового топлива снизился вследствие снижения спроса на бункеровку в портах РФ;
 - Объем продаж авиатоплива уменьшился вследствие снижения потребления авиакомпаниями и уходом Трансаэро с рынка.
- Снижение объема продаж через премиальные каналы на 11,9% квартал к кварталу обусловлено главным образом сезонным фактором.

Результаты деятельности

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес. 2015	2014	Δ, %
417 527	434 988	(4,0)	Продажи (выручка с учетом пошлин)*	1 655 775	1 690 557	(2,1)
(49 404)	(50 262)	(1,7)	Минус: экспортные пошлины и акцизы**	(187 832)	(282 319)	(33,5)
368 123	384 726	(4,3)	Итого выручка от продаж	1 467 943	1 408 238	4,2
Расходы и прочие затраты						
(94 673)	(90 392)	4,7	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(345 909)	(382 505)	(9,6)
(64 544)	(52 630)	22,6	Производственные и операционные расходы	(214 267)	(171 711)	24,8
(25 679)	(29 652)	(13,4)	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(100 176)	(86 318)	16,1
(33 626)	(33 925)	(0,9)	Транспортные расходы	(133 320)	(116 125)	14,8
(28 011)	(24 623)	13,8	Износ, истощение и амортизация	(98 501)	(85 951)	14,6
(77 000)	(88 408)	(12,9)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(353 145)	(343 576)	2,8
(391)	(229)	70,7	Расходы на геологоразведочные работы	(922)	(936)	(1,5)
(323 924)	(319 859)	1,3	Итого операционные расходы	(1 246 240)	(1 187 122)	5,0
(21 331)	(5 899)	261,6	Прочие расходы	(14 088)	(8 471)	66,3
22 868	58 968	(61,2)	Операционная прибыль	207 615	212 645	(2,4)
707	6 984	(89,9)	Доля в прибыли / (убытке) ассоциированных и совместных предприятий	24 956	(6 306)	-
(26 929)	(40 238)	(33,1)	Убыток от курсовых разниц, нетто	(67 910)	(52 265)	29,9
4 239	3 547	19,5	Финансовые доходы	14 732	7 075	108,2
(12 542)	(7 663)	63,7	Финансовые расходы	(33 943)	(15 279)	122,2
(34 525)	(37 370)	(7,6)	Итого прочие расходы	(62 165)	(66 775)	(6,9)
(11 657)	21 598	-	Прибыль до налогообложения	145 450	145 870	(0,3)
(11 263)	(11 717)	(3,9)	Расход по текущему налогу на прибыль	(38 026)	(17 518)	117,1
5 824	10 209	(43,0)	Доход / (Расход) по отложенному налогу на прибыль	8 774	(1 696)	-
(5 439)	(1 508)	260,7	Итого расход по налогу на прибыль	(29 252)	(19 214)	52,2
(17 096)	20 090	-	Прибыль за период	116 198	126 656	(8,3)
(4 124)	(1 563)	163,9	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(6 537)	(4 563)	43,3
(21 220)	18 527	-	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	109 661	122 093	(10,2)

* Выручка с учетом пошлин (продажи) включает выручку с учетом экспортных пошлин и акцизов, рассчитанных исходя из объема проданной продукции.

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

Выручка

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес.		Δ, %
				2015	2014	
Нефть						
37 598	24 189	55,4	Экспорт	115 905	107 340	8,0
54 256	41 917	29,4	Продажи на экспорт	180 240	229 065	(21,3)
(16 658)	(17 728)	(6,0)	Минус: экспортные пошлины	(64 335)	(121 725)	(47,1)
3 741	2 193	70,6	Международный рынок	9 146	4 036	126,6
6 051	4 691	29,0	Экспорт в СНГ	27 581	15 889	73,6
6 197	4 994	24,1	Экспорт и продажи в СНГ	28 416	15 889	78,8
(146)	(303)	(51,8)	Минус: экспортные пошлины	(835)	-	-
19 959	18 799	6,2	Внутренний рынок	81 187	42 624	90,5
67 349	49 872	35,0	Итого выручка от продаж нефти	233 819	169 889	37,6
Газ						
296	535	(44,7)	Международный рынок	3 411	1 604	112,7
7 271	6 288	15,6	Внутренний рынок	28 243	24 406	15,7
7 567	6 823	10,9	Итого выручка от продаж газа	31 654	26 010	21,7
Нефтепродукты						
43 653	42 611	2,4	Экспорт	202 477	282 084	(28,2)
56 410	56 812	(0,7)	Продажи на экспорт	260 731	400 345	(34,9)
(12 757)	(14 201)	(10,2)	Минус: экспортные пошлины	(58 254)	(118 261)	(50,7)
28 189	30 257	(6,8)	Международный рынок	107 405	104 413	2,9
48 023	48 271	(0,5)	Продажи на международном рынке	171 749	146 153	17,5
(19 834)	(18 014)	10,1	Минус: акциз*	(64 344)	(41 740)	54,2
20 289	22 592	(10,2)	СНГ	78 070	63 989	22,0
20 298	22 608	(10,2)	Экспорт и продажи в СНГ	78 134	64 582	21,0
(9)	(16)	(43,8)	Минус: экспортные пошлины	(64)	(593)	(89,2)
178 698	215 548	(17,1)	Внутренний рынок	740 520	715 854	3,4
270 829	311 008	(12,9)	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	1 128 472	1 166 340	(3,2)
22 378	17 023	31,5	Прочая выручка	73 998	45 999	60,9
368 123	384 726	(4,3)	Итого выручка	1 467 943	1 408 238	4,2

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

Объем реализации

4 кв. 2015	3 кв. 2015			12 мес.		
		Δ, %		2015	2014	Δ, %
(млн. т.)			Нефть	(млн. т.)		
2,73	1,82	50,0	Продажи на экспорт	8,11	8,47	(4,3)
0,20	0,12	66,7	Продажи на международном рынке*	0,48	0,13	269,2
0,43	0,36	19,4	Экспорт в СНГ	1,88	1,16	62,1
1,65	1,50	10,0	Продажи на внутреннем рынке	6,14	3,96	55,1
5,01	3,80	31,8	Итого продажи нефти	16,61	13,72	21,1
(млрд. куб. м.)			Газ	(млрд. куб. м.)		
0,02	0,04	(50,0)	Продажи на международном рынке	0,22	0,13	69,2
3,32	3,10	7,1	Продажи на внутреннем рынке	13,56	12,37	9,6
3,34	3,14	6,4	Итого продажи газа	13,78	12,50	10,2
(млн. т.)			Нефтепродукты	(млн. т.)		
3,01	2,56	17,6	Продажи на экспорт	11,81	15,64	(24,5)
0,92	0,87	5,7	Продажи на международном рынке	3,25	3,03	7,3
0,63	0,64	(1,6)	Экспорт и продажи в СНГ	2,28	2,09	9,1
6,48	7,72	(16,1)	Продажи на внутреннем рынке	27,50	27,54	(0,1)
11,04	11,79	(6,4)	Итого продажи нефтепродуктов	44,84	48,30	(7,2)

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %		12 мес. 2015	2014	Δ, %
(руб./т.)			Нефть	(руб./т.)		
19 874	23 031	(13,7)	Продажи на экспорт	22 224	27 044	(17,8)
14 072	13 031	8,0	Экспорт в СНГ	14 671	13 697	7,1
12 096	12 533	(3,5)	Продажи на внутреннем рынке	13 223	10 764	22,8
(руб./т.)			Нефтепродукты	(руб./т.)		
18 741	22 192	(15,6)	Продажи на экспорт	22 077	25 598	(13,8)
52 199	55 484	(5,9)	Продажи на международном рынке	52 846	48 235	9,6
32 219	35 325	(8,8)	Экспорт и продажи в СНГ	34 269	30 900	10,9
27 577	27 921	(1,2)	Продажи на внутреннем рынке	26 928	25 993	3,6

Реализация нефти

- Снижение объема продаж нефти на экспорт на 4,3% год к году обусловлено ростом реализации нефти в России в связи с более привлекательной ценовой конъюнктурой внутреннего рынка;
- Рост объема продаж нефти на экспорт 50,0% квартал к кварталу обусловлен снижением объема переработки квартал к кварталу;
- Увеличение объемов продаж нефти на экспорт в СНГ на 62,1% год к году обусловлено началом реализации нефти в Узбекистан и увеличением продаж на Мозырский НПЗ;
- Увеличение объемов продаж нефти на внутреннем рынке на 55,1% год к году обусловлено повышением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке.

Реализация газа

- Реализация газа на внутреннем рынке выросла на 9,6% год к году в связи с ростом добычи газа по дочерним и пропорционально консолидируемым компаниям;
- Рост реализации газа на 6,4% квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	4 кв. 2015		3 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Нафта	8 039	0,30	6 144	0,23	30,8	30,4
Дизельное топливо	21 052	0,83	21 412	0,71	(1,7)	16,9
Мазут	16 366	1,56	17 927	1,21	(8,7)	28,9
Авиатопливо	2 809	0,09	4 340	0,12	(35,3)	(25,0)
Судовое топливо	2 469	0,10	3 160	0,12	(21,9)	(16,7)
Битумы	61	0,01	149	0,01	(59,1)	-
Масла	3 247	0,05	753	0,02	331,2	150,0
Продукты нефтехимии	1 405	0,05	1 120	0,06	25,4	(16,7)
Прочие	962	0,02	1 807	0,08	(46,8)	(75,0)
Итого	56 410	3,01	56 812	2,56	(0,7)	17,6

	12 мес. 2015		12 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	1 515	0,05	2 564	0,08	(40,9)	(37,5)
Низкооктановый бензин	642	0,02	5 336	0,17	(88,0)	(88,2)
Нафта	28 904	1,08	36 044	1,16	(19,8)	(6,9)
Дизельное топливо	98 405	3,34	148 502	4,59	(33,7)	(27,2)
Мазут	78 146	5,45	137 816	7,12	(43,3)	(23,5)
Авиатопливо	17 947	0,54	24 431	0,72	(26,5)	(25,0)
Судовое топливо	17 304	0,68	26 505	1,03	(34,7)	(34,0)
Битумы	406	0,03	831	0,04	(51,1)	(25,0)
Масла	5 570	0,12	3 925	0,09	41,9	33,3
Продукты нефтехимии	8 415	0,38	7 941	0,39	6,0	(2,6)
Прочие	3 477	0,12	6 450	0,25	(46,1)	(52,0)
Итого	260 731	11,81	400 345	15,64	(34,9)	(24,5)

- Рост объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 17,6% квартал к кварталу обусловлен снижением объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке;
- Снижение объемов реализации нефтепродуктов на экспорт на 24,5% год к году обусловлено сокращением объемов реализации сторонних ресурсов и снижением объемов производства мазута.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	4 кв. 2015		3 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	7 823	0,20	9 117	0,20	(14,2)	-
Низкооктановый бензин	1 347	0,04	1 465	0,04	(8,1)	-
Дизельное топливо	7 666	0,22	7 444	0,19	3,0	15,8
Мазут	253	0,05	186	0,02	36,0	150,0
Авиатопливо	1 776	0,06	1 776	0,05	-	20,0
Битумы	222	0,03	1 014	0,08	(78,1)	(62,5)
Масла	595	0,02	614	0,02	(3,1)	-
Продукты нефтехимии	207	0,01	457	0,02	(54,7)	(50,0)
Прочие	409	0,00	535	0,02	(23,6)	-
Итого	20 298	0,63	22 608	0,64	(10,2)	(1,6)

	12 мес. 2015		12 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	32 971	0,81	25 693	0,75	28,3	8,0
Низкооктановый бензин	5 019	0,14	3 884	0,13	29,2	7,7
Дизельное топливо	26 479	0,71	24 617	0,76	7,6	(6,6)
Мазут	471	0,08	688	0,07	(31,5)	14,3
Авиатопливо	5 505	0,17	3 192	0,09	72,5	88,9
Битумы	2 395	0,19	1 870	0,13	28,1	46,2
Масла	2 435	0,07	2 181	0,07	11,6	-
Продукты нефтехимии	1 218	0,06	994	0,05	22,5	20,0
Прочие	1 641	0,05	1 463	0,04	12,2	25,0
Итого	78 134	2,28	64 582	2,09	21,0	9,1

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	4 кв. 2015		3 кв. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	73 219	2,13	93 605	2,44	(21,8)	(12,7)
Низкооктановый бензин	402	0,01	617	0,02	(34,8)	(50,0)
Дизельное топливо	62 355	1,86	62 500	2,11	(0,2)	(11,8)
Мазут	2 742	0,44	2 536	0,32	8,1	37,5
Авиатопливо	17 288	0,61	23 855	0,86	(27,5)	(29,1)
Судовое топливо	10 575	0,77	15 529	0,93	(31,9)	(17,2)
Битумы	2 273	0,23	6 278	0,56	(63,8)	(58,9)
Масла	2 503	0,06	2 893	0,06	(13,5)	-
Продукты нефтехимии	5 178	0,23	4 874	0,26	6,2	(11,5)
Прочие	2 163	0,14	2 861	0,16	(24,4)	(12,5)
Итого	178 698	6,48	215 548	7,72	(17,1)	(16,1)

	12 мес. 2015		12 мес. 2014		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	311 214	8,94	285 311	8,60	9,1	4,0
Низкооктановый бензин	2 028	0,07	3 604	0,13	(43,7)	(46,2)
Дизельное топливо	231 189	7,44	220 000	7,35	5,1	1,2
Мазут	11 629	1,55	18 271	1,74	(36,4)	(10,9)
Авиатопливо	76 269	2,81	76 108	2,91	0,2	(3,4)
Судовое топливо	53 451	3,30	60 823	3,39	(12,1)	(2,7)
Битумы	14 604	1,50	16 405	1,58	(11,0)	(5,1)
Масла	10 249	0,23	7 693	0,22	33,2	4,5
Продукты нефтехимии	19 607	1,01	18 969	0,98	3,4	3,1
Прочие	10 280	0,65	8 669	0,64	18,6	1,6
Итого	740 520	27,50	715 853	27,54	3,4	(0,1)

- Объем продаж авиатоплива на внутреннем рынке квартал к кварталу снизился на 29,1% за счет снижения потребления авиакомпаниями;
- Объем продаж битумов квартал к кварталу снизился на 58,9% вследствие сезонного фактора;
- Снижение продаж судового топлива на внутреннем рынке квартал к кварталу на 17,2% и год к году на 2,7% вызвано снижением емкости бункерного рынка РФ;
- Общий объем продаж нефтепродуктов на внутреннем рынке за год остался на уровне предыдущего года. Структура продаж соответствует структуре производства;
- Снижение объема продаж битумов год к году на 5,1% обусловлено снижением финансирования дорожной отрасли РФ.

Прочая выручка

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

- Рост прочей выручки на 60,9% год к году обусловлен, в основном, увеличением объема операторских услуг совместному предприятию Мессояханефтегаз в связи с развитием проекта.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов снизилась на 9,6% год к году в связи со снижением объема покупок нефтепродуктов и снижением цен на нефть и нефтепродукты.

Производственные и операционные расходы

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес. 2015	2014	Δ, %
29 434	24 793	18,7	Расходы на добычу углеводородов	99 378	83 602	18,9
20 590	18 027	14,2	Дочерние компании на территории РФ	72 854	63 955	13,9
			в том числе			
17 591	15 276	15,2	расходы на добычу по зрелым месторождениям	61 225	57 271	6,9
1 780	1 602	11,1	руб./т.н.э.	1 582	1 472	7,5
3,68	3,47	6,1	долл. США/барр. н. э.	3,54	5,22	(32,2)
2 999	2 751	9,0	расходы на добычу по новым месторождениям	11 629	6 684	74,0
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**			
3 582	2 465	45,3		9 426	4 323	118,0
5 262	4 301	22,3	Пропорционально консолидируемые компании	17 098	15 324	11,6
2 392	1 912	25,1	руб./т.н.э.	1 932	1 691	14,2
4,95	4,14	19,5	долл. США/барр. н. э.	4,32	6,01	(28,0)
14 849	13 993	6,1	Расходы на переработку	53 549	46 222	15,9
			Расходы на переработку нефти на НПЗ			
8 835	7 789	13,4	дочерних компаний	30 724	26 510	15,9
1 098	838	31,0	руб./т.	882	765	15,3
2,27	1,81	25,2	долл. США/барр	1,97	2,72	(27,3)
			Расходы на переработку нефти на НПЗ			
3 788	4 071	(7,0)	совместных предприятий	14 648	14 145	3,6
1 762	1 809	(2,6)	руб./т.	1 778	1 602	11,0
3,64	3,92	(7,0)	долл. США/барр	3,98	5,69	(30,1)
			Расходы на производство масел и фасованной			
2 226	2 133	4,4	продукции	8 177	5 567	46,9
6 573	7 628	(13,8)	Расходы на транспортировку до НПЗ	27 541	26 234	5,0
13 688	6 216	120,2	Прочие операционные расходы	33 799	15 653	115,9
64 544	52 630	22,6	Итого	214 267	171 711	24,8

* пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период

** СРП – соглашение о разделе продукции

- 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 территории РФ на 13,9% год к году обусловлен включением в консолидацию Приразломного месторождения и увеличением мероприятий по интенсификации добычи (ГТМ);
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 7,5% год к году в результате:
 - Увеличения мероприятий по интенсификации добычи (ГТМ на базовом фонде) для поддержания уровня добычи нефти;
 - Роста добычи жидкости вследствие увеличения обводненности добываемой продукции;
 - Продолжения перехода на прокатную схему эксплуатации УЭЦН (экономия на закупке оборудования привела к росту затрат на аренду);

- Роста тарифов естественных монополий и инфляционного давления, которое частично компенсировалось мероприятиями по оптимизации затрат.
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ на 118,0% год к году обусловлен началом коммерческой добычи в Ираке (проект Бадра) и Курдистане;
- 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;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 15,3% год к году в связи с:
 - Ростом тарифов естественных монополий;
 - Ростом затрат на сырье и материалы вследствие инфляционного давления;
 - Ростом затрат, связанных с повышением требований к качеству дизельного топлива, транспортируемого по магистральному нефтепродуктопроводу;
 - Ростом затрат на ремонт установок на Омском НПЗ;
 - Ростом затрат по экологической программе.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 11,0% год к году в связи с ростом затрат на сырье и материалы вследствие инфляционного давления;
- Операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий снизились на 7,0% квартал к кварталу в основном в связи со снижением объема переработки нефти на Мозырском НПЗ;
- Рост расходов на транспортировку год к году на 5,0% обусловлен ростом объемов переработки на Московском НПЗ в 2015 году и ростом тарифов на транспортировку нефти;
- Прочие операционные расходы выросли год к году в основном в результате увеличения операторских услуг, которые Группа оказывает совместному предприятию Мессояханефтегаз.

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 добывающих дочерних обществах и собственных НПЗ), социальные выплаты, услуги банка, страхование, юридические, консультационные и аудиторские услуги, прочие расходы.

- Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы увеличились на 16,1% год к году в результате:
 - Начала коммерческой добычи в Ираке (проект Бадра) и Курдистане;
 - Консолидации ГПН Шельф с ноября 2014г.;
 - Роста расходов по зарубежным дочерним обществам в результате ослабления курса рубля;
 - Создание резерва по задолженности ОАО «АК «Трансаэро»;
 - Роста числа АЗС и расширения 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 14,8% год к году в связи с ростом добычи нефти, ростом тарифов естественных монополий, а также ростом курса доллара по отношению к рублю, повлиявшего на транспортные расходы по экспорту нефти и 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 14,6% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации программы капитальных вложений Группы.

Налоги, за исключением налога на прибыль

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес.		
				2015	2014	Δ, %
52 241	63 052	(17,1)	Налог на добычу полезных ископаемых	256 477	236 027	8,7
14 926	19 691	(24,2)	Акциз	68 358	84 184	(18,8)
2 396	2 369	1,1	Налог на имущество	9 529	9 477	0,5
4 347	3 238	34,2	Взносы по социальному страхованию	15 599	11 886	31,2
3 090	58	5 264,7	Прочие налоги	3 182	2 002	58,9
77 000	88 408	(12,9)	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	353 145	343 576	2,8

- Рост налогов, за исключением налога на прибыль, на 2,8% год к году обусловлен увеличением НДС на 8,7% в связи с ростом базовой ставки НДС в результате налогового маневра, а также ростом добычи нефти дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями, что было частично компенсировано снижением суммы акциза на 18,8%.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес.		
				2015	2014	Δ, %
631	442	42,8	Славнефть	9 265	(5 072)	-
(126)	5 283	-	СеверЭнергия (Арктикгаз)	11 913	(1 809)	-
1 322	873	51,4	Нортгаз	3 466	-	-
(1 120)	386	-	Прочие компании	312	575	(45,7)
707	6 984	(89,9)	Доля в прибыли / (убытке) ассоциированных и совместных предприятий	24 956	(6 306)	-

- Доля Группы в прибыли Славнефти выросла год к году главным образом за счет роста цен на нефть на внутреннем рынке, роста стоимости процессинговых услуг и снижения убытка по курсовым разницам;
- Рост доли Группы в прибыли СеверЭнергии (Арктикгаз) за 12 месяцев 2015 связан с вводом в эксплуатацию основных месторождений СеверЭнергии (Арктикгаз) и увеличением доли владения.

Прочие доходы и расходы

- Прочие расходы увеличились квартал к кварталу на 66,3% и год к году на 261,6% в результате создания резерва под обесценение активов.

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.)	12 мес.		Δ %
	2015	2014	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	285 175	283 965	0,4
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(314 511)	(364 792)	(13,8)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности	82 193	10 573	677,4
Чистое увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	52 857	(70 254)	-

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	12 мес.		Δ %
	2015	2014	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	312 169	304 421	2,5
Изменения в оборотном капитале	18 342	23 907	(23,3)
Уплаченный налог на прибыль	(19 522)	(30 122)	(35,2)
Проценты уплаченные	(28 229)	(16 624)	69,8
Дивиденды полученные	2 415	2 383	1,3
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	285 175	283 965	0,4

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности увеличились на 0,4% год к году в основном в результате увеличения операционной прибыли, которое было частично компенсировано ростом процентных расходов и изменением рабочего капитала.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	12 мес.		Δ %
	2015	2014	
Капитальные затраты	(349 036)	(271 330)	28,6
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	197	(57 848)	-
Поступление / (Размещение) денежных средств на депозитах	45 745	(15 877)	-
Прочие операции	(11 417)	(19 737)	(42,2)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(314 511)	(364 792)	(13,8)

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, снизились на 13,8% год к году. Рост капитальных затрат был компенсирован меньшим объемом средств, направленных на приобретение новых активов.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	12 мес.		Δ %
	2015	2014	
Поступление займов и кредитов	121 565	67 160	81,0
Выплата дивидендов акционерам компании	(36 346)	(46 755)	(22,3)
Приобретение неконтролирующих долей участия	-	(4 118)	-
Прочие операции	(3 026)	(5 714)	(47,0)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности	82 193	10 573	677,4

- Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности увеличились вследствие большего объема привлечений кредитов и займов.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	12 мес.		Δ, %
	2015	2014	
Разведка и добыча	255 235	192 739	32,4
Дочерние компании	239 199	178 330	34,1
Пропорционально консолидируемые компании	16 036	14 409	11,3
Нефтепереработка	31 552	26 765	17,9
Маркетинг и сбыт	13 547	13 576	(0,2)
Прочие	13 317	10 731	24,1
Подытог капитальные вложения	313 651	243 811	28,6
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	35 385	27 519	28,6
Итого капитальные вложения	349 036	271 330	28,6

- Рост капитальных вложений в сегменте разведка и добыча на 32,4% год к году обусловлен главным образом:
 - Активным строительством крупных инфраструктурных объектов Новопортовского месторождения;
 - Капитальными затратами на Приразломном месторождении в связи с консолидацией актива с ноября 2014г.;
 - Реализацией программы ГРП и разведочного бурения на проектах в Ираке;
 - Приобретением новых лицензий в Оренбургском регионе и Западной Сибири;
 - Бурением на Приобском месторождении;
 - Строительством объектов утилизации газа на основных активах и в Оренбургском регионе.

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Краткосрочные кредиты и займы	147 319	61 121
Долгосрочные кредиты и займы	670 779	502 306
Денежные средства и денежные эквиваленты	(114 198)	(53 167)
Краткосрочные депозиты	(49 206)	(76 658)
Чистый долг	654 694	433 602
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	18,0	10,8
Отношение чистого долга к показателю EBITDA в годовом выражении	1,90	1,44

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга снизился с 4,49 лет на 31 декабря 2014 до 3,50 лет на 31 декабря 2015 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 3,48% на 31 декабря 2014 до 4,38% на 31 декабря 2015 г.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес.		
				2015	2014	Δ, %
(17 096)	20 090	-	Прибыль за период	116 198	126 656	(8,3)
5 439	1 508	260,7	Итого расход по налогу на прибыль	29 252	19 214	52,2
12 542	7 663	63,7	Финансовые расходы	33 943	15 279	122,2
(4 239)	(3 547)	19,5	Финансовые доходы	(14 732)	(7 075)	108,2
28 011	24 623	13,8	Износ, истощение и амортизация	98 501	85 951	14,6
26 929	40 238	(33,1)	Прибыль от курсовых разниц, нетто	67 910	52 265	29,9
21 331	5 899	261,6	Прочие расходы	14 088	8 471	66,3
72 917	96 474	(24,4)	EBITDA	345 160	300 761	14,8
			Минус: Доля в прибыли / (убытке) ассоциированных и совместных предприятий			
(707)	(6 984)	(89,9)		(24 956)	6 306	-
			Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий			
20 378	22 967	(11,3)		84 607	35 547	138,0
92 588	112 457	(17,7)	Итого скорректированная EBITDA	404 811	342 614	18,2

Финансовые показатели

Рентабельность

	12 мес.		
	2015	2014	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	27,58	24,33	3,2
Рентабельность по чистой прибыли, %	7,92	8,99	(1,1)
Рентабельность активов (ROA), %	5,07	6,92	(1,8)
Рентабельность капитала (ROE), %	9,77	11,90	(2,1)
Доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	10,51	13,07	(2,6)

Ликвидность

	12 мес.		
	2015	2014	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,46	1,88	(22,1)
Коэффициент срочной ликвидности	0,79	0,94	(16,1)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,51	0,53	(2,4)

Лeverедж

	12 мес.		
	2015	2014	Δ, п.п.
Чистый долг / Итого Активы, %	26,34	20,67	5,7
Чистый долг / Капитал, %	52,44	38,38	14,1
Лeverедж, %	36,05	31,11	4,9
			Δ, %
Чистый долг / Рыночная капитализация	0,90	0,64	40,3
Чистый долг / EBITDA	1,90	1,44	31,6
Итого долг / EBITDA	2,37	1,87	26,5

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.

Значительное снижение цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке за 12 месяцев 2015 оказало негативное влияние на результат Группы. Часть негативного влияния от падения международных цен была нивелирована ростом курса доллара по отношению к рублю.

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %		12 мес. 2015	2014	Δ, %
			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
43,77	50,47	(13,3)	Нефть "Brent"	52,46	98,95	(47,0)
42,01	49,55	(15,2)	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	51,49	96,94	(46,9)
				(долл. США/т.)		
461,60	599,03	(22,9)	Бензин Premium (ср. NWE)	569,96	918,72	(38,0)
402,45	419,54	(4,1)	Нафта (ср. Med и NWE)	450,05	825,28	(45,5)
410,39	485,24	(15,4)	Дизельное топливо (ср. NWE)	500,70	854,41	(41,4)
395,99	471,36	(16,0)	Газойль 0,2% (ср. Med)	486,26	837,77	(42,0)
174,93	234,76	(25,5)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	247,49	518,48	(52,3)
			Внутренний рынок	(руб./т.)		
32 521	36 597	(11,1)	Высокооктановый бензин	32 488	31 948	1,7
28 934	31 219	(7,3)	Низкооктановый бензин	28 435	28 071	1,3
29 502	29 492	-	Дизельное топливо	28 944	27 764	4,2
5 553	7 448	(25,4)	Мазут	7 202	9 014	(20,1)

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

Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция

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

4 кв. 2015	3 кв. 2015		12 мес. 2015	2014
2,5	2,0	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	12,9	11,4
65,94	62,98	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	60,96	38,42
66,24	55,52	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	56,26	32,73
72,88	66,24	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	72,88	56,26
10,0%	19,0%	Изменение курса рубля к доллару США за период	30,0%	72,0%

Налогообложение

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

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %		12 мес. 2015	2014	Δ, %
			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
92,33	128,47	(28,1)	Нефть	120,25	366,14	(67,2)
44,30	61,60	(28,1)	Светлые нефтепродукты	57,67	241,63	(76,1)
44,30	61,60	(28,1)	Дизельное топливо	57,67	237,93	(75,8)
71,97	100,17	(28,2)	Бензин	93,75	329,48	(71,5)
78,43	109,17	(28,2)	Нафта	102,17	329,48	(69,0)
70,10	97,57	(28,2)	Темные нефтепродукты	91,34	241,63	(62,2)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
5 099	6 262	(18,6)	Нефть (руб./т.)	6 326	5 831	8,5

Ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты

Ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты рассчитываются Министерством экономического развития РФ в соответствии с Методикой расчета вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, утвержденной Постановлением Правительства РФ №276 от 29 марта 2013 г.

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 от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ), 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 + 42,0% × (P – 182,50) на 2015 г.

Нефть, экспортируемая в Казахстан и Белоруссию, не облагается вывозной таможенной пошлиной на нефть.

б) В соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2012 г. № 239-ФЗ 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 от 29 марта 2013 г. № 276 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)

Федеральным законом от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ и Постановлением Правительства РФ от 29 ноября 2014 г. №1274 вышеописанный порядок расчета пониженных ставок вывозных таможенных

пошлин на нефть сырую был скорректирован. В соответствии с новым порядком расчет ставок производится следующим образом:

$Ст = (P - 182,5) \times K - 56,57 - 0,14 \times P$, где P - цена на нефть "Юралс" (в долларах США за тонну), а K - приростной коэффициент, равный 42% в 2015 г.

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 с.ш Ямало-Ненецкого автономного округа.

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.

в) В соответствии с п.1.1 ст.35 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» для нефти, добытой на новом морском месторождении, установлено освобождение от уплаты вывозной таможенной пошлины на срок до:

- 31 марта 2032 г. - для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50% и более своей площади в Балтийском море, Черном море (глубина до 100м), Печорском или Белом море, Охотском море (южнее 55° с.ш.), Каспийском море;
- 31 марта 2042 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина более 100м), Охотском море (севернее 55° с.ш.), Баренцевом море (южнее 72° с.ш.);
- неограниченно - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 72° с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море).

В соответствии с пп.5 ст.11.1 НК РФ новым морским месторождением признается морское месторождение, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на котором приходится на период с 1 января 2016 г. При этом в случае, если по состоянию на 1 января 2014 г. степень выработанности всех видов углеводородного сырья (за исключением попутного газа) морского месторождения составляет менее 1%, налогоплательщик вправе самостоятельно принять решение об отнесении указанного месторождения к новому морскому месторождению.

Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты

В соответствии со статьей 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», ставка вывозной таможенной пошлины на отдельные категории товаров, выработанных из нефти, устанавливается Правительством РФ. Нефтепродукты, экспортируемые в Казахстан, Белоруссию и Киргизию, не облагаются вывозной таможенной пошлиной. Также в рамках индикативных балансов от вывозных таможенных пошлин освобождаются нефтепродукты, экспортируемые в Таджикистан и Армению, с 13 ноября 2013 г. и 19 января 2015 г. соответственно.

Постановлением Правительства РФ от 29 марта 2013 г. № 276 установлен следующий порядок определения ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты:

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

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 3 января 2014 г. №2 на 2014 г для дизельного топлива был установлен расчетный коэффициент (K) в размере 0,65, для бензинов и нафты – 0,90, для прочих светлых и темных нефтепродуктов – 0,66.

С 1 января 2015 г. Федеральным законом от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ и Постановлением Правительства РФ от 29 ноября 2014 г. №1274 установлены следующие коэффициенты для расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты:

	2015 г.	2016 г.	с 2017 г.
Легкие и средние дистилляты			
Дизельное топливо	0,48	0,4	0,3
Масла смазочные			
Нафта	0,85	0,71	0,55
Бензин	0,78	0,61	0,3

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 (в редакции Федерального закона от 23 ноября 2015 г. №323-ФЗ) установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты (рублей за тонну):

	2014	2015	2016	2017
Бензин				
Ниже класса 3	11 110	7 300	10 500	9 700
Класс 3	10 725	7 300	10 500	9 700
Класс 4	9 916	7 300	10 500	9 700
Класс 5	6 450	5 530	7 530	5 830
Прямогонный	11 252	11 300	10 500	9 700
Дизельное топливо				
Ниже класса 3	6 446	3 450	4 150	3 950
Класс 3	6 446	3 450	4 150	3 950
Класс 4	5 427	3 450	4 150	3 950
Класс 5	4 767	3 450	4 150	3 950
Печное топливо	6 446	3 000	4 150	3 950
Моторные масла	8 260	6 500	6 000	5 400
Средние дистилляты			4 150	3 950

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

а) В соответствии со статьей 342 НК РФ (в редакции Федерального закона от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ) установлены следующие формулы для определения ставки НДПИ на нефть):

	2014	2015	2016	2017
НДПИ на нефть	$493 \times K_{ц} \times K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв}$	$766 \times K_{ц} - Дм$	$857 \times K_{ц} - Дм$	$919 \times K_{ц} - Дм$

$Дм = K_{ндпи} \times K_{ц} \times (1 - K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times K_{кан})$

Кндпи = 530 на 2015 г., 559 – с 2016 г.

Кц – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, определяется по следующей формуле: $K_{ц} = (\frac{Ц}{15}) \times \frac{Р}{261}$, где Ц – среднемесячная цена Urals на роттердамской и средиземноморской биржах (доллар США/баррель) и Р – среднемесячный курс рубля к доллару США.

Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть для участков недр с высокой

степень 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_v рассчитывается по формуле: $K_v = 3,8 - 3,5 \times N/V$. В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент K_v принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент K_v принимается равным 1. Для участка недр, содержащего в себе залежь (залежи) нефти, значение коэффициента K_d для которой составляет менее 1, коэффициент K_v принимается равным 1.

Кз – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС для малых участков недр. В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_z – 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 меньше или равна 0,05, коэффициент K_z рассчитывается по формуле: $K_z = 0,125 \times V_z + 0,375$.

Кд – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти. Его значение варьируется от 0,2 до 1 в зависимости от сложности добычи нефти из конкретной залежи:

- 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: $K_{дв} = 3,8 - 3,5 \times N_{дв}/V_{дв}$. 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. Если участок недр содержит залежь (залежи) нефти, значение коэффициента K_d для которой составляет менее 1, в отношении иных залежей данного участка (коэффициент K_d для которых равен 1) коэффициент $K_{дв}$ принимается равным значению коэффициента K_v , определяемому для всего участка недр.

Ккан – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на нефть на участках недр, расположенных полностью или частично в регионах со сложными природно-климатическими и геологическими условиями (в частности, п-ов Ямал в ЯНАО, Иркутская область, Республика Саха (Якутия)). Коэффициент $K_{кан}$ принимается равным 0 до 1-го числа месяца, следующего за месяцем наступления хотя бы одного из следующих условий: достижение предельного объема накопленной добычи нефти на участке недр (1) или истечение предельно установленного срока (2). По истечении предельного срока применения налоговой льготы $K_{кан}$ принимается равным 1.

б) В соответствии с п.2.1 ст.342 и п.6 ст.338 НК РФ для нефти, добытой на новом морском месторождении, установлены следующие адвалорные ставки НДС (в % от стоимости):

- 30% до истечения 5 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья, но не позднее 31 марта 2022 г. - для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50% и более своей площади в Балтийском море;

- 15% до истечения 7 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья, но не позднее 31 марта 2032 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина до 100м), Японском, Печорском или Белом море, Охотском море (южнее 55° с.ш.), Каспийском море;
- 10% до истечения 10 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья, но не позднее 31 марта 2037 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Охотском море (севернее 55° с.ш.), в Черном море (глубина более 100м), Баренцевом море (южнее 72° с.ш.);
- 5% до истечения 15 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья, но не позднее 31 марта 2042 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 72° с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море).

Кроме того, налоговым законодательством установлена нулевая ставка налога в отношении нефти, добытой из залежей, отнесенных к баженовским продуктивным отложениям, при условии соблюдения требований НК РФ.

Эффективная ставка НДПИ на нефть по Группе

4 кв. 2015	3 кв. 2015	Δ, %		12 мес. 2015	2014	Δ, %
5 099	6 262	(18,6)	Общеустановленная ставка НДПИ на нефть	6 326	5 831	8,5
4 812	5 855	(17,8)	Эффективная ставка НДПИ на нефть (с учетом применения Кв, Кз и Кд)	5 961	5 588	6,7
287	407		Отклонение эффективной ставки НДПИ на нефть от общеустановленной (руб./т.)	365	243	
5,6%	6,5%		Отклонение эффективной ставки НДПИ на нефть от общеустановленной (%)	5,8%	4,2%	

По итогам 12 месяцев 2015 г. эффективная ставка НДПИ на нефть составила 5 961 руб./т., что на 366 руб./т. ниже средней общеустановленной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДПИ на нефть, в том числе понижающих коэффициентов Кв, Кз, Кд и Ккан.

НДПИ на природный газ и газовый конденсат

В соответствии со статьей 342 НК РФ (в редакции Федерального закона от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ) установлены следующие ставки НДПИ на газ горючий природный и газовый конденсат:

	2014 (01.01-30.06)	2014 (01.07-31.12)	2015
Природный газ (руб./ тыс. куб. м.)	471*	35 x Еут x Кс	35 x Еут x Кс + Тг
	700		
Газовый конденсат (руб. / тонну)	647	42 x Еут x Кс	42 x Еут x Кс x Ккм

* 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%.

Еут - базовое значение единицы условного топлива, рассчитываемое налогоплательщиком в зависимости от цены природного газа и газового конденсата, а также соотношения объемов добычи указанных углеводородов.

Кс - коэффициент, характеризующий сложность добычи полезного ископаемого из залежи углеводородного сырья. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на природный газ и газовый конденсат и принимается равным минимальному значению из 5 понижающих коэффициентов - Кр (льгота по территориальному признаку), Квг (льгота для выработанных участков недр), Кгз (льгота для залежей с глубиной залегания более 1,7 км), Кас (льгота для участков недр региональной системы газоснабжения) и Корз (льгота для залежей, отнесенных к туронским продуктивным отложениям).

Тг - показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (согласно информации ФСТ России на 2015 год принимается равным 0).

Ккм - корректирующий коэффициент, равный 4,4 на 2015 год.

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 НДС на нефть и природный газ):

Налоговые льготы, применяемые в течение 9 месяцев 2015 г.	Применимость к Группе
НДС на нефть	
Понижающий коэффициент Кз к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Воргенское, Восточно-Вынгайхинское, Северо-Карамовское, Вальнтойское, Южно-Пурпейское) ЗАО «Живой исток» (Балейкинское)
Понижающий коэффициент Кв к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Пограничное, Холмогорское, Чатылькинское, Муравленковское, Сугмутское) ООО «Газпромнефть-Восток» (Западно-Лугинецкий участок, Шингинское) ОАО «Южуралнефтегаз» (Капитоновское)
Понижающий коэффициент Кд к ставке НДС	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Вынгайхинское, Еты-Пуровское, Западно-Ноябрьское, Крайнее) ООО «Газпромнефть-Восток» (Урманское, Арчинское, Южно-Шингинское) ООО «Заполярье» (Вынгапуровское, Новогоднее) ООО «Газпромнефть-Хантос» (Приобское)
Понижающий коэффициент Ккан к ставке НДС	ООО «Газпромнефть-Ангара» (Тымпучиканское, Игнялинское) ООО «Газпромнефть-Ямал» (Новопортовское)
Ставка 0 руб. при добыче нефти из залежей баженовских продуктивных отложений	ООО «Газпромнефть-Хантос» (Красноленинское)

Пониженная ставка НДС при добыче на новом морском месторождении, расположенном на 50 и более процентов своей площади в Печорском море	ООО «Газпромнефть Шельф» (Приразломное)
НДС на газ	
Понижающий коэффициент Кс к ставке НДС	ООО «Газпромнефть-Ямал» (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)	ООО «Газпромнефть-Хантос» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
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»
Освобождение от налога на имущество - в отношении месторождений, введенных в разработку после 01.01.2011 г. (в соответствии с региональным 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»
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», ЗАО «Центр наукоемких технологий»

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. 2015	3 кв. 2015	Δ, %	(руб./т.)	12 мес. 2015	2014	Δ, %
Нефть						
			Экспорт			
1 617	1 463	10,6	Трубопроводный	1 624	1 681	(3,4)
			СНГ			
1 456	1 062	37,2	Трубопроводный	1 221	1 204	1,4
			Транспортировка на НПЗ			
441	384	15,1	Омский НПЗ	428	509	(15,9)
889	904	(1,6)	Московский НПЗ	1 006	972	3,5
1 180	1 088	8,5	Ярославский НПЗ	1 081	1 067	1,3
Нефтепродукты						
			Экспорт с Омского НПЗ			
2 749	2 747	0,1	Бензин	2 759	2 401	14,9
4 024	4 028	(0,1)	Мазут	4 275	4 121	3,8
5 333	5 000	6,6	Дизельное топливо	4 682	3 288	42,4
			Экспорт с Московского НПЗ			
1 944	1 944	-	Бензин	1 923	1 678	14,6
2 751	2 651	3,8	Мазут	2 537	1 523	66,6
2 162	1 559	38,7	Дизельное топливо	1 915	1 720	11,3
			Экспорт с Ярославского НПЗ			
1 516	1 363	11,2	Бензин	1 414	1 210	16,9
1 844	1 809	2,0	Мазут	1 826	1 659	10,1
1 880	1 906	(1,3)	Дизельное топливо	1 819	1 530	18,9

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 12 месяцев 2015 и 2014 представлено ниже:

	12 мес.	
	2015	2014
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	6,3%	33,5%
трубопровод «Дружба»	19,0%	13,1%
порт Новороссийск	31,4%	22,9%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	31,9%	30,5%
экспортировано минуя систему Транснефть:	11,4%	0,0%
с месторождения Приразломное	8,3%	0,0%
с Новопортовского месторождения	3,1%	0,0%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	95,5%	100,0%
Узбекистан	4,5%	0,0%
Итого	100,0%	100,0%

www.gazprom-neft.com

Контакты: ПАО «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.