

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2016 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 гг.

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 декабря 2016 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2016 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 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 совместные операции (МСФО 11) («Томскнефть», «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) 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. 2016	3 кв. 2016	Δ, %		12 мес.		Δ, %
				2016	2015	
Финансовые результаты (млн. руб.)						
474 438	450 249	5,4	Выручка с учетом пошлин (продажи)*	1 695 764	1 655 775	2,4
131 329	121 338	8,2	Скорректированная EBITDA**	456 198	404 811	12,7
5 791	5 594	3,5	руб./т. н. э.	5 292	5 079	4,2
12,37	11,65	6,2	долл. США***/барр. н. э.	10,63	11,21	(5,2)
52 699	57 085	(7,7)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	200 179	109 661	82,5
Операционные результаты						
168,28	161,13	4,4	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	640,17	592,21	8,1
22,68	21,69	4,6	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	86,20	79,70	8,2
1,83	1,75	4,6	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,75	1,62	8,0
118,66	113,67	4,4	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	447,03	416,12	7,4
297,76	284,67	4,6	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	1 158,86	1 056,55	9,7
10,68	10,56	1,1	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	41,89	43,07	(2,7)

* Выручка с учетом пошлин (продажи) включает выручку с учетом экспортных пошлин и акциза с продаж

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

*** Пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период.

Основные события за 2016 г.

- 25 мая 2016 г. состоялось открытие терминала «Ворота Арктики» Новопортовского месторождения;
- В сентябре 2016 г. началась коммерческая добыча нефти на Восточно-Мессояхском месторождении. В конце октября получена налоговая льгота по экспортной пошлине;
- За 2016 г. были спущены на воду шесть танкеров класса Arc7, строящихся для обеспечения круглогодичного вывоза нефти с Новопортовского месторождения, и ледокол для сопровождения. В сентябре и октябре 2016 г. первые 2 танкера были переданы Группе;
- Группа разместила рублевые облигации на сумму 25 млрд. руб. в марте 2016 г., 10 млрд. руб. в июне 2016 г. и 15 млрд. руб. в августе 2016 г.;
- В рамках проекта повышения нефтеотдачи компания «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) завершила строительство завода по смешению трехкомпонентной смеси АСП на территории Салымской группы месторождений и начала закачку смеси в пласт;
- Начиная с марта 2016 г. Газпром нефть стала оператором на блоке Garmian в Курдистане (ранее оператором являлась компания Western Zagros);
- В начале 2016 г. Группа открыла инновационный центр сопровождения бурения на базе Научно-технического центра;
- В августе 2016 г. запущена в эксплуатацию газотурбинная электростанция на Шингинском месторождении;
- В марте 2016 г. Группа приобрела 75% в ООО «НОВА-Брит», владеющем заводом по производству инновационных битумных материалов;
- В июле 2016 г. Группа приобрела группу компаний «Росполихим» в Нижнем Новгороде, занимающуюся производством высокотехнологичных смазочных материалов;
- В августе 2016 г. Группа приобрела компанию «Чукотаэросбыт», занимающуюся заправкой самолетов и вертолетов в трех крупнейших аэропортах Чукотки: Анадыре, Певеке и Кепперееме;
- Открыты новые месторождения: в Ямало-Ненецком автономном округе на Западно-Чатылькинском лицензионном участке с суммарными геологическими запасами более 40

млн. тонн, в Оренбургской области Новосамарское и в Сербии Иджош Север с промышленными запасами 0,4 млн. тонн;

- Получено разрешение на право пользования недрами месторождения «Острово» в Сербии, Южно-Ямского, Каменномысского и Южно-Ноябрьского участков;
- В декабре 2016 г. завершено строительство и начаты пуско-наладочные работы на газотранспортной инфраструктуре Восточного участка Оренбургского месторождения. Газопровод максимальной пропускной способностью 5,7 млрд куб. м обеспечит поставки сырья на Оренбургский газоперерабатывающий завод;
- В декабре 2016 г. Группа открыла в Омске инженерный центр по испытанию катализаторов для вторичных процессов нефтепереработки. Группа начала выпуск новых катализаторов каталитического крекинга на Омском НПЗ.

Результаты за 2016 г. по сравнению с 2015 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 8,2% и составила 86,20 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском, Приразломном и месторождениях СеверЭнергии (Арктикгаз), консолидации 50% объемов добычи ЗАО «Нортгаз», роста использования газа на месторождениях Ханты-Мансийского и Оренбургского регионов, а также роста добычи в Ираке;
- Объем переработки нефти уменьшился на 2,7%. Переработанный объем был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты. При этом увеличился объем производства светлых нефтепродуктов, а основное снижение пришлось на производство мазута и судового топлива;
- Выручка с учетом пошлин выросла на 2,4% вследствие роста объемов добычи и покупки нефти и роста цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. Рост выручки сдерживался снижением цен на нефть и нефтепродукты на мировых рынках;
- Существенный рост добычи на крупных проектах (Новопортовское, Приразломное и Мессояхское месторождения) и действия менеджмента по оптимизации ассортимента и структуры выпускаемой продукции обеспечили опережающий темп роста показателя скорректированная EBITDA (12,7%) по сравнению с ростом выручки;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в основном обусловлен ростом показателя EBITDA, положительными курсовыми разницеми по переоценке кредитного портфеля.

Результаты за 4 квартал 2016 г. по сравнению с 3 кварталом 2016 г.

- Суточная добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла до 1,83 млн. барр.н.э. в сутки;
- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла квартал к кварталу на 4,6% в основном за счет роста добычи на Новопортовском и Мессояхском месторождениях;
- Объем переработки нефти вырос на 1,1% квартал к кварталу вследствие роста переработки в Панчево в связи с окончанием капитального ремонта в сентябре 2016 г.;
- Выручка с учетом пошлин увеличилась на 5,4% вследствие роста объемов добычи нефти, роста цен на нефть и нефтепродукты на международном и внутреннем рынках;
- Существенный рост добычи на крупных проектах (Новопортовское, Приразломное и Мессояхское месторождения) и действия менеджмента привели к опережающему темпу роста показателя скорректированная EBITDA (8,2%) по сравнению с ростом выручки;
- Снижение чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в 4 квартале 2016 г. обусловлено, в основном, созданием резерва под обесценение внеоборотных активов.

Анализ операционных результатов деятельности

Разведочное бурение и открытие месторождений

	2016	2015	Δ, %
Дочерние компании			
Разведочное бурение (тыс. метров)	40	40	-
Количество пробуренных разведочных скважин	16	14	14,3
Количество открытых месторождений	3	-	-
Количество открытых нефтегазоносных залежей	21	14	50,0
Пропорционально консолидированные предприятия			
Разведочное бурение (тыс. метров)	12	3	300,0
Количество пробуренных разведочных скважин	2	1	100,0
Количество открытых нефтегазоносных залежей	-	6	-
Совместные предприятия			
Разведочное бурение (тыс. метров)	15	22	(31,8)
Количество пробуренных разведочных скважин	4	7	(42,9)
Количество открытых нефтегазоносных залежей	5	15	(66,7)

- По результатам поисково-разведочного бурения в 2016 г. в дочерних обществах открыта 21 новая нефтяная залежь. Открытия сделаны на лицензионных участках и месторождениях, расположенных в Западной Сибири (13 залежей) и в Оренбургской области (8 залежей). Открыты 3 новых месторождения – Западно-Чатылькинское (ЯНАО), Новосамарское (Оренбургская область), Иджош Север (Сербия).

Запасы нефти и газа

(млн. барр.н.э.)	Доля в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях							Итого
	Газпром нефть*	Слав нефть	Томск нефть	SPD	Север Энергия	Нортгаз	Мессояха	
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
Добыча	(366)	(57)	(41)	(23)	(105)	(34)	(3)	(629)
Приобретение новых запасов	-	-	-	-	-	-	-	-
Пересмотр предыдущих оценок	317	42	39	20	132	(3)	32	579
Доказанные запасы (31 декабря 2016 г.)**	6 275	975	592	177	2 455	670	74	11 218
Всего вероятные запасы Группы	4 757	1 706	416	118	1 349	154	418	8 918
Всего возможные запасы Группы	5 324	1 419	348	94	1 019	179	384	8 767

* 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 31.12.2016 включают пересчет части доказанных запасов газа в жидкие углеводороды (в части ШФЛУ)

*** Доля участия Группы на 31.12.2016 и 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 2016 г. доказанные запасы Компании составляют 6 275 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 4 943 млн. барр. и запасы газа 7 995 млрд. куб. футов.;
- По состоянию на 31 декабря 2016 г. доказанные запасы Компании, включая долю в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях, составляют 11 218 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 7 262 млн. барр. и запасы газа 23 732 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. 2016	3 кв. 2016	Δ, %		12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
Дочерние компании						
553	735	(24,8)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	2 652	3 119	(15,0)
159	194	(18,0)	Количество новых скважин (шт.)	692	770	(10,1)
58,81	118,54	(50,4)	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	50,60	31,60	60,1
Совместные операции						
217	229	(5,2)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	785	789	(0,5)
52	60	(13,3)	Количество новых скважин (шт.)	213	206	3,4
Совместные предприятия						
294	354	(16,9)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 256	1 147	9,5
86	93	(7,5)	Количество новых скважин (шт.)	287	226	27,0

- Объем бурения снизился квартал к кварталу в связи с сезонным фактором;
- Снижение объема бурения год к году по дочерним компаниям и по совместным операциям обусловлено увеличением доли высокотехнологичных скважин и заменой части проектов бурения на ГТМ на действующем фонде;
- Снижение среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям квартал к кварталу обусловлено уменьшением доли введенных высокодебитных скважин по Новопортовскому месторождению (26 скважин в 3 квартале и 10 скважин в 4 квартале);
- Рост среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям год к году на 60,1%, обусловлен увеличением доли высокотехнологичных скважин и вводом высокодебитных скважин на Новопортовском месторождении;
- Рост объемов бурения и количества новых скважин год к году по совместным предприятиям обусловлен запуском в эксплуатацию Восточно-Мессояхского месторождения.

Добыча

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %		12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
			Нефть и конденсат	(млн. т.)		
3,38	3,47	(2,6)	Ноябрьскнефтегаз	13,81	14,39	(4,0)
3,65	3,66	(0,3)	Хантос***	14,54	14,36	1,3
1,20	1,22	(1,6)	Томскнефть	4,78	4,95	(3,4)
0,78	0,77	1,3	СПД	3,08	3,05	1,0
0,69	0,71	(2,8)	Оренбург****	2,76	2,65	4,2
0,25	0,25	-	НИС	1,02	1,12	(8,9)
0,42	0,43	(2,3)	Восток**	1,69	1,59	6,3
1,32	0,96	37,5	Новый Порт	2,92	0,34	758,8
0,71	0,54	31,5	Приразломное	2,15	0,87	147,1
0,24	0,25	(4,0)	Бадра и Курдистан	0,86	0,51	68,6
0,03	0,02	50,0	Прочие	0,10	0,17	(41,2)
12,67	12,28	3,2	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	47,71	44,00	8,4
1,86	1,88	(1,1)	Доля в добыче Славнефти	7,50	7,74	(3,1)
0,95	0,91	4,4	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	3,77	3,42	10,2
0,12	0,12	-	Доля в добыче Нортгаза	0,52	0,51	2,0
0,31	0,04	675,0	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,35	-	-
3,24	2,95	9,8	Доля в добыче совместных предприятий	12,14	11,67	4,0
15,91	15,23	4,5	Итого добыча нефти и конденсата	59,85	55,67	7,5
			Газ*	(млрд. куб. м.)		
2,67	2,42	10,3	Ноябрьскнефтегаз	9,95	9,38	6,1
0,28	0,26	7,7	Хантос***	1,07	0,79	35,4
0,26	0,22	18,2	Томскнефть	0,90	0,92	(2,2)
0,03	0,04	(25,0)	СПД	0,13	0,13	-
0,58	0,59	(1,7)	Оренбург****	2,36	2,25	4,9
0,13	0,14	(7,1)	НИС	0,55	0,57	(3,5)
0,03	0,04	(25,0)	Восток	0,12	0,08	50,0
0,03	0,02	50,0	Прочие	0,10	0,03	233,3
4,01	3,73	7,5	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	15,18	14,15	7,3
0,11	0,12	(8,3)	Доля в добыче Славнефти	0,47	0,46	2,2
3,08	2,98	3,4	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	12,09	10,85	11,4
1,23	1,23	-	Доля в добыче Нортгаза	5,07	4,46	13,7
-	0,01	-	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,01	-	-
4,42	4,34	1,8	Доля в добыче совместных предприятий	17,64	15,77	11,9
8,43	8,07	4,5	Итого добыча газа	32,82	29,92	9,7
			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
15,89	15,27	4,1	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	59,90	55,37	8,2
6,79	6,42	5,8	Доля в добыче совместных предприятий	26,30	24,33	8,1
22,68	21,69	4,6	Итого добыча углеводородов	86,20	79,70	8,2
168,28	161,13	4,4	млн. барр. н. э.	640,17	592,21	8,1
1,83	1,75	4,6	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)	1,75	1,62	8,0

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

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

***Добыча нефти в 2016 г. по ГПН-Хантос показана с учетом ШФЛУ в доле ГПН (50%). Использование попутного газа показано за вычетом газа, использованного при производстве ШФЛУ на ЮГПЗ (50%)

**** Добыча нефти с 3 квартала 2016 г. по ГПН-Оренбург показана с учетом СУГ. Использование попутного газа показано за вычетом газа, использованного при производстве СУГ

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 8,0% год к году и на 4,6% квартал к кварталу;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась год к году на 7,5% и составила 59,85 млн. т. Увеличение обусловлено ростом добычи нефти на Новопортовском и Приразломном месторождениях, на месторождениях СеверЭнергии (Арктикгаз), ростом добычи в Ираке и началом добычи на Мессояхском месторождении;
- Добыча нефти и конденсата по Группе квартал к кварталу увеличилась на 4,5% и составила 15,91 млн. т. в основном за счет роста добычи на Новопортовском, Мессояхском и Приразломном месторождениях;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 9,7% год к году за счет повышения уровня добычи природного газа на Уренгойском и Яро-Яхинском месторождениях (СеверЭнергия (Арктикгаз)), за счет консолидации 50% объемов добычи Нортгаза, роста утилизации газа на месторождениях Ханты-Мансийского региона в связи с вводом в эксплуатацию Южно-Приобского ГПЗ, за счет ввода компрессорной станции на Новогоднем месторождении в 4 квартале 2015 г.;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 4,5% квартал к кварталу за счет повышения уровня добычи природного газа на месторождениях Западной Сибири и месторождениях СеверЭнергии (Арктикгаз).

Покупка нефти

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %	(млн. т.)	12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
2,14	2,09	2,4	Покупки нефти в России *	8,55	7,74	10,5
0,50	0,10	400,0	Покупки нефти на международном рынке	1,29	0,32	303,1
2,64	2,19	20,5	Итого покупки нефти	9,84	8,06	22,1

* Покупки нефти в России:

- не включают покупки у совместных предприятий (Славнефть и СеверЭнергия (Арктикгаз))
- включают покупку стабильного газового конденсата (СГК) у Новатэк в объеме 25% добычи Арктикгаза

- Увеличение покупки нефти в России на 10,5% год к году обусловлено повышением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке.

Переработка

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %	(млн. т.)	12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
5,16	5,17	(0,2)	Омск	20,48	20,89	(2,0)
2,66	2,87	(7,3)	Москва	10,71	11,00	(2,6)
0,87	0,58	50,0	Панчево	3,10	2,94	5,4
8,69	8,62	0,8	Переработка на НПЗ дочерних компаний	34,29	34,83	(1,6)
1,99	1,94	2,6	Доля в Ярославском НПЗ	7,47	7,63	(2,1)
-	-	-	Доля в Мозырском НПЗ	0,13	0,61	(78,7)
10,68	10,56	1,1	Итого переработка	41,89	43,07	(2,7)
Производство нефтепродуктов						
2,30	2,32	(0,9)	Бензин	9,18	9,08	1,1
-	-	-	Класс 4 и ниже	-	0,38	-
2,30	2,32	(0,9)	Класс 5	9,18	8,70	5,5
0,39	0,33	18,2	Нафта	1,56	1,45	7,6
3,13	2,92	7,2	Дизельное топливо	12,02	11,87	1,3
0,04	0,02	100,0	Класс 2 и ниже	0,13	0,11	18,2
3,09	2,90	6,6	Класс 5	11,89	11,76	1,1
2,18	1,45	50,3	Мазут	6,72	7,20	(6,7)
0,72	0,84	(14,3)	Авиатопливо	3,04	3,00	1,3
0,42	0,74	(43,2)	Судовое топливо	2,41	3,67	(34,3)
0,35	0,75	(53,3)	Битумы	2,02	1,86	8,6
0,11	0,11	-	Масла	0,42	0,40	5,0
0,66	0,63	4,8	Прочие	2,58	2,57	0,4
10,26	10,09	1,7	Итого производство нефтепродуктов	39,95	41,10	(2,8)

- Переработка нефти год к году снизилась на 2,7%. Переработанный объем был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты. При этом увеличился объем производства светлых нефтепродуктов, а основное снижение пришлось на производство мазута и судового топлива;
- Объем переработки нефти вырос на 1,1% квартал к кварталу вследствие роста переработки в Панчево в связи с окончанием капитального ремонта в сентябре 2016 г.;
- Уменьшение объема производства судового топлива на 34,3% год к году обусловлено снижением спроса на транзитные бункеровки со стороны судовладельцев;
- Уменьшение объема производства мазута год к году на 6,7% обусловлено снижением объема переработки нефти, увеличением потребления жидкого топлива (мазута) на собственные нужды вместо природного газа на Омском НПЗ (в связи с экономической эффективностью), а также ростом производства битумов;
- В 2016 г. выпускается бензин только 5 класса в соответствии с требованиями технического регламента;
- Рост объема производства битумов год к году на 8,6% обусловлен увеличением доли рынка;
- Снижение объема производства судового топлива на 43,2% и битумов на 53,3% квартал к кварталу обусловлено, в основном, сезонным фактором.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	4 кв. 2016		3 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	2 707	0,09	3 581	0,13	(24,4)	(30,8)
Авиатопливо	1 395	0,04	962	0,03	45,0	33,3
Судовое топливо	997	0,05	577	0,02	72,8	150,0
Масла	247	0,00	248	0,01	(0,4)	-
Итого	5 346	0,18	5 368	0,19	(0,4)	(5,3)

	12 мес. 2016		12 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	12 604	0,46	7 869	0,27	60,2	70,4
Мазут	-	-	61	0,00	-	-
Авиатопливо	3 667	0,11	9 385	0,26	(60,9)	(57,7)
Судовое топливо	3 115	0,13	5 054	0,19	(38,4)	(31,6)
Масла	1 076	0,01	1 124	0,01	(4,3)	-
Итого	20 462	0,71	23 493	0,73	(12,9)	(2,7)

- Сокращение объёмов закупки авиатоплива на международном рынке год к году связано с сокращением спроса на международные перевозки (снижение туристического потока), остановкой чартерных перевозок в Турцию и Египет, банкротством авиакомпании Трансаэро;
- Снижение покупки судового топлива на международном рынке год к году обусловлено уменьшением емкости бункерных рынков Эстонии и Румынии;
- Объем покупки дизельного топлива увеличился год к году в рамках развития трейдинга нефтепродуктов в Европе.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	4 кв. 2016		3 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	386	0,01	666	0,03	(42,0)	(66,7)
Низкооктановый бензин	142	0,01	50	0,00	184,0	-
Дизельное топливо	358	0,02	820	0,03	(56,3)	(33,3)
Авиатопливо	452	0,02	-	-	-	-
Итого	1 338	0,06	1 536	0,06	(12,9)	-

	12 мес. 2016		12 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	1 740	0,06	5 820	0,16	(70,1)	(62,5)
Низкооктановый бензин	502	0,02	533	0,02	(5,8)	-
Дизельное топливо	2 797	0,13	2 269	0,09	23,3	44,4
Авиатопливо	452	0,02	-	-	-	-
Прочие	269	0,01	653	0,03	(58,8)	(66,7)
Итого	5 760	0,24	9 275	0,30	(37,9)	(20,0)

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	4 кв. 2016		3 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	13 154	0,41	12 920	0,37	1,8	10,8
Низкооктановый бензин	224	0,00	185	0,01	21,1	-
Нафта	79	0,00	-	-	-	-
Дизельное топливо	5 661	0,18	6 654	0,21	(14,9)	(14,3)
Мазут	50	0,01	-	-	-	-
Авиатопливо	1 375	0,04	1 845	0,11	(25,5)	(63,6)
Судовое топливо	805	0,04	484	0,03	66,3	33,3
Масла	177	0,00	200	0,00	(11,5)	-
Продукты нефтехимии	39	0,00	209	0,00	(81,3)	-
Прочие	751	0,03	149	0,02	404,0	50,0
Итого	22 315	0,71	22 646	0,75	(1,5)	(5,3)

	12 мес. 2016		12 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	45 012	1,37	43 080	1,36	4,5	0,7
Низкооктановый бензин	409	0,01	-	-	-	-
Нафта	79	0,00	-	-	-	-
Дизельное топливо	23 271	0,75	20 456	0,65	13,8	15,4
Мазут	60	0,01	919	0,10	(93,5)	(90,0)
Авиатопливо	5 574	0,21	9 055	0,33	(38,4)	(36,4)
Судовое топливо	2 340	0,13	2 225	0,12	5,2	8,3
Масла	682	0,01	528	0,01	29,2	-
Продукты нефтехимии	248	0,00	-	-	-	-
Прочие	1 456	0,07	2 099	0,07	(30,6)	-
Итого	79 131	2,56	78 362	2,64	1,0	(3,0)

- Снижение объемов покупки нефтепродуктов на внутреннем рынке квартал к кварталу обусловлен в основном сезонным фактором;
- Увеличение объемов покупок дизельного топлива и бензинов год к году обусловлено увеличением объёма операций со сторонними ресурсами на внутреннем рынке;
- Сокращение объёмов закупки авиатоплива год к году связано с сокращением спроса на международные перевозки;
- Объем покупки судового топлива на внутреннем рынке остался на уровне прошлого года в связи с сохраняющимся спросом на ULSFO (топливо с ультранизким содержанием серы) вследствие введения конвенции MARPOL в Северо-Западной Европе.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %		12 мес.		Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС	2016	2015	
1 173	1 169	0,3	в России	1 173	1 189	(1,3)
200	259	(22,8)	в СНГ	200	243	(17,7)
420	417	0,7	в Восточной Европе	420	420	-
1 793	1 845	(2,8)	Итого АЗС (на конец периода)	1 793	1 852	(3,2)
20,54	19,96	2,9	Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)	19,26	19,15	0,6
(млн. т.)			Объем продаж через премиальные каналы	(млн. т.)		
4,96	5,17	(4,1)	Продажи автомобильного топлива	19,26	18,57	3,7
0,67	0,75	(10,7)	Продажи авиатоплива	2,62	2,80	(6,4)
0,66	0,76	(13,2)	Продажи судового топлива	2,77	3,92	(29,3)
0,07	0,07	-	Продажи масел	0,27	0,23	17,4
6,36	6,75	(5,8)	Итого объем продаж через премиальные каналы	24,92	25,52	(2,4)

- Общее количество действующих АЗС снизилось на 3,2% год к году;
- Среднесуточная реализация через одну АЗС в России год к году выросла на 0,6%, несмотря на падение спроса на топливо, за счет проведения маркетинговых мероприятий;
- Объем продаж через премиальные каналы год к году снизился на 2,4%, в основном, за счет снижения объема продаж судового топлива вследствие снижения спроса на транзитные бункеровки со стороны судовладельцев и введения акциза на средние дистилляты;
- Снижение объема продаж через премиальные каналы на 5,8% квартал к кварталу обусловлено, главным образом, сезонным фактором.

Результаты деятельности

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
474 438	450 249	5,4	Выручка с учетом пошлин (продажи)*	1 695 764	1 655 775	2,4
(39 950)	(40 804)	(2,1)	Минус: экспортные пошлины и акциз с продаж	(150 156)	(187 832)	(20,1)
434 488	409 445	6,1	Итого выручка от продаж	1 545 608	1 467 943	5,3
Расходы и прочие затраты						
(98 432)	(94 534)	4,1	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(351 294)	(345 909)	1,6
(56 592)	(51 464)	10,0	Производственные и операционные расходы	(201 862)	(214 267)	(5,8)
(31 584)	(26 976)	17,1	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(108 981)	(100 176)	8,8
(34 756)	(31 493)	10,4	Транспортные расходы	(132 984)	(133 320)	(0,3)
(40 487)	(29 026)	39,5	Износ, истощение и амортизация	(129 845)	(114 083)	13,8
(107 469)	(104 530)	2,8	Налоги, за исключением налога на прибыль	(381 131)	(353 145)	7,9
(887)	(9)	9 755,6	Расходы на геологоразведочные работы	(1 195)	(922)	29,6
(370 207)	(338 032)	9,5	Итого операционные расходы	(1 307 292)	(1 261 822)	3,6
64 281	71 413	(10,0)	Операционная прибыль	238 316	206 121	15,6
9 648	8 437	14,4	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	34 116	24 956	36,7
8 257	3 933	109,9	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	28 300	(67 910)	-
2 769	3 038	(8,9)	Финансовые доходы	11 071	14 732	(24,9)
(7 999)	(7 845)	2,0	Финансовые расходы	(34 282)	(33 943)	1,0
(3 306)	(2 626)	25,9	Прочие (расходы) / доходы, нетто	(17 982)	1 494	-
9 369	4 937	89,8	Итого прочие доходы / (расходы)	21 223	(60 671)	-
73 650	76 350	(3,5)	Прибыль до налогообложения	259 539	145 450	78,4
(7 600)	(5 554)	36,8	Расход по текущему налогу на прибыль	(21 290)	(38 026)	(44,0)
(8 599)	(10 269)	(16,3)	(Расход) / Доход по отложенному налогу на прибыль	(28 524)	8 774	-
(16 199)	(15 823)	2,4	Итого расход по налогу на прибыль	(49 814)	(29 252)	70,3
57 451	60 527	(5,1)	Прибыль за период	209 725	116 198	80,5
(4 752)	(3 442)	38,1	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(9 546)	(6 537)	46,0
52 699	57 085	(7,7)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	200 179	109 661	82,5

* Выручка с учетом пошлин (продажи) включает выручку с учетом экспортных пошлин и акциза с продаж

Выручка

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
Нефть						
83 999	57 286	46,6	Экспорт	225 137	115 905	94,2
94 511	69 280	36,4	Продажи на экспорт	266 661	180 240	47,9
(10 512)	(11 994)	(12,4)	Минус: экспортные пошлины	(41 524)	(64 335)	(35,5)
3 979	4 075	(2,4)	Международный рынок	12 683	9 146	38,7
4 303	5 094	(15,5)	Экспорт в СНГ	23 528	27 581	(14,7)
4 303	5 094	(15,5)	Экспорт и продажи в СНГ	23 657	28 416	(16,7)
-	-	-	Минус: экспортные пошлины	(129)	(835)	(84,6)
27 446	23 162	18,5	Внутренний рынок	94 809	81 187	16,8
119 727	89 617	33,6	Итого выручка от продаж нефти	356 157	233 819	52,3
Газ						
412	480	(14,2)	Международный рынок	1 853	3 411	(45,7)
8 440	7 517	12,3	Внутренний рынок	30 116	28 243	6,6
8 852	7 997	10,7	Итого выручка от продаж газа	31 969	31 654	1,0
Нефтепродукты						
52 243	41 939	24,6	Экспорт	184 272	202 477	(9,0)
62 185	50 313	23,6	Продажи на экспорт	215 837	260 731	(17,2)
(9 942)	(8 374)	18,7	Минус: экспортные пошлины	(31 565)	(58 254)	(45,8)
27 952	26 076	7,2	Международный рынок	99 440	107 405	(7,4)
47 110	46 073	2,3	Продажи на международном рынке	175 247	171 749	2,0
(19 158)	(19 997)	(4,2)	Минус: акциз с продаж	(75 807)	(64 344)	17,8
19 707	18 612	5,9	СНГ	71 838	78 070	(8,0)
20 045	19 051	5,2	Экспорт и продажи в СНГ	72 969	78 134	(6,6)
(338)	(439)	(23,0)	Минус: экспортные пошлины	(1 131)	(64)	1 667,2
190 789	211 033	(9,6)	Внутренний рынок	743 721	740 520	0,4
290 691	297 660	(2,3)	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	1 099 271	1 128 472	(2,6)
15 218	14 171	7,4	Прочая выручка	58 211	73 998	(21,3)
434 488	409 445	6,1	Итого выручка	1 545 608	1 467 943	5,3

Объем реализации

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %		12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
			Нефть	(млн. т.)		
4,22	3,27	29,1	Продажи на экспорт	12,89	8,11	58,9
0,21	0,21	-	Продажи на международном рынке*	0,73	0,48	52,1
0,29	0,34	(14,7)	Экспорт в СНГ	1,66	1,88	(11,7)
1,99	1,82	9,3	Продажи на внутреннем рынке	7,43	6,14	21,0
6,71	5,64	19,0	Итого продажи нефти	22,71	16,61	36,7
			Газ	(млрд. куб. м.)		
0,04	0,06	(33,3)	Продажи на международном рынке	0,18	0,22	(18,2)
3,45	3,29	4,9	Продажи на внутреннем рынке	13,28	13,56	(2,1)
3,49	3,35	4,2	Итого продажи газа	13,46	13,78	(2,3)
			Нефтепродукты	(млн. т.)		
2,82	2,43	16,0	Продажи на экспорт	10,77	11,81	(8,8)
0,91	0,86	5,8	Продажи на международном рынке	3,30	3,25	1,5
0,65	0,63	3,2	Экспорт и продажи в СНГ	2,41	2,28	5,7
6,51	7,58	(14,1)	Продажи на внутреннем рынке	27,11	27,50	(1,4)
10,89	11,50	(5,3)	Итого продажи нефтепродуктов	43,59	44,84	(2,8)

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %		12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
(руб./т.)			Нефть	(руб./т.)		
22 396	21 187	5,7	Продажи на экспорт	20 687	22 224	(6,9)
14 838	14 982	(1,0)	Экспорт в СНГ	14 251	15 115	(5,7)
13 792	12 726	8,4	Продажи на внутреннем рынке	12 760	13 223	(3,5)
(руб./т.)			Нефтепродукты	(руб./т.)		
22 051	20 705	6,5	Продажи на экспорт	20 041	22 077	(9,2)
30 838	30 240	2,0	Экспорт и продажи в СНГ	30 278	34 269	(11,6)
29 307	27 841	5,3	Продажи на внутреннем рынке	27 433	26 928	1,9

Реализация нефти

- Увеличение объема продаж нефти на экспорт на 29,1% квартал к кварталу и на 58,9% год к году обусловлено увеличением добычи нефти на Новопортовском, Приразломном и Мессояхском месторождениях;
- Увеличение объема продаж нефти на международном рынке на 52,1% год к году обусловлено ростом добычи в Ираке;
- Снижение объемов продаж нефти на экспорт в СНГ на 14,7% квартал к кварталу и на 11,7% год к году обусловлено сокращением экспорта нефти в Белоруссию и Узбекистан;
- Увеличение объемов продаж нефти на внутреннем рынке на 9,3% квартал к кварталу и на 21,0% год к году обусловлено повышением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке и ростом добычи в Оренбургском регионе.

Реализация газа

- Реализация газа на внутреннем рынке увеличилась на 4,9% квартал к кварталу вследствие роста добычи природного газа.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	4 кв. 2016		3 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Нафта	7 505	0,28	6 558	0,27	14,4	3,7
Дизельное топливо	20 049	0,69	18 634	0,70	7,6	(1,4)
Мазут	23 673	1,42	15 215	1,07	55,6	32,7
Авиатопливо	2 449	0,08	2 017	0,06	21,4	33,3
Судовое топливо	4 146	0,18	4 148	0,17	-	5,9
Битумы	98	0,00	194	0,02	(49,5)	-
Масла	1 289	0,03	1 151	0,02	12,0	50,0
Продукты нефтехимии	1 095	0,04	1 101	0,04	(0,5)	-
Прочие	1 881	0,10	1 295	0,08	45,3	25,0
Итого	62 185	2,82	50 313	2,43	23,6	16,0

	12 мес. 2016		12 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	2 266	0,09	1 515	0,05	49,6	80,0
Низкооктановый бензин	-	-	642	0,02	-	-
Нафта	29 577	1,21	28 904	1,08	2,3	12,0
Дизельное топливо	85 187	3,30	98 405	3,34	(13,4)	(1,2)
Мазут	59 988	4,63	78 146	5,45	(23,2)	(15,0)
Авиатопливо	7 377	0,24	17 947	0,54	(58,9)	(55,6)
Судовое топливо	15 455	0,70	17 304	0,68	(10,7)	2,9
Битумы	539	0,04	406	0,03	32,8	33,3
Масла	5 503	0,12	5 570	0,12	(1,2)	-
Продукты нефтехимии	5 407	0,20	8 415	0,38	(35,7)	(47,4)
Прочие	4 538	0,24	3 477	0,12	30,5	100,0
Итого	215 837	10,77	260 731	11,81	(17,2)	(8,8)

- Рост объема реализации нефтепродуктов на экспорт квартал к кварталу на 16,0% обусловлен ростом цен на международном рынке;
- Снижение объема реализации мазута и судового топлива год к году обусловлено большим выходом светлых и снижением производства темных нефтепродуктов;
- Снижение объема реализации авиатоплива год к году на 55,6% связано с сокращением спроса на международные перевозки (снижение туристического потока), остановкой чартерных перевозок в Турцию и Египет, банкротством авиакомпании Трансаэро;
- Снижение объема реализации нефтехимии год к году на 47,4% обусловлено снижением объема производства и снижением цен на международном рынке.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	4 кв. 2016		3 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	8 149	0,24	8 385	0,25	(2,8)	(4,0)
Низкооктановый бензин	309	0,00	568	0,02	(45,6)	-
Дизельное топливо	8 343	0,26	6 781	0,21	23,0	23,8
Авиатопливо	1 247	0,04	682	0,02	82,8	100,0
Битумы	604	0,05	866	0,09	(30,3)	(44,4)
Масла	669	0,02	819	0,02	(18,3)	-
Продукты нефтехимии и прочие	724	0,04	950	0,02	(23,8)	100,0
Итого	20 045	0,65	19 051	0,63	5,2	3,2

	12 мес. 2016		12 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	33 168	0,97	32 971	0,81	0,6	19,8
Низкооктановый бензин	2 551	0,08	5 019	0,14	(49,2)	(42,9)
Дизельное топливо	25 168	0,77	26 479	0,71	(5,0)	8,5
Мазут	476	0,07	471	0,08	1,1	(12,5)
Авиатопливо	3 946	0,14	5 505	0,17	(28,3)	(17,6)
Битумы	2 087	0,22	2 395	0,19	(12,9)	15,8
Масла	2 766	0,07	2 435	0,07	13,6	-
Продукты нефтехимии и прочие	2 807	0,09	2 859	0,11	(1,8)	(18,2)
Итого	72 969	2,41	78 134	2,28	(6,6)	5,7

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	4 кв. 2016		3 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	83 243	2,27	91 766	2,41	(9,3)	(5,8)
Низкооктановый бензин	220	0,00	283	0,01	(22,3)	-
Дизельное топливо	60 509	1,90	68 942	2,22	(12,2)	(14,4)
Мазут	4 573	0,54	2 665	0,38	71,6	42,1
Авиатопливо	20 111	0,68	20 869	0,79	(3,6)	(13,9)
Судовое топливо	8 379	0,46	8 868	0,58	(5,5)	(20,7)
Битумы	2 010	0,22	5 913	0,63	(66,0)	(65,1)
Масла	3 175	0,06	3 345	0,06	(5,1)	-
Продукты нефтехимии	5 289	0,25	5 043	0,25	4,9	-
Прочие	3 280	0,13	3 339	0,25	(1,8)	(48,0)
Итого	190 789	6,51	211 033	7,58	(9,6)	(14,1)

	12 мес. 2016		12 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	327 909	9,00	311 214	8,94	5,4	0,7
Низкооктановый бензин	1 051	0,03	2 028	0,07	(48,2)	(57,1)
Дизельное топливо	240 976	7,82	231 189	7,44	4,2	5,1
Мазут	10 183	1,62	11 629	1,55	(12,4)	4,5
Авиатопливо	76 164	2,85	76 269	2,81	(0,1)	1,4
Судовое топливо	31 544	2,17	53 451	3,30	(41,0)	(34,2)
Битумы	12 444	1,57	14 604	1,50	(14,8)	4,7
Масла	12 171	0,24	10 249	0,23	18,8	4,3
Продукты нефтехимии	19 900	1,08	19 607	1,01	1,5	6,9
Прочие	11 379	0,73	10 280	0,65	10,7	12,3
Итого	743 721	27,11	740 520	27,50	0,4	(1,4)

- Снижение объема реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке квартал к кварталу на 14,1% обусловлено в основном сезонным фактором;
- Снижение объема продаж судового топлива год к году на 34,2% вызвано снижением спроса на транзитные бункеровки со стороны судовладельцев;
- Рост объема продаж дизельного топлива год к году на 5,1% обусловлен увеличением объема операций со сторонними ресурсами на внутреннем рынке;
- Рост объема реализации битумов год к году на 4,7% обусловлен увеличением емкости рынка и приращением доли рынка Группы.

Прочая выручка

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

- Прочая выручка снизилась год к году на 21,3% в основном в связи со снижением выручки от Мессояханефтегаз в рамках передачи функций оператора на совместное предприятие.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 4,1% квартал к кварталу в связи с ростом объема покупок нефти и ростом цен на нефть и нефтепродукты на международном и внутреннем рынках.

Производственные и операционные расходы

4 кв.		3 кв.		12 мес.		
2016	2016	Δ, %	(млн. руб.)	2016	2015	Δ, %
29 120	27 528	5,8	Расходы на добычу углеводородов	106 490	98 095	8,6
22 429	20 585	9,0	Дочерние компании на территории РФ	80 392	72 854	10,3
			в том числе			
			расходы на добычу по зрелым месторождениям			
18 005	16 798	7,2		65 960	61 225	7,7
1 830	1 725	6,1	руб./т.н.э.	1 692	1 582	6,9
3,96	3,64	8,7	долл. США/барр. н. э.	3,44	3,54	(2,8)
4 424	3 787	16,8	расходы на добычу по новым месторождениям	14 432	11 629	24,1
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**			
2 273	2 711	(16,2)		9 655	9 426	2,4
4 418	4 232	4,4	Совместные операции	16 443	15 815	4,0
1 990	1 932	3,0	руб./т.н.э.	1 892	1 787	5,9
4,30	4,08	5,5	долл. США/барр. н. э.	3,85	4,00	(3,7)
15 304	13 262	15,4	Расходы на переработку	53 132	53 549	(0,8)
			Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний			
9 423	7 414	27,1		30 619	30 724	(0,3)
1 084	860	26,1	руб./т.	893	882	1,2
2,35	1,82	29,2	долл. США/барр	1,82	1,97	(7,9)
			Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***			
3 182	3 162	0,6		12 453	14 648	(15,0)
1 599	1 630	(1,9)	руб./т.	1 639	1 778	(7,8)
3,46	3,44	0,5	долл. США/барр	3,33	3,98	(16,2)
			Расходы на производство масел и фасованной продукции			
2 699	2 686	0,5		10 060	8 177	23,0
7 918	7 661	3,4	Расходы на транспортировку до НПЗ	29 561	27 541	7,3
4 250	3 013	41,1	Прочие операционные расходы	12 679	35 082	(63,9)
56 592	51 464	10,0	Итого	201 862	214 267	(5,8)

* пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период

** СРП – соглашение о разделе продукции

*** по совместным предприятиям указана стоимость услуг процессинга

- 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 10,3% год к году обусловлен ростом добычи по новым месторождениям и увеличением ГТМ на базовом фонде для интенсификации добычи;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 6,9% год к году в результате:
 - Увеличения мероприятий по интенсификации добычи, в том числе замены части проектов бурения на более эффективные ГТМ;
 - Увеличения темпа перехода на прокатную схему эксплуатации УЭЦН;
 - Увеличения мероприятий по экологической программе;
 - Роста тарифов естественных монополий и инфляционного давления;
 - Компенсирующих мероприятий менеджмента по сдерживанию расходов.
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ на 2,4% год к году обусловлен ростом добычи в Ираке на проекте Бадра;
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 4,0% год к году в основном вызван ростом расходов:
 - в СПД вследствие перехода в активную фазу проекта АСП*, роста среднедействующего фонда скважин, перехода на прокатную схему УЭЦН, увеличения расходов на ремонт;

- в Томскнефть в результате роста тарифов, увеличения мероприятий по экологической программе, по программе безопасности и увеличения количества ГТМ для интенсификации добычи.
- 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 увеличились на 26,1% квартал к кварталу в связи с:
 - Ростом расходов на теплоэнергию в зимний период (сезонный фактор);
 - Ростом расходов по экологической программе на Омском НПЗ;
 - Ростом расходов на текущий ремонт;
 - Ростом расхода на присадки для производства сезонных видов топлива и ростом закупки МТБЭ для поддержания уровня производства бензинов в связи с ремонтом установки каталитического крекинга на Московском НПЗ в декабре 2016 г.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний увеличились на 1,2% год к году в связи с ростом тарифов естественных монополий. Рост тарифов был частично компенсирован:
 - Оптимизацией потребления технологического топлива (использование мазута вместо природного газа на Омском НПЗ);
 - Оптимизацией расхода присадок и компонентов при очистке дизельного топлива.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий снизились на 7,8% год к году в связи со снижением нормы прибыли на услуги по процессингу ЯНОСа в соответствии с законодательством по трансфертному ценообразованию и рыночной конъюнктурой;
- Рост расходов на транспортировку до НПЗ год к году на 7,3% обусловлен в основном ростом тарифов на транспортировку нефти на 5,8%;
- Прочие операционные расходы снизились год к году на 63,9% в основном в связи с передачей функций оператора на совместное предприятие Мессояханефтегаз.

** завершено строительство завода по смешению трехкомпонентной смеси АСП на территории Салымской группы 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 добывающих дочерних обществах и собственных НПЗ), социальные выплаты, страхование, юридические, консультационные и аудиторские услуги, прочие расходы.

- Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы увеличились на 8,8% год к году в результате:
 - Роста расходов по зарубежным дочерним обществам в результате ослабления курса рубля;
 - Роста бизнеса, расширения периметра Группы и маркетинговых кампаний.

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 остались на уровне прошлого года. Расходы на транспортировку нефти выросли вследствие роста объемов реализации нефти. Расходы на транспортировку нефтепродуктов снизились вследствие снижения объемов реализации и оптимизации логистической цепочки.

Износ, истощение и амортизация

Износ, истощение и амортизация включают истощение нефтегазовых активов, амортизацию прочих основных средств и обесценение нефтегазовых активов.

- Рост расходов по износу, истощению и амортизации на 13,8% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи;
- Рост расходов по износу, истощению и амортизации на 39,5% квартал к кварталу связан с:
 - признанием убытка от обесценения нефтегазовых активов в Ираке;
 - увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи.

Налоги, за исключением налога на прибыль

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
70 827	63 745	11,1	Налог на добычу полезных ископаемых	237 300	256 477	(7,5)
28 638	33 054	(13,4)	Акциз	112 102	68 358	64,0
5 040	4 400	14,5	Взносы по социальному страхованию	18 530	15 599	18,8
2 964	3 331	(11,0)	Прочие налоги	13 199	12 711	3,8
107 469	104 530	2,8	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	381 131	353 145	7,9

- Налоги, за исключением налога на прибыль, увеличились на 7,9% год к году. Рост расхода по акцизам на 64,0% вследствие повышения ставок и ввода акциза на средние дистилляты сдерживался снижением расхода по НДС на 7,5% в связи со снижением цен на нефть;
- Налоги, за исключением налога на прибыль, выросли на 2,8% квартал к кварталу. Рост расхода по НДС на 11,1% вследствие роста добычи и цен на нефть сдерживался снижением расхода по акцизам на 13,4% вследствие снижения переработки на НПЗ дочерних компаний в РФ в 4 квартале 2016 г.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
2 802	2 885	(2,9)	Славнефть	13 916	9 265	50,2
4 081	4 008	1,8	СеверЭнергия (Арктикгаз)	14 472	11 913	21,5
1 581	637	148,2	Нортгаз	3 009	3 466	(13,2)
1 184	907	30,5	Прочие компании	2 719	312	771,5
9 648	8 437	14,4	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	34 116	24 956	36,7

- Доля Группы в прибыли Славнефти выросла год к году, главным образом, за счет дохода по курсовым разницам;
- Доля Группы в прибыли СеверЭнергии (Арктикгаз) выросла год к году на 21,5% вследствие роста объема добычи углеводородов и снижения финансовых расходов.

Прочие доходы и расходы

- Прочие расходы в 2016 г. в основном представлены выбытием и обесценением товарно-материальных запасов и внеоборотных 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 %
	2016	2015	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	321 297	285 175	12,7
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(323 854)	(314 511)	3,0
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности	(68 430)	82 193	-
Чистое (уменьшение) / увеличение денежных средств и их эквивалентов	(70 987)	52 857	-

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	12 мес.		Δ %
	2016	2015	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	361 567	312 169	15,8
Изменения в оборотном капитале	15 216	18 342	(17,0)
Уплаченный налог на прибыль	(22 158)	(19 522)	13,5
Проценты уплаченные	(36 476)	(28 229)	29,2
Дивиденды полученные	3 148	2 415	30,4
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	321 297	285 175	12,7

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 12,7% год к году в результате увеличения операционной прибыли.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	12 мес.		Δ %
	2016	2015	
Капитальные затраты	(384 817)	(349 036)	10,3
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(2 028)	197	-
Поступление денежных средств с депозитов	48 517	45 745	6,1
Погашение/(выдача) займов и прочих инвестиций	(2 104)	(22 603)	(90,7)
Прочие операции	16 578	11 186	48,2
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(323 854)	(314 511)	3,0

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 3,0% вследствие роста капитальных затрат.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	12 мес.		Δ %
	2016	2015	
(Погашение) / Поступление займов и кредитов	(63 929)	121 565	-
Выплата дивидендов акционерам компании	(2 598)	(36 346)	(92,9)
Прочие операции	(1 903)	(3 026)	(37,1)
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности	(68 430)	82 193	-

- Погашение в соответствии с графиком ранее привлеченных кредитов и займов превысило объем привлечений за 12 месяцев 2016 г.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	12 мес.		Δ, %
	2016	2015	
Разведка и добыча	245 256	255 235	(3,9)
Дочерние компании	228 084	239 199	(4,6)
Совместные операции	17 172	16 036	7,1
Нефтепереработка	50 095	31 552	58,8
Маркетинг и сбыт	9 728	13 547	(28,2)
Прочие	14 724	13 317	10,6
Подытог капитальные вложения	319 803	313 651	2,0
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	65 014	35 385	83,7
Итого капитальные вложения	384 817	349 036	10,3

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча снизились на 3,9% вследствие снижения активности в Ираке и смещением начала промышленной разработки по проекту «Чона».
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 58,8% обусловлен реализацией второго этапа программы модернизации на Омском и Московском НПЗ.

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
Краткосрочные кредиты и займы	80 187	147 319
Долгосрочные кредиты и займы	596 221	670 779
Денежные средства и денежные эквиваленты	(33 621)	(114 198)
Краткосрочные депозиты	(886)	(49 206)
Чистый долг	641 901	654 694
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	11,9	18,0
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	1,60	1,90

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга увеличился с 3,33 лет на 31 декабря 2015 г. до 3,60 года на 31 декабря 2016 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 4,31% на 31 декабря 2015 г. до 5,52% на 31 декабря 2016 г. в основном в связи с увеличением доли рублевых заимствований в кредитном портфеле.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
57 451	60 527	(5,1)	Прибыль за период	209 725	116 198	80,5
16 199	15 823	2,4	Итого расход по налогу на прибыль	49 814	29 252	70,3
7 999	7 845	2,0	Финансовые расходы	34 282	33 943	1,0
(2 769)	(3 038)	(8,9)	Финансовые доходы	(11 071)	(14 732)	(24,9)
45 515	23 998	89,7	Износ, истощение и амортизация	129 845	114 083	13,8
(8 257)	(3 933)	109,9	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(28 300)	67 910	-
(1 722)	7 654	-	Прочие доходы / (расходы)	17 982	(1 494)	-
114 416	108 876	5,1	EBITDA	402 277	345 160	16,5
(9 648)	(8 437)	14,4	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(34 116)	(24 956)	36,7
26 561	20 899	27,1	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	88 037	84 607	4,1
131 329	121 338	8,2	Итого скорректированная EBITDA	456 198	404 811	12,7

Финансовые показатели

Рентабельность

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	29,52	27,58	1,9
Рентабельность по чистой прибыли, %	13,57	7,92	5,7
Рентабельность активов (ROA), %	8,33	5,07	3,3
Рентабельность капитала (ROE), %	15,58	9,77	5,8
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	11,77	12,15	(0,4)

Расчет скорректированного ROACE

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.
За предыдущие 12 месяцев		
Скорректированная EBITDA	456 198	404 811
Износ, истощение и амортизация	(158 919)	(140 659)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(62 429)	(53 501)
Скорректированный EBIT*	234 850	210 651
Средний используемый капитал	1 994 626	1 733 285
Скорректированный ROACE	11,77	12,15

* Скорректированный показатель EBIT представляет собой EBIT Группы и долю в EBIT ассоциированных и совместных предприятий.

Ликвидность

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,37	1,46	(6,2)
Коэффициент срочной ликвидности	0,66	0,79	(16,5)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,26	0,51	(49,0)

Лeverедж

	31 декабря 2016 г.	31 декабря 2015 г.	Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	25,18	26,34	(1,2)
Чистый долг/ Капитал, %	44,45	52,44	(8,0)
Лeverедж, %	30,80	36,05	(5,3)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,64	0,90	(28,9)
Чистый долг/ EBITDA	1,60	1,90	(15,8)
Итого долг/ EBITDA	1,68	2,37	(29,1)

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.

Снижение цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке за 12 месяцев 2016 г. оказало негативное влияние на результат Группы. Часть негативного влияния от падения международных цен была нивелирована ростом курса доллара по отношению к рублю.

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %		12 мес. 2016	2015	Δ, %		
(долл. США/барр.)			Международный рынок			(долл. США/барр.)		
49,33	45,86	7,6	Нефть "Brent"	43,73	52,46	(16,6)		
48,12	43,73	10,0	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	42,02	51,49	(18,4)		
(долл. США/т.)			Внутренний рынок			(руб./т.)		
504,64	472,82	6,7	Бензин Premium (ср. NWE)	467,05	569,96	(18,1)		
431,69	375,07	15,1	Нафта (ср. Med и NWE)	377,85	450,05	(16,0)		
456,82	409,63	11,5	Дизельное топливо (ср. NWE)	398,58	500,70	(20,4)		
447,42	402,75	11,1	Газойль 0,1% (ср. Med)	391,21	486,26	(19,5)		
256,87	221,41	16,0	Мазут 3,5% (ср. NWE)	199,93	247,49	(19,2)		
(руб./т.)			Внутренний рынок			(руб./т.)		
35 122	36 179	(2,9)	Высокооктановый бензин	34 574	32 488	6,4		
30 777	31 260	(1,5)	Низкооктановый бензин	29 858	28 435	5,0		
30 226	28 947	4,4	Дизельное топливо	27 965	28 944	(3,4)		
8 288	6 908	20,0	Мазут	6 051	7 202	(16,0)		

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. 2016	3 кв. 2016		12 мес.	
			2016	2015
1,3	0,8	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	5,4	12,9
63,07	64,62	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	67,03	60,96
63,16	64,26	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	72,88	56,26
60,66	63,16	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	60,66	72,88
(0,04)	(0,02)	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	(0,17)	0,30

Налогообложение

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

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %		12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
91,67	88,67	3,4	Нефть	75,61	120,25	(37,1)
36,60	35,43	3,3	Светлые нефтепродукты	30,21	57,67	(47,6)
36,60	35,43	3,3	Дизельное топливо	30,21	57,67	(47,6)
55,87	54,03	3,4	Бензин	46,07	93,75	(50,9)
65,03	62,90	3,4	Нафта	53,63	102,17	(47,5)
75,13	72,67	3,4	Темные нефтепродукты	61,96	91,34	(32,2)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
6 768	6 099	11,0	Нефть (руб./т.)	5 770	6 326	(8,8)

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», 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% x (P – 109,50)
146,00 < P ≤ 182,50	12,78 + 45% x (P – 146,00)
>182,50	29,20 + 42% x (P – 182,50) на 2015 г. 29,20 + 42% x (P – 182,50) на 2016 г. 29,20 + 30% x (P – 182,50) на 2017 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:

$Ст = (P - 182,5) \times K - 56,57 - 0,14 \times P$, где P - цена на нефть "Urals" (в долларах США за тонну), а K - приростной коэффициент, равный 42% в 2015 г. и 36% в 2016 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 65⁰ 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 55⁰ с.ш.), в российской части дна Каспийского моря;

- 31 марта 2042 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина более 100м), Охотском море (севернее 55⁰ с.ш.), Баренцевом море (южнее 72⁰ с.ш.);

- неограниченно - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 72⁰ 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.

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.

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 Федеральных законов от 29 февраля 2016 г. №34-ФЗ, от 30 ноября 2016 г. №401-ФЗ) установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты (рублей за тонну):

	2015	2016 01.01.-31.03	2016 01.04.-31.12	с 2017 г.
Бензин				
Ниже класса 5	7 300	10 500	13 100	13 100
Класс 5	5 530	7 530	10 130	10 130
Прямогонный	11 300	10 500	13 100	13 100
Дизельное топливо	3 450	4 150	5 293	6 800
Печное топливо	3 000	4 150	5 293	7 800
Моторные масла	6 500	6 000	6 000	5 400
Средние дистилляты	-	4 150	5 293	7 800

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

а) В соответствии со статьей 342 НК РФ (в редакции Федерального закона от 30 ноября 2016 г. № 401-ФЗ) установлены следующие формулы для определения ставки НДПИ на нефть:

	2015	2016	с 2017 г.
НДПИ на нефть	766 x Кц - Дм	857 x Кц - Дм	919 x Кц - Дм

$Дм = Кндпи \times Кц \times (1 - Кв \times Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан)$ на 2015-2016 гг.

$Дм = Кндпи \times Кц \times (1 - Кв \times Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан) - Кк$ с 2017 г.

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

$Кц$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, определяется по следующей формуле: $Кц = (\text{Ц} - 15) \times P / 261$, где Ц – среднемесячная цена Urals на роттердамской и средиземноморской биржах (доллар США/баррель) и P – 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 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 всех категорий 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_3 - начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий 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: $K_z = 0,125 \times V_3 + 0,375$.

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 всех категорий 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 срока применения налоговой льготы $K_{кан}$ принимается равным 1.

Кк устанавливается равным 306 на период с 1 января по 31 декабря 2017 г. включительно

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 55⁰ с.ш.), в российской части дна Каспийского моря;

- 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 55⁰ с.ш.), в Черном море (глубина более 100м), Баренцевом море (южнее 72⁰ 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 72⁰ 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 НДС на нефть по Группе

4 кв. 2016	3 кв. 2016	Δ, %		12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
6 768	6 099	11,0	Общественная ставка НДС на нефть	5 770	6 326	(8,8)
5 793	5 361	8,1	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения Кв, Кз и Кд)	5 149	5 961	(13,6)
975	738		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (руб./т.)	621	365	
14,4%	12,1%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (%)	10,8%	5,8%	

По итогам 2016 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 5 149 руб./т., что на 621 руб./т ниже средней общественной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДС на нефть, в том числе понижающих коэффициентов Кв, Кз, Кд и Ккан.

НДС на природный газ и газовый конденсат

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

Природный газ (руб./ тыс. куб. м.)	35 x Еут x Кс + Тг
Газовый конденсат (руб. / тонну)	42 x Еут x Кс x Ккм

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. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС 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 и ФАС России на 2015-2016 гг. принимается равным 0).

Ккм - корректирующий коэффициент, равный 4,4 на 2015 г., 5,5 на 2016 г.

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 2016 г.	Применимость к Группе
НДС на природный газ	
Понижающий коэффициент Кс к ставке НДС	ООО «Газпромнефть-Ямал» ООО «Газпромнефть-Оренбург»
НДС на нефть	
Понижающий коэффициент Кз к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Понижающий коэффициент Кв к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Восток» АО «Южуралнефтегаз»
Понижающий коэффициент Кд к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Восток» ООО «Заполярье» ООО «Газпромнефть-Хантос»
Понижающий коэффициент Ккан к ставке НДС	ООО «Газпромнефть-Ангара» ООО «Газпромнефть-Ямал»
Ставка 0 руб. при добыче нефти из залежей баженовских продуктивных отложений	ООО «Газпромнефть-Хантос»
Пониженная ставка НДС при добыче на новом морском месторождении, расположенном в Печорском море	ООО «Газпром нефть шельф»
Налог на прибыль организаций	
Применение пониженной ставки в размере 16% (льгота 4% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	ООО «Газпромнефть-Хантос» АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 15,5% (льгота 4,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Заполярье»
Применение пониженной ставки в размере 19,3% (льгота 0,7% в соответствии с региональным законодательством Тюменской области)	ООО «Газпромнефть-Хантос»
Применение пониженной ставки в размере 15,5% (льгота 4,5% в соответствии с региональным законодательством г. Санкт-Петербурга)	ПАО «Газпром нефть» АО «Газпромнефть-Аэро» ООО «Газпромнефть НТЦ» ООО «Газпромнефть-Развитие» ООО «Газпромнефть Бизнес-сервис» ООО «Газпромнефть-Региональные продажи» ООО «Газпромнефть Марин Бункер»
Налог на имущество	
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	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Налоговые льготы, применяемые в течение 2016 г.	Применимость к Группе
отношении имущества, созданного/ приобретенного при реализации инвестиционных проектов в ЯНАО (в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	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)	ООО «Газпромнефть-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. 2016	3 кв. 2016	Δ, %	(руб./т.)	12 мес.		
				2016	2015	Δ, %
Нефть						
Экспорт						
1 895	1 949	(2,8)	Трубопроводный	1 927	1 624	18,6
СНГ						
1 504	1 532	(1,8)	Трубопроводный	1 508	1 221	23,6
Транспортировка на НПЗ						
659	673	(2,1)	Омский НПЗ	670	428	56,4
1 485	1 493	(0,6)	Московский НПЗ	1 442	1 006	43,4
1 346	1 110	21,2	Ярославский НПЗ	1 221	1 081	13,0
Нефтепродукты						
Экспорт с Омского НПЗ						
2 143	2 251	(4,8)	Бензин	1 959	2 759	(29,0)
5 389	6 595	(18,3)	Мазут	5 604	4 275	31,1
4 571	4 967	(8,0)	Дизельное топливо	4 859	4 682	3,8
Экспорт с Московского НПЗ						
1 444	1 441	0,2	Бензин	1 670	1 923	(13,1)
3 143	3 139	0,2	Мазут	3 208	2 537	26,5
1 916	1 701	12,7	Дизельное топливо	1 789	1 915	(6,6)
Экспорт с Ярославского НПЗ						
3 419	2 025	68,8	Бензин	2 129	1 414	50,6
2 734	2 425	12,7	Мазут	2 090	1 826	14,4
2 177	1 900	14,6	Дизельное топливо	1 811	1 819	(0,5)

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 12 месяцев 2016 и 2015 гг. представлено ниже:

	12 мес.	
	2016	2015
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	9,6%	6,3%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	0,7%	0,0%
трубопровод «Дружба»	13,8%	19,0%
порт Новороссийск	24,7%	31,4%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	15,8%	31,9%
экспортировано минуя систему Транснефть:	35,4%	11,4%
с месторождения Приразломное	15,6%	8,3%
с Новопортовского месторождения	19,8%	3,1%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	98,9%	95,5%
Узбекистан	1,1%	4,5%
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