

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 30 сентября и 30 июня 2016 г., и девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 и 2015 гг.

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 30 сентября 2016 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 30 сентября и 30 июня 2016 г., и девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2016 и 2015 гг., и должен рассматриваться вместе с промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетностью Группы и примечаниями к ней, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Данный отчет представляет финансовое состояние и результаты деятельности Группы на консолидированной основе. В данном отчете термины «Газпром нефть», «Компания», «Группа», означают 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. 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

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %		9 мес.		
				2016	2015	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
450 249	405 075	11,2	Выручка с учетом пошлин (продажи)*	1 221 326	1 238 248	(1,4)
121 338	107 166	13,2	Скорректированная EBITDA**	324 869	312 223	4,1
5 594	5 132	9,0	руб./т. н. э.	5 114	5 314	(3,7)
11,65	10,48	11,2	долл. США***/барр. н. э.	10,07	12,07	(16,6)
57 085	48 854	16,8	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	147 480	130 881	12,7
Операционные результаты						
161,13	155,16	3,8	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	471,89	436,42	8,1
21,69	20,88	3,9	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	63,52	58,76	8,1
1,75	1,71	2,3	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,72	1,60	7,5
113,67	107,32	5,9	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	328,37	310,09	5,9
284,67	287,05	(0,8)	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	861,10	758,01	13,6
10,56	10,42	1,3	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	31,21	32,87	(5,1)

* 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 9 месяцев 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 9 месяцев 2016 г. были спущены на воду пять из шести танкеров класса Arc7, строящихся для обеспечения круглогодичного вывоза нефти с Новопортовского месторождения. В сентябре 2016 г. первый танкер был передан 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 Кепервееме;

- Открыто новое месторождение в Ямало-Ненецком автономном округе на Западно-Чатылькинском лицензионном участке с суммарными геологическими запасами более 40 млн. тонн;
- Получено разрешение на право пользования недрами месторождения «Острово» в Сербии.

Результаты за 9 месяцев 2016 г. по сравнению с 9 месяцами 2015 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 8,1% и составила 63,52 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на месторождениях СеверЭнергии (Арктикгаз), на Новопортовском и Приразломном месторождениях, 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 5,1%, основное снижение пришлось на производство мазута и судового топлива. Переработанный объем был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты;
- Выручка с учетом пошлин снизилась на 1,4% вследствие снижения объема переработки и цен на нефть и нефтепродукты на мировых рынках, что было частично компенсировано ростом объемов добычи нефти;
- Существенный рост добычи на крупных проектах (Новопортовское и Приразломное месторождения) и действия менеджмента по оптимизации ассортимента и структуры выпускаемой продукции нивелировали снижение выручки и обеспечили рост показателя скорректированная EBITDA на 4,1%;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в основном обусловлен ростом показателя EBITDA и положительными курсовыми разницами по переоценке кредитного портфеля.

Результаты за 3 квартал 2016 г. по сравнению со 2 кварталом 2016 г.

- Суточная добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла до 1,75 млн. барр.н.э. в сутки;
- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла квартал к кварталу на 3,9% в основном за счет роста добычи на Новопортовском месторождении;
- Объем переработки нефти вырос на 1,3% квартал к кварталу вследствие сезонного повышения спроса на нефтепродукты. Рост сдерживался снижением переработки в Панчево вследствие капитального ремонта в сентябре 2016 г.;
- Выручка с учетом пошлин увеличилась на 11,2% за счет роста объемов реализации нефти и нефтепродуктов, роста цен на нефть на международном рынке и цен на нефтепродукты на внутреннем рынке;
- Существенный рост добычи на крупных проектах (Новопортовское и Приразломное месторождения) и действия менеджмента привели к опережающему темпу роста показателя скорректированная EBITDA (13,2%) по сравнению с ростом выручки;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в 3 квартале 2016 г. обусловлен, в основном, ростом показателя EBITDA.

Анализ операционных результатов деятельности

Эксплуатационное бурение

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %		9 мес.		
				2016	2015	Δ, %
Дочерние компании						
735	723	1,7	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	2 099	2 318	(9,4)
194	176	10,2	Количество новых скважин (шт.)	532	569	(6,5)
118,54	54,02	119,4	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	48,60	33,10	46,8
Совместные операции						
229	209	9,6	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	568	607	(6,4)
60	42	42,9	Количество новых скважин (шт.)	161	149	8,1
Совместные предприятия						
354	305	16,1	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	963	881	9,3
92	55	67,3	Количество новых скважин (шт.)	200	158	26,6

- Рост объема бурения квартал к кварталу соответствует запланированному графику бурения;
- 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;
- Рост среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям год к году на 46,8%, и квартал к кварталу на 119,4%, обусловлен увеличением доли высокотехнологичных скважин и вводом высокодебитных скважин на Новопортовском месторождении;
- Рост объемов бурения и количества новых скважин год к году и квартал к кварталу по совместным предприятиям обусловлен запуском в эксплуатацию Восточно-Мессояхского месторождения.

Добыча

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %		9 мес. 2016	2015	Δ, %
(млн. т.)			Нефть и конденсат	(млн. т.)		
3,47	3,47	-	Ноябрьскнефтегаз	10,43	10,82	(3,6)
3,66	3,61	1,4	Хантос***	10,89	10,72	1,6
1,22	1,18	3,4	Томскнефть	3,58	3,73	(4,0)
0,77	0,77	-	СПД	2,30	2,31	(0,4)
0,71	0,67	6,0	Оренбург	2,07	1,97	5,1
0,25	0,26	(3,8)	НИС	0,77	0,85	(9,4)
0,43	0,42	2,4	Восток**	1,27	1,17	8,5
0,96	0,33	190,9	Новый Порт	1,60	0,33	384,8
0,54	0,47	14,9	Приразломное	1,44	0,54	166,7
0,25	0,21	19,0	Бадра и Курдистан	0,62	0,33	87,9
0,02	0,02	-	Прочие	0,07	0,15	(53,3)
12,28	11,41	7,6	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	35,04	32,92	6,4
1,88	1,87	0,5	Доля в добыче Славнефти	5,64	5,81	(2,9)
0,91	0,94	(3,2)	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	2,82	2,44	15,6
0,12	0,13	(7,7)	Доля в добыче Нортгаза	0,40	0,35	14,3
0,04	-	-	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,04	-	-
2,95	2,94	0,3	Доля в добыче совместных предприятий	8,90	8,60	3,5
15,23	14,35	6,1	Итого добыча нефти и конденсата	43,94	41,52	5,8
(млрд. куб. м.)			Газ*	(млрд. куб. м.)		
2,42	2,49	(2,8)	Ноябрьскнефтегаз	7,28	6,85	6,3
0,26	0,26	-	Хантос***	0,79	0,53	49,1
0,22	0,21	4,8	Томскнефть	0,64	0,67	(4,5)
0,04	0,03	33,3	СПД	0,10	0,10	-
0,59	0,58	1,7	Оренбург	1,78	1,68	6,0
0,14	0,14	-	НИС	0,42	0,42	-
0,04	0,03	33,3	Восток	0,09	0,07	28,6
0,02	0,02	-	Прочие	0,07	0,03	133,3
3,73	3,76	(0,8)	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	11,17	10,35	7,9
0,12	0,12	-	Доля в добыче Славнефти	0,36	0,33	9,1
2,98	2,96	0,7	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	9,01	7,70	17,0
1,23	1,28	(3,9)	Доля в добыче Нортгаза	3,84	3,09	24,3
0,01	-	-	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,01	-	-
4,34	4,36	(0,5)	Доля в добыче совместных предприятий	13,22	11,12	18,9
8,07	8,12	(0,6)	Итого добыча газа	24,39	21,47	13,6
(млн. т. н. э.)			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
15,27	14,43	5,8	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	44,01	41,22	6,8
6,42	6,45	(0,5)	Доля в добыче совместных предприятий	19,51	17,54	11,2
21,69	20,88	3,9	Итого добыча углеводородов	63,52	58,76	8,1
161,13	155,16	3,8	млн. т. н. э.	471,89	436,42	8,1
			млн. барр. н. э.			
1,75	1,71	2,3	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)	1,72	1,60	7,5

*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%)

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 7,5% год к году и на 2,3% квартал к кварталу;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась год к году на 5,8% и составила 43,94 млн. т. Увеличение обусловлено ростом добычи нефти на Новопортовском и Приразломном месторождениях, на месторождениях СеверЭнергии (Арктикгаз), ростом добычи в Ираке, консолидацией 50% объемов добычи ЗАО «Нортгаз» и началом добычи на Мессояхском месторождении;
- Добыча нефти и конденсата по Группе квартал к кварталу увеличилась на 6,1% и составила 15,23 млн. т. в основном за счет роста добычи на Новопортовском и Приразломном месторождениях;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 13,6% 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.;
- Добыча газа в 3 квартале осталась на уровне 2 квартала 2016 г.

Покупка нефти

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %	(млн. т.)	9 мес.		
				2016	2015	Δ, %
2,09	2,11	(0,9)	Покупки нефти в России *	6,41	5,82	10,1
0,10	0,50	(80,0)	Покупки нефти на международном рынке	0,79	0,08	887,5
2,19	2,61	(16,1)	Итого покупки нефти	7,20	5,90	22,0

* 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 10,1% год к году обусловлено повышением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке.

Переработка

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %	(млн. т.)	9 мес.		
				2016	2015	Δ, %
5,17	5,07	2,0	Омск	15,32	16,02	(4,4)
2,87	2,77	3,6	Москва	8,05	8,62	(6,6)
0,58	0,93	(37,6)	Панчево	2,23	2,14	4,2
8,62	8,77	(1,7)	Переработка на НПЗ дочерних компаний	25,60	26,78	(4,4)
1,94	1,63	19,0	Доля в Ярославском НПЗ	5,48	5,64	(2,8)
-	0,02	-	Доля в Мозырском НПЗ	0,13	0,45	(71,1)
10,56	10,42	1,3	Итого переработка	31,21	32,87	(5,1)

Производство нефтепродуктов

2,32	2,33	(0,4)	Бензин	6,88	7,04	(2,3)
-	-	-	Класс 4 и ниже	-	0,33	-
2,32	2,33	(0,4)	Класс 5	6,88	6,71	2,5
0,33	0,39	(15,4)	Нафта	1,17	1,05	11,4
2,92	3,01	(3,0)	Дизельное топливо	8,89	8,96	(0,8)
0,02	0,04	(50,0)	Класс 2 и ниже	0,09	0,08	12,5
2,90	2,97	(2,4)	Класс 5	8,80	8,88	(0,9)
1,45	1,38	5,1	Мазут	4,54	5,14	(11,7)
0,84	0,81	3,7	Авиатопливо	2,32	2,36	(1,7)
0,74	0,58	27,6	Судовое топливо	1,99	2,90	(31,4)
0,75	0,65	15,4	Битумы	1,67	1,53	9,2
0,11	0,10	10,0	Масла	0,31	0,30	3,3
0,63	0,67	(6,0)	Прочие	1,92	2,06	(6,8)
10,09	9,92	1,7	Итого производство нефтепродуктов	29,69	31,34	(5,3)

- Переработка нефти год к году снизилась на 5,1%. Переработанный объем был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты;
- Объем переработки нефти вырос на 1,3% квартал к кварталу вследствие сезонного повышения спроса на нефтепродукты. Рост сдерживался снижением переработки в Панчево вследствие капитального ремонта в сентябре 2016 г.;
- Уменьшение объема производства судового топлива на 31,4% год к году обусловлено снижением спроса на транзитные бункеровки со стороны судовладельцев;
- Уменьшение объема производства мазута год к году на 11,7% 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 9,2% обусловлен увеличением доли рынка;
- Рост объема производства судового топлива и битумов квартал к кварталу на 27,6% и на 15,4% соответственно обусловлен, в основном, сезонным фактором.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	3 кв. 2016		2 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	3 581	0,13	3 592	0,13	(0,3)	-
Авиатопливо	962	0,03	842	0,03	14,3	-
Судовое топливо	577	0,02	784	0,03	(26,4)	(33,3)
Масла	248	0,01	250	0,00	(0,8)	-
Итого	5 368	0,19	5 468	0,19	(1,8)	-

	9 мес. 2016		9 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	9 897	0,37	5 572	0,18	77,6	105,6
Мазут	-	-	61	0,00	-	-
Авиатопливо	2 272	0,07	7 772	0,21	(70,8)	(66,7)
Судовое топливо	2 118	0,08	3 883	0,14	(45,5)	(42,9)
Масла	829	0,01	864	0,01	(4,1)	-
Итого	15 116	0,53	18 152	0,54	(16,7)	(1,9)

- 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)

	3 кв. 2016		2 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	666	0,03	453	0,01	47,0	200,0
Низкооктановый бензин	50	0,00	114	0,00	(56,1)	-
Дизельное топливо	820	0,03	1 217	0,06	(32,6)	(50,0)
Прочие	-	-	121	0,00	-	-
Итого	1 536	0,06	1 905	0,07	(19,4)	(14,3)

	9 мес. 2016		9 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	1 354	0,05	4 286	0,11	(68,4)	(54,5)
Низкооктановый бензин	360	0,01	379	0,01	(5,0)	-
Дизельное топливо	2 439	0,11	1 723	0,06	41,6	83,3
Прочие	269	0,01	398	0,02	(32,4)	(50,0)
Итого	4 422	0,18	6 786	0,20	(34,8)	(10,0)

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	3 кв. 2016		2 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	12 920	0,37	9 856	0,29	31,1	27,6
Низкооктановый бензин	185	0,01	-	-	-	-
Дизельное топливо	6 654	0,21	4 874	0,16	36,5	31,3
Авиатопливо	1 845	0,13	1 026	0,03	79,8	333,3
Судовое топливо	484	0,03	467	0,02	3,6	50,0
Масла	200	0,00	222	0,01	(9,9)	-
Продукты нефтехимии	209	0,00	-	-	-	-
Прочие	149	0,02	281	0,01	(47,0)	100,0
Итого	22 646	0,77	16 726	0,52	35,4	48,1

	9 мес. 2016		9 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	31 858	0,96	28 422	0,90	12,1	6,7
Низкооктановый бензин	185	0,01	-	-	-	-
Дизельное топливо	17 610	0,57	13 120	0,42	34,2	35,7
Мазут	10	0,00	803	0,08	(98,8)	-
Авиатопливо	4 199	0,23	7 166	0,26	(41,4)	(11,5)
Судовое топливо	1 535	0,09	1 615	0,08	(5,0)	12,5
Масла	505	0,01	387	0,00	30,5	-
Продукты нефтехимии	209	0,00	-	-	-	-
Прочие	705	0,04	992	0,03	(28,9)	33,3
Итого	56 816	1,91	52 505	1,77	8,2	7,9

- Рост 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 МАРПОЛ в Северо-Западной Европе.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %		9 мес. 2016	2015	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 169	1 166	0,3	в России	1 169	1 159	0,9
259	255	1,6	в СНГ	259	247	4,9
417	424	(1,7)	в Восточной Европе	417	422	(1,2)
1 845	1 845	-	Итого АЗС (на конец периода)	1 845	1 828	0,9
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
19,96	19,01	5,0		18,83	18,76	0,4
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы		(млн. т.)	
5,24	4,78	9,6	Продажи автомобильного топлива	14,36	13,89	3,4
0,73	0,66	10,6	Продажи авиатоплива	1,94	2,25	(13,8)
0,76	0,64	18,8	Продажи судового топлива	2,11	3,00	(29,7)
0,07	0,08	(12,5)	Продажи масел	0,20	0,17	17,6
			Итого объем продаж через премиальные каналы			
6,80	6,16	10,4		18,61	19,31	(3,6)

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 0,9% год к году;
- Среднесуточная реализация через одну АЗС в России год к году осталась на прежнем уровне, несмотря на падение спроса на топливо, за счет проведения маркетинговых мероприятий;
- Объем продаж через премиальные каналы год к году снизился на 3,4%, в основном, за счет снижения объема продаж судового топлива вследствие снижения спроса на транзитные бункеровки со стороны судовладельцев;
- Увеличение объема продаж через премиальные каналы на 10,4% квартал к кварталу обусловлено, главным образом, сезонным фактором.

Результаты деятельности

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес. 2016	2015	Δ, %
450 249	405 075	11,2	Выручка с учетом пошлин (продажи)*	1 221 326	1 238 248	(1,4)
(40 804)	(33 352)	22,3	Минус: экспортные пошлины и акциз с продаж	(110 206)	(138 428)	(20,4)
409 445	371 723	10,1	Итого выручка от продаж	1 111 120	1 099 820	1,0
Расходы и прочие затраты						
(94 534)	(84 758)	11,5	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(252 862)	(251 236)	0,6
(51 464)	(45 156)	14,0	Производственные и операционные расходы	(145 270)	(149 723)	(3,0)
(26 976)	(25 999)	3,8	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(77 397)	(74 497)	3,9
(31 493)	(31 820)	(1,0)	Транспортные расходы	(98 228)	(99 694)	(1,5)
(29 026)	(27 315)	6,3	Износ, истощение и амортизация	(84 330)	(70 490)	19,6
(104 530)	(98 522)	6,1	Налоги, за исключением налога на прибыль	(273 662)	(276 145)	(0,9)
(9)	(191)	(95,3)	Расходы на геологоразведочные работы	(308)	(531)	(42,0)
(338 032)	(313 761)	7,7	Итого операционные расходы	(932 057)	(922 316)	1,1
(2 626)	(16 421)	(84,0)	Прочие (расходы) / доходы	(19 704)	7 243	-
68 787	41 541	65,6	Операционная прибыль	159 359	184 747	(13,7)
8 437	10 307	(18,1)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	24 468	24 249	0,9
3 933	13 815	(71,5)	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	20 043	(40 981)	-
3 038	2 717	11,8	Финансовые доходы	8 302	10 493	(20,9)
(7 845)	(8 714)	(10,0)	Финансовые расходы	(26 283)	(21 401)	22,8
7 563	18 125	(58,3)	Итого прочие доходы / (расходы)	26 530	(27 640)	-
76 350	59 666	28,0	Прибыль до налогообложения	185 889	157 107	18,3
(5 554)	(6 499)	(14,5)	Расход по текущему налогу на прибыль	(13 690)	(26 763)	(48,8)
(10 269)	(3 012)	240,9	(Расход) / Доход по отложенному налогу на прибыль	(19 925)	2 950	-
(15 823)	(9 511)	66,4	Итого расход по налогу на прибыль	(33 615)	(23 813)	41,2
60 527	50 155	20,7	Прибыль за период	152 274	133 294	14,2
(3 442)	(1 301)	164,6	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(4 794)	(2 413)	98,7
57 085	48 854	16,8	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	147 480	130 881	12,7

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

Выручка

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		Δ, %
				2016	2015	
Нефть						
57 286	47 402	20,9	Экспорт	141 138	78 307	80,2
69 280	57 447	20,6	Продажи на экспорт	172 150	125 984	36,6
(11 994)	(10 045)	19,4	Минус: экспортные пошлины	(31 012)	(47 677)	(35,0)
4 075	3 077	32,4	Международный рынок	8 704	5 405	61,0
5 094	9 031	(43,6)	Экспорт в СНГ	19 225	21 530	(10,7)
5 094	9 031	(43,6)	Экспорт и продажи в СНГ	19 354	22 219	(12,9)
-	-	-	Минус: экспортные пошлины	(129)	(689)	(81,3)
23 094	23 328	(1,0)	Внутренний рынок	67 146	61 230	9,7
89 549	82 838	8,1	Итого выручка от продаж нефти	236 213	166 472	41,9
Газ						
480	339	41,6	Международный рынок	1 441	3 115	(53,7)
7 585	7 432	2,1	Внутренний рынок	21 893	20 972	4,4
8 065	7 771	3,8	Итого выручка от продаж газа	23 334	24 087	(3,1)
Нефтепродукты						
41 939	43 477	(3,5)	Экспорт	132 029	158 824	(16,9)
50 313	47 165	6,7	Продажи на экспорт	153 652	204 321	(24,8)
(8 374)	(3 688)	127,1	Минус: экспортные пошлины	(21 623)	(45 497)	(52,5)
26 076	24 549	6,2	Международный рынок	71 488	79 216	(9,8)
46 073	44 021	4,7	Продажи на международном рынке	128 137	123 726	3,6
(19 997)	(19 472)	2,7	Минус: акциз с продаж	(56 649)	(44 510)	27,3
18 612	17 581	5,9	СНГ	52 131	57 780	(9,8)
19 051	17 728	7,5	Экспорт и продажи в СНГ	52 924	57 835	(8,5)
(439)	(147)	198,6	Минус: экспортные пошлины	(793)	(55)	1 341,8
211 033	181 668	16,2	Внутренний рынок	552 932	561 821	(1,6)
297 660	267 275	11,4	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	808 580	857 641	(5,7)
14 171	13 839	2,4	Прочая выручка	42 993	51 620	(16,7)
409 445	371 723	10,1	Итого выручка	1 111 120	1 099 820	1,0

Объем реализации

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %		9 мес.		Δ, %
				2016	2015	
			(млн. т.)	(млн. т.)		
3,27	2,77	18,1	Нефть	8,67	5,38	61,2
0,21	0,17	23,5	Продажи на экспорт	0,52	0,28	85,7
0,34	0,54	(37,0)	Продажи на международном рынке*	1,37	1,45	(5,5)
1,79	1,63	9,8	Экспорт в СНГ	5,35	4,49	19,2
5,61	5,11	9,8	Продажи на внутреннем рынке	15,91	11,60	37,2
			(млрд. куб. м.)	(млрд. куб. м.)		
0,06	0,03	100,0	Газ	0,14	0,20	(30,0)
3,32	3,31	0,3	Продажи на международном рынке	9,92	10,24	(3,1)
3,38	3,34	1,2	Продажи на внутреннем рынке	10,06	10,44	(3,6)
			(млн. т.)	(млн. т.)		
2,43	2,25	8,0	Нефтепродукты	7,95	8,80	(9,7)
0,86	0,83	3,6	Продажи на экспорт	2,39	2,33	2,6
0,63	0,59	6,8	Продажи на международном рынке	1,76	1,65	6,7
7,58	6,75	12,3	Экспорт и продажи в СНГ	20,60	21,02	(2,0)
11,50	10,42	10,4	Продажи на внутреннем рынке	32,70	33,80	(3,3)

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %		9 мес. 2016	2015	Δ, %
(руб./т.)			Нефть	(руб./т.)		
21 187	20 739	2,2	Продажи на экспорт	19 856	23 417	(15,2)
14 982	16 724	(10,4)	Экспорт в СНГ	14 127	15 323	(7,8)
12 902	14 312	(9,9)	Продажи на внутреннем рынке	12 551	13 637	(8,0)
(руб./т.)			Нефтепродукты	(руб./т.)		
20 705	20 962	(1,2)	Продажи на экспорт	19 327	23 218	(16,8)
30 240	30 047	0,6	Экспорт и продажи в СНГ	30 070	35 052	(14,2)
27 841	26 914	3,4	Продажи на внутреннем рынке	26 841	26 728	0,4

Реализация нефти

- Увеличение объема продаж нефти на экспорт на 18,1% квартал к кварталу и на 61,2% год к году обусловлено увеличением добычи нефти на Новопортовском и Приразломном месторождениях;
- Увеличение объема продаж нефти на международном рынке на 23,5% квартал к кварталу и на 85,7% год к году обусловлено ростом добычи в Ираке;
- Снижение объемов продаж нефти на экспорт в СНГ на 37% квартал к кварталу обусловлено сокращением экспортного графика в Белоруссию;
- Снижение объемов продаж нефти на экспорт в СНГ на 5,5% год к году обусловлено прекращением реализации нефти в Узбекистан с февраля 2016 г.;
- Увеличение объемов продаж нефти на внутреннем рынке на 9,8% квартал к кварталу и на 19,2% 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 снизилась на 3,1% год к году в связи с изменением схемы реализации природного газа с Яро-Яхинского месторождения.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	3 кв. 2016		2 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	-	-	606	0,02	-	-
Нафта	6 558	0,27	6 736	0,27	(2,6)	-
Дизельное топливо	18 634	0,70	19 830	0,72	(6,0)	(2,8)
Мазут	15 215	1,07	10 619	0,88	43,3	21,6
Авиатопливо	2 017	0,06	1 757	0,06	14,8	-
Судовое топливо	4 148	0,17	3 713	0,16	11,7	6,3
Битумы	194	0,02	223	0,02	(13,0)	-
Масла	1 151	0,02	1 355	0,03	(15,1)	(33,3)
Продукты нефтехимии	1 101	0,04	1 545	0,06	(28,7)	(33,3)
Прочие	1 295	0,08	781	0,03	65,8	166,7
Итого	50 313	2,43	47 165	2,25	6,7	8,0

	9 мес. 2016		9 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	22 072	0,93	20 865	0,78	5,8	19,2
Дизельное топливо	65 138	2,61	77 353	2,51	(15,8)	4,0
Мазут	36 315	3,21	61 780	3,89	(41,2)	(17,5)
Авиатопливо	4 928	0,16	15 138	0,45	(67,4)	(64,4)
Судовое топливо	11 309	0,52	14 835	0,58	(23,8)	(10,3)
Битумы	441	0,04	345	0,02	27,8	100,0
Масла	4 214	0,09	2 323	0,07	81,4	28,6
Продукты нефтехимии	4 312	0,16	7 010	0,33	(38,5)	(51,5)
Прочие	2 657	0,14	2 515	0,10	5,6	40,0
Итого	153 652	7,95	204 321	8,80	(24,8)	(9,7)

- Рост объема реализации нефтепродуктов на экспорт квартал к кварталу на 8,0% 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 64,4% 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 51,5% обусловлено снижением объема производства и снижением цен на международном рынке.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	3 кв. 2016		2 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	8 385	0,25	8 998	0,26	(6,8)	(3,8)
Низкооктановый бензин	568	0,02	743	0,03	(23,6)	(33,3)
Дизельное топливо	6 781	0,21	5 317	0,17	27,5	23,5
Мазут	-	-	32	0,01	-	-
Авиатопливо	682	0,02	819	0,04	(16,7)	(50,0)
Битумы	866	0,09	479	0,06	80,8	50,0
Масла	819	0,02	751	0,02	9,1	-
Продукты нефтехимии и прочие	950	0,02	589	0,00	61,3	-
Итого	19 051	0,63	17 728	0,59	7,5	6,8

	9 мес. 2016		9 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	25 019	0,73	25 148	0,61	(0,5)	19,7
Низкооктановый бензин	2 242	0,08	3 672	0,10	(38,9)	(20,0)
Дизельное топливо	16 825	0,51	18 813	0,49	(10,6)	4,1
Мазут	476	0,07	218	0,03	118,3	133,3
Авиатопливо	2 699	0,10	3 729	0,11	(27,6)	(9,1)
Битумы	1 483	0,17	2 173	0,16	(31,8)	6,3
Масла	2 097	0,05	1 840	0,05	14,0	-
Продукты нефтехимии и прочие	2 083	0,05	2 242	0,10	(7,1)	(50,0)
Итого	52 924	1,76	57 835	1,65	(8,5)	6,7

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	3 кв. 2016		2 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	91 766	2,41	81 175	2,21	13,0	9,0
Низкооктановый бензин	283	0,01	278	0,01	1,8	-
Дизельное топливо	68 942	2,22	58 708	1,95	17,4	13,8
Мазут	2 665	0,38	1 731	0,33	54,0	15,2
Авиатопливо	20 869	0,79	18 921	0,72	10,3	9,7
Судовое топливо	8 868	0,58	7 355	0,48	20,6	20,8
Битумы	5 913	0,63	3 448	0,51	71,5	23,5
Масла	3 345	0,06	3 113	0,07	7,5	(14,3)
Продукты нефтехимии	5 043	0,25	4 484	0,28	12,5	(10,7)
Прочие	3 339	0,25	2 455	0,19	36,0	31,6
Итого	211 033	7,58	181 668	6,75	16,2	12,3

	9 мес. 2016		9 мес. 2015		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	244 666	6,73	237 995	6,81	2,8	(1,2)
Низкооктановый бензин	831	0,03	1 626	0,06	(48,9)	(50,0)
Дизельное топливо	180 467	5,92	168 834	5,58	6,9	6,1
Мазут	5 610	1,08	8 887	1,11	(36,9)	(2,7)
Авиатопливо	56 053	2,17	58 981	2,20	(5,0)	(1,4)
Судовое топливо	23 165	1,71	42 876	2,53	(46,0)	(32,4)
Битумы	10 434	1,35	12 331	1,27	(15,4)	6,3
Масла	8 996	0,18	7 746	0,17	16,1	5,9
Продукты нефтехимии	14 611	0,83	14 429	0,78	1,3	6,4
Прочие	8 099	0,60	8 116	0,51	(0,2)	17,6
Итого	552 932	20,60	561 821	21,02	(1,6)	(2,0)

- Рост объема реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке квартал к кварталу на 12,3% обусловлен в основном сезонным фактором;
- Снижение объема продаж судового топлива год к году на 32,4% вызвано снижением спроса на транзитные бункеровки со стороны судовладельцев;
- Рост объема продаж дизельного топлива год к году на 6,1% обусловлен увеличением объема операций со сторонними ресурсами на внутреннем рынке.

Прочая выручка

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

- Прочая выручка снизилась год к году на 16,7% 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 11,5% квартал к кварталу в связи с ростом объема покупок нефтепродуктов и ростом цен на нефтепродукты на внутреннем рынке.

Производственные и операционные расходы

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес. 2016	2015	Δ, %
27 528	25 508	7,9	Расходы на добычу углеводородов	77 370	69 148	11,9
20 585	18 906	8,9	Дочерние компании на территории РФ	57 963	52 264	10,9
			в том числе			
16 798	15 661	7,3	расходы на добычу по зрелым месторождениям	47 955	43 634	9,9
1 725	1 608	7,3	руб./т.н.э.	1 645	1 515	8,6
3,64	3,33	9,4	долл. США/барр. н. э.	3,28	3,49	(5,8)
3 787	3 245	16,7	расходы на добычу по новым месторождениям	10 008	8 630	16,0
2 711	2 554	6,1	Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**	7 382	5 844	26,3
4 232	4 048	4,5	Совместные операции	12 025	11 040	8,9
1 932	1 900	1,7	руб./т.н.э.	1 859	1 660	12,0
4,08	3,94	3,7	долл. США/барр. н. э.	3,71	3,82	(2,9)
13 107	11 630	12,7	Расходы на переработку	37 381	38 700	(3,4)
7 259	6 407	13,3	Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний	20 748	21 889	(5,2)
842	731	15,3	руб./т.	810	817	(0,8)
1,78	1,51	17,5	долл. США/барр	1,62	1,88	(14,0)
3 162	2 711	16,6	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий	9 272	10 860	(14,6)
1 630	1 643	(0,8)	руб./т.	1 653	1 783	(7,3)
3,44	3,40	1,1	долл. США/барр	3,30	4,10	(19,6)
2 686	2 512	7,0	Расходы на производство масел и фасованной продукции	7 361	5 951	23,7
7 661	7 302	4,9	Расходы на транспортировку до НПЗ	21 644	20 968	3,2
289	(1 568)	-	Изменение в незавершенном производстве	537	(1 213)	-
2 878	2 284	26,0	Прочие операционные расходы	8 339	22 120	(62,3)
51 464	45 156	14,0	Итого	145 270	149 723	(3,0)

* 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 10,9% год к году обусловлен увеличением расходов по зрелым месторождениям в связи с увеличением объема ГТМ для поддержания базовой добычи;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 8,6% год к году в результате:
 - Увеличения мероприятий по интенсификации добычи (ГРП на базовом фонде);
 - Увеличения темпа перехода на прокатную схему эксплуатации УЭЦН;
 - Увеличение 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 26,3% год к году обусловлен ростом добычи в Ираке на проекте Бадр, а также ослаблением курса рубля;
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 8,9% 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 поддержание пластового давления и вследствие роста обводненности;
- в Томскнефть в результате индексации тарифов подрядчиков, увеличения мероприятий по экологической программе и по программе безопасности, увеличения количества капитальных ремонтов скважин для поддержания добычи нефти.
- 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 15,3% квартал к кварталу в связи с:
 - Ремонт установки каталитического крекинга на Омском НПЗ в сентябре 2016 г.;
 - Ростом расходов по экологической программе на Московском НПЗ.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний снизились на 0,8% год к году в связи с:
 - Оптимизацией потребления технологического топлива (использование мазута вместо природного газа на Омском НПЗ);
 - Оптимизацией расхода присадок и компонентов при очистке дизельного топлива;
 - Снижение затрат сдерживалось ростом тарифов естественных монополий.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий снизились на 7,3% 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 3,2% обусловлен ростом тарифов на транспортировку нефти на 5,8%. Рост тарифов был частично нивелирован снижением объема переработки на Московском и Омском НПЗ;
- Прочие операционные расходы снизились год к году на 62,3% 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 3,9% год к году в результате:
 - Роста расходов по зарубежным дочерним обществам в результате ослабления курса рубля;
 - Роста бизнеса, расширения сети АЗС 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.

- Снижение транспортных расходов на 1,5% год к году обусловлено снижением расходов на транспортировку нефтепродуктов вследствие снижения объемов реализации. Снижение сдерживалось ростом расходов на транспортировку нефти вследствие увеличения объемов реализации на экспорт.

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 19,6% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи.

Налоги, за исключением налога на прибыль

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес. 2016	2015	Δ, %
63 745	62 129	2,6	Налог на добычу полезных ископаемых	166 473	204 236	(18,5)
33 054	29 665	11,4	Акциз	83 464	53 432	56,2
4 400	4 338	1,4	Взносы по социальному страхованию	13 490	11 252	19,9
3 331	2 390	39,4	Прочие налоги	10 235	7 225	41,7
104 530	98 522	6,1	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	273 662	276 145	(0,9)

- Налоги, за исключением налога на прибыль, снизились на 0,9% год к году. Рост акцизов на 56,2% вследствие повышения ставок и ввода акциза на средние дистилляты был компенсирован снижением НДС на 18,5% в связи со снижением цен на нефть;
- Налоги, за исключением налога на прибыль, выросли на 6,1% квартал к кварталу вследствие роста добычи и переработки на НПЗ дочерних компаний в РФ в 3 квартале 2016 г.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес. 2016	2015	Δ, %
2 885	4 871	(40,8)	Славнефть	11 114	8 634	28,7
4 008	4 063	(1,4)	СеверЭнергия (Арктикгаз)	10 391	12 039	(13,7)
637	909	(29,9)	Нортгаз	1 428	2 144	(33,4)
907	464	95,5	Прочие компании	1 535	1 432	7,2
8 437	10 307	(18,1)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	24 468	24 249	0,9

- Доля Группы в прибыли Славнефти снизилась квартал к кварталу в основном за счет снижения цен на нефть и положительного влияния курсовых разниц во 2 квартале;
- Доля Группы в прибыли Славнефти выросла год к году, главным образом, за счет дохода по курсовым разницам;
- Доля Группы в прибыли СеверЭнергии (Арктикгаз) год к году снизилась на 13,7%. Снижение прибыли обусловлено снижением цен на нефть, ростом амортизационных отчислений и финансовых расходов вследствие ввода в эксплуатацию основных средств, что привело к сокращению капитализации процентов.

Прочие доходы и расходы

- Прочие расходы в 2016 г. обусловлены обесценением авансов и внеоборотных активов. Прочий доход в 2015 г. обусловлен единовременным списанием в своей доле обязательства Томскнефти.

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.)	9 мес.		Δ %
	2016	2015	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	235 614	219 627	7,3
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(220 573)	(241 816)	(8,8)
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности	(83 257)	21 073	-
Чистое уменьшение денежных средств и их эквивалентов	(68 216)	(1 116)	-

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	9 мес.		Δ %
	2016	2015	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	260 980	244 296	6,8
Изменения в оборотном капитале	17 397	9 725	78,9
Уплаченный налог на прибыль	(17 336)	(16 285)	6,5
Проценты уплаченные	(27 701)	(20 524)	35,0
Дивиденды полученные	2 274	2 415	(5,8)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	235 614	219 627	7,3

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 7,3% год к году в результате увеличения операционной прибыли и изменения рабочего капитала.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	9 мес.		Δ %
	2016	2015	
Капитальные затраты	(266 004)	(234 238)	13,6
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(1 545)	303	-
Поступление денежных средств с депозитов	48 307	3 257	1 383,2
Погашение/(выдача) займов и прочих инвестиций	(6 000)	(21 819)	(72,5)
Прочие операции	4 669	10 681	(56,3)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(220 573)	(241 816)	(8,8)

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, снизились на 8,8% год к году. Рост капитальных затрат на 13,6% был нивелирован увеличением поступлений денежных средств с депозитов.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	9 мес.		Δ %
	2016	2015	
(Погашение) / Поступление займов и кредитов	(79 553)	31 975	-
Выплата дивидендов акционерам компании	(2 598)	(8 735)	(70,3)
Прочие операции	(1 106)	(2 167)	(49,0)
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности	(83 257)	21 073	-

- Погашение в соответствии с графиком ранее привлеченных кредитов и займов превысило объем привлечений за 9 месяцев 2016 г.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	9 мес.		Δ, %
	2016	2015	
Разведка и добыча	175 592	169 676	3,5
Дочерние компании	163 372	157 414	3,8
Совместные операции	12 220	12 262	(0,3)
Нефтепереработка	23 339	16 956	37,6
Маркетинг и сбыт	4 358	7 071	(38,4)
Прочие	9 324	9 389	(0,7)
Подытог капитальные вложения	212 613	203 092	4,7
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	53 391	31 146	71,4
Итого капитальные вложения	266 004	234 238	13,6

- Рост капитальных вложений в сегменте разведка и добыча на 3,5% обусловлен главным образом:
 - Активным строительством крупных инфраструктурных объектов Новопортовского месторождения;
 - Строительством объектов утилизации газа на основных активах и в Оренбургском регионе.
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 37,6% обусловлен главными образом строительством комплексной установки по переработке нефти «Евро плюс» на Московском НПЗ.

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	30 сентября 2016 г.	31 декабря 2015 г.
Краткосрочные кредиты и займы	96 070	147 319
Долгосрочные кредиты и займы	586 313	670 779
Денежные средства и денежные эквиваленты	(38 913)	(114 198)
Краткосрочные депозиты	(1 177)	(49 206)
Чистый долг	642 293	654 694
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	14,1	18,0
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	1,78	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 3,41 года на 30 сентября 2016 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 4,31% на 31 декабря 2015 г. до 5,09% на 30 сентября 2016 г.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	9 мес.		
				2016	2015	Δ, %
60 527	50 155	20,7	Прибыль за период	152 274	133 294	14,2
15 823	9 511	66,4	Итого расход по налогу на прибыль	33 615	23 813	41,2
7 845	8 714	(10,0)	Финансовые расходы	26 283	21 401	22,8
(3 038)	(2 717)	11,8	Финансовые доходы	(8 302)	(10 493)	(20,9)
29 026	27 315	6,3	Износ, истощение и амортизация	84 330	70 490	19,6
(3 933)	(13 815)	(71,5)	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(20 043)	40 981	-
2 626	16 421	(84,0)	Прочие (расходы) / доходы	19 704	(7 243)	-
108 876	95 584	13,9	EBITDA	287 861	272 243	5,7
(8 437)	(10 307)	(18,1)	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(24 468)	(24 249)	0,9
20 899	21 889	(4,5)	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	61 476	64 229	(4,3)
121 338	107 166	13,2	Итого скорректированная EBITDA	324 869	312 223	4,1

Финансовые показатели

Рентабельность

	30 сентября 2016 г.	30 сентября 2015 г.	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	29,24	28,39	0,8
Рентабельность по чистой прибыли, %	13,70	12,12	1,6
Рентабельность активов (ROA), %	5,53	5,55	(0,0)
Рентабельность капитала (ROE), %	10,20	9,97	0,2
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	11,23	13,62	(2,4)

Расчет скорректированного ROACE

За предыдущие 12 месяцев	30 сентября 2016 г.	30 сентября 2015 г.
Скорректированная EBITDA	417 457	369 301
Износ, истощение и амортизация	(141 472)	(115 503)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(61 489)	(38 688)
Скорректированный EBIT*	214 496	215 110
Средний используемый капитал	1 910 677	1 579 853
Скорректированный ROACE	11,23	13,62

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

Ликвидность

	30 сентября 2016 г.	30 сентября 2015 г.	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,27	1,34	(5,2)
Коэффициент срочной ликвидности	0,63	0,68	(7,4)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,20	0,38	(47,4)

Лeverедж

	30 сентября 2016 г.	30 сентября 2015 г.	Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	25,72	22,09	3,6
Чистый долг/ Капитал, %	45,97	42,08	3,9
Лeverедж, %	31,53	32,96	(1,4)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,77	0,77	-
Чистый долг/ EBITDA	1,78	1,69	5,3
Итого долг/ EBITDA	1,89	2,15	(12,1)

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.

Значительное снижение цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке за 9 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.

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %		9 мес. 2016	2015	Δ, %
(долл. США/барр.)			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
45,86	45,59	0,6	Нефть "Brent"	41,88	55,31	(24,3)
43,73	43,83	(0,2)	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	40,00	54,61	(26,8)
(долл. США/т.)				(долл. США/т.)		
472,82	503,24	(6,0)	Бензин Premium (ср. NWE)	454,59	605,51	(24,9)
375,07	391,65	(4,2)	Нафта (ср. Med и NWE)	360,00	465,67	(22,7)
409,63	412,96	(0,8)	Дизельное топливо (ср. NWE)	379,27	530,33	(28,5)
402,75	405,70	(0,7)	Газойль 0,2% (ср. Med)	372,57	515,87	(27,8)
221,41	192,07	15,3	Мазут 3,5% (ср. NWE)	181,05	271,29	(33,3)
(руб./т.)			Внутренний рынок	(руб./т.)		
36 179	35 303	2,5	Высокооктановый бензин	34 390	32 476	5,9
31 260	31 243	0,1	Низкооктановый бензин	29 549	28 267	4,5
28 947	26 682	8,5	Дизельное топливо	27 206	28 756	(5,4)
6 908	5 523	25,1	Мазут	5 300	7 758	(31,7)

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

Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция

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

3 кв. 2016	2 кв. 2016		9 мес. 2016	2015
0,8	1,2	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	4,1	10,4
64,62	65,89	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	68,37	59,28
64,26	67,61	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	72,88	56,26
63,16	64,26	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	63,16	66,24
(0,02)	(0,05)	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	(0,13)	0,18

Налогообложение

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

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %		9 мес. 2016	2015	Δ, %
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
88,67	67,17	32,0	Нефть	70,26	129,56	(45,8)
35,43	26,83	32,1	Светлые нефтепродукты	28,08	62,12	(54,8)
35,43	26,83	32,1	Дизельное топливо	28,08	62,12	(54,8)
54,03	40,90	32,1	Бензин	42,80	101,01	(57,6)
62,90	47,63	32,1	Нафта	49,83	110,08	(54,7)
72,67	55,03	32,1	Темные нефтепродукты	57,57	98,42	(41,5)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
6 099	6 136	(0,6)	Нефть (руб./т.)	5 437	6 736	(19,3)

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 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.), 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 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.

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 Федерального закона от 29 февраля 2016 г. №34-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	12 300
Класс 5	5 530	7 530	10 130	7 430
Прямогонный	11 300	10 500	13 100	12 300
Дизельное топливо	3 450	4 150	5 293	5 093
Печное топливо	3 000	4 150	5 293	5 093
Моторные масла	6 500	6 000	6 000	5 400
Средние дистилляты	-	4 150	5 293	5 093

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

а) В соответствии со статьей 342 НК РФ установлены следующие формулы для определения ставки НДПИ на нефть:

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

Дм = Кндпи х Кц х (1 – Кв х Кз х Кд х Кдв х Ккан)

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

Кц – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, определяется по следующей формуле: $K_c = (\bar{C} - 15) \times P / 261$, где \bar{C} – 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 Кв

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

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 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.

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.), 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 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 НДС на нефть по Группе

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %		9 мес. 2016	2015	Δ, %
6 099	6 136	(0,6)	Общественная ставка НДС на нефть	5 437	6 736	(19,3)
5 361	5 600	(4,3)	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения Кв, Кз и Кд)	4 915	6 347	(22,6)
738	536		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (руб./т.)	522	389	
12,1%	8,7%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (%)	9,6%	5,8%	

По итогам 9 месяцев 2016 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 4 915 руб./т., что на 522 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 9 месяцев 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 9 месяцев 2016 г.	Применимость к Группе
отношении имущества, созданного/ приобретенного при реализации инвестиционных проектов в ЯНАО (в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	ООО «Заполярье-нефть»
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:

3 кв. 2016	2 кв. 2016	Δ, %	(руб./т.)	9 мес. 2016	2015	Δ, %
Нефть						
			Экспорт			
1 224	1 530	(20,1)	Трубопроводный	1 415	1 626	(13,0)
			СНГ			
1 532	1 532	-	Трубопроводный	1 510	1 142	32,3
			Транспортировка на НПЗ			
673	669	0,7	Омский НПЗ	673	424	58,9
1 493	1 503	(0,6)	Московский НПЗ	1 428	1 045	36,7
1 110	1 205	(7,9)	Ярославский НПЗ	1 179	1 047	12,6
Нефтепродукты						
			Экспорт с Омского НПЗ			
2 251	1 496	50,5	Бензин	1 898	2 762	(31,3)
6 595	5 644	16,9	Мазут	5 677	4 360	30,2
4 967	5 368	(7,5)	Дизельное топливо	4 956	4 463	11,0
			Экспорт с Московского НПЗ			
1 441	1 786	(19,3)	Бензин	1 746	1 915	(8,8)
3 139	3 579	(12,3)	Мазут	3 229	2 464	31,0
1 701	1 532	11,0	Дизельное топливо	1 746	1 832	(4,7)
			Экспорт с Ярославского НПЗ			
2 025	1 552	30,5	Бензин	1 696	1 380	22,9
2 425	1 539	57,5	Мазут	1 874	1 820	2,9
1 900	1 645	15,5	Дизельное топливо	1 687	1 798	(6,2)

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 9 месяцев 2016 и 2015 гг. представлено ниже:

	9 мес.	
	2016	2015
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	7,5%	3,0%
трубопровод «Дружба»	13,7%	18,6%
порт Новороссийск	31,8%	32,1%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	17,7%	34,0%
экспортировано минуя систему Транснефть:	29,3%	12,3%
с месторождения Приразломное	14,2%	8,2%
с Новопортовского месторождения	15,1%	4,1%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	98,7%	95,3%
Узбекистан	1,3%	4,7%
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