

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 31 марта 2017 и 2016 гг. и 31 декабря 2016 гг.

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 марта 2017 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 31 марта 2017 г. и 2016 г., и 31 декабря 2016 г., 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. 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

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %		3 мес.		
				2017	2016	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
468 606	474 438	(1,2)	Выручка с учетом пошлин (продажи)*	468 606	366 002	28,0
117 794	131 329	(10,3)	Скорректированная EBITDA**	117 794	96 365	22,2
5 366	5 791	(7,3)	руб./т. н. э.	5 366	4 602	16,6
12,30	12,37	(0,6)	долл. США***/барр. н. э.	12,30	8,30	48,2
61 953	52 699	17,6	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	61 953	41 541	49,1
Операционные результаты						
162,76	168,28	(3,3)	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	162,76	155,60	4,6
21,95	22,68	(3,2)	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	21,95	20,94	4,8
1,81	1,83	(1,1)	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,81	1,71	5,8
114,18	118,66	(3,8)	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	114,18	107,38	6,3
291,37	297,76	(2,1)	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	291,37	289,38	0,7
8,78	10,68	(17,8)	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	8,78	10,23	(14,2)

* 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 1 квартал 2017 г.

- Получено право на разработку Тазовского и Северо-Самбургского месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе;
- Группа разместила рублевые облигации на сумму 15 млрд. руб. в апреле 2017 г.;
- В марте рейтинговое агентство Standard&Poors изменило прогноз Компании со стабильного на позитивный.

Результаты за 1 квартал 2017 г. по сравнению с 1 кварталом 2016 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 4,8% и составила 21,95 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском, Приразломном и Мессояхском месторождениях, а также роста добычи в Ираке;
- Объем переработки нефти уменьшился на 14,2% вследствие плановых капитальных ремонтов установок «большого кольца» на Московском НПЗ и ремонтов на Ярославском НПЗ;
- Выручка с учетом пошлин выросла на 28,0% вследствие роста объемов добычи нефти и роста цен на нефть и нефтепродукты на мировом и внутреннем рынках;
- Рост добычи на крупных проектах (Новопортовское, Приразломное и Мессояхское месторождения) и рост цен на нефть привели к росту показателя скорректированная EBITDA (22,2%). Рост скорректированной EBITDA сдерживался ростом ставок по НДС и акцизам;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в основном обусловлен ростом показателя EBITDA, а также положительными курсовыми разницеми по переоценке кредитного портфеля.

Результаты за 1 квартал 2017 г. по сравнению с 4 кварталом 2016 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях снизилась квартал к кварталу на 3,2% в основном вследствие снижения добычи на месторождениях Западной Сибири, на Новопортовском месторождении из-за логистических ограничений вследствие неблагоприятных погодных условий и планового снижения добычи на месторождениях Нортгаза;
- Объем переработки нефти снизился на 17,8% квартал к кварталу вследствие плановых капитальных ремонтов установок «большого кольца» на Московском НПЗ и ремонтов на Ярославском НПЗ;
- Выручка с учетом пошлин снизилась на 1,2% вследствие снижения объемов реализации нефтепродуктов. Снижение было частично компенсировано ростом цен на нефть и нефтепродукты, а также увеличением объема экспортных продаж нефти;
- Снижение показателя скорректированная EBITDA на 10,3 % обусловлено ремонтами на НПЗ Группы, повышением ставок НДС и акцизов, а также снижением уровня добычи на Новопортовском месторождении из-за логистических ограничений. Снижение показателя скорректированная EBITDA было частично компенсировано снижением затрат;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в основном обусловлен положительными курсовыми разницеми по переоценке кредитного портфеля и ростом прибыли совместных предприятий.

Анализ операционных результатов деятельности

Эксплуатационное бурение

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %		3 мес.		
				2017	2016	Δ, %
Дочерние компании						
494	553	(10,7)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	494	641	(22,9)
132	159	(17,0)	Количество новых скважин (шт.)	132	162	(18,5)
52,65	58,81	(10,5)	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	52,65	51,16	2,9
Совместные операции						
158	217	(27,2)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	158	130	21,5
47	52	(9,6)	Количество новых скважин (шт.)	47	59	(20,3)
Совместные предприятия						
310	294	5,4	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	310	303	2,3
64	86	(25,6)	Количество новых скважин (шт.)	64	53	20,8

- Снижение объема бурения и количества новых скважин год к году и квартал к кварталу по дочерним компаниям обусловлено увеличением доли высокотехнологичных скважин;
- Снижение среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям квартал к кварталу обусловлено уменьшением доли ввода высокодебитных скважин по Новопортовскому месторождению;
- Рост среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям год к году на 2,9%, обусловлен увеличением доли высокотехнологичных скважин и вводом высокодебитной скважины на Приразломном месторождении;
- Рост объемов бурения и количества новых скважин год к году по совместным предприятиям обусловлен запуском в эксплуатацию Восточно-Мессояхского месторождения.

Добыча

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %		3 мес. 2017	2016	Δ, %
(млн. т.)			Нефть и конденсат	(млн. т.)		
3,09	3,38	(8,6)	Ноябрьскнефтегаз	3,09	3,49	(11,5)
3,56	3,65	(2,5)	Хантос**	3,56	3,62	(1,7)
1,17	1,20	(2,5)	Томскнефть	1,17	1,18	(0,8)
0,77	0,78	(1,3)	СПД	0,77	0,76	1,3
0,70	0,69	1,4	Оренбург***	0,70	0,69	1,4
0,24	0,25	(4,0)	НИС	0,24	0,26	(7,7)
0,41	0,42	(2,4)	Восток****	0,41	0,42	(2,4)
1,13	1,32	(14,4)	Новый Порт	1,13	0,31	>200
0,78	0,71	9,9	Приразломное	0,78	0,43	81,4
0,30	0,24	25,0	Бадра и Курдистан	0,30	0,16	87,5
0,02	0,03	(33,3)	Прочие	0,02	0,03	(33,3)
12,17	12,67	(3,9)	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	12,17	11,35	7,2
1,81	1,86	(2,7)	Доля в добыче Славнефти	1,81	1,89	(4,2)
0,92	0,95	(3,2)	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	0,92	0,97	(5,2)
0,10	0,12	(16,7)	Доля в добыче Нортгаза	0,10	0,15	(33,3)
0,33	0,31	6,5	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,33	-	-
3,16	3,24	(2,5)	Доля в добыче совместных предприятий	3,16	3,01	5,0
15,33	15,91	(3,6)	Итого добыча нефти и конденсата	15,33	14,36	6,8
(млрд. куб. м.)			Газ*	(млрд. куб. м.)		
2,62	2,67	(1,9)	Ноябрьскнефтегаз	2,62	2,37	10,5
0,28	0,28	-	Хантос**	0,28	0,27	3,7
0,25	0,26	(3,8)	Томскнефть	0,25	0,21	19,0
0,03	0,03	-	СПД	0,03	0,03	-
0,63	0,58	8,6	Оренбург***	0,63	0,61	3,3
0,13	0,13	-	НИС	0,13	0,14	(7,1)
0,03	0,03	-	Восток****	0,03	0,02	50,0
0,04	0,03	33,3	Прочие	0,04	0,03	33,3
4,01	4,01	-	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	4,01	3,68	9,0
0,12	0,11	9,1	Доля в добыче Славнефти	0,12	0,12	-
3,02	3,08	(1,9)	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	3,02	3,07	(1,6)
1,09	1,23	(11,4)	Доля в добыче Нортгаза	1,09	1,33	(18,0)
0,01	-	-	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,01	-	-
4,24	4,42	(4,1)	Доля в добыче совместных предприятий	4,24	4,52	(6,2)
8,25	8,43	(2,1)	Итого добыча газа	8,25	8,20	0,6
(млн. т. н. э.)			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
15,39	15,89	(3,1)	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	15,39	14,31	7,5
6,56	6,79	(3,4)	Доля в добыче совместных предприятий	6,56	6,63	(1,1)
21,95	22,68	(3,2)	Итого добыча углеводородов	21,95	20,94	4,8
162,76	168,28	(3,3)	млн. т. н. э.	162,76	155,60	4,6
			млн. барр. н. э.			
1,81	1,83	(1,1)	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)	1,81	1,71	5,8

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

** Добыча нефти в 2016 -2017 гг. 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

**** Добыча нефти с начала 2017 г. по ГПН-Востоку показана с учетом СОГ. Использование попутного газа показано за вычетом газа, использованного при производстве СОГ.

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 5,8% год к году;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась год к году на 6,8% и составила 15,33 млн. т. Увеличение обусловлено ростом добычи нефти на Новопортовском, Приразломном и Мессояхском месторождениях, а также роста добычи в Ираке;
- Добыча нефти и конденсата по Группе квартал к кварталу снизилась на 3,6% и составила 15,33 млн. т. в основном вследствие меньшего количества дней в 1 квартале. Среднесуточная добыча нефти снизилась на 1,5% в основном вследствие снижения объемов добычи в Ноябрьском регионе и снижения добычи на Новопортовском месторождении из-за логистических ограничений вследствие неблагоприятных погодных условий;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 0,6% год к году в основном вследствие роста добычи природного газа в Ноябрьском регионе за счет заключения новых контрактов на поставку газа и ввода компрессорной станции на Еты-Пуровском месторождении в 4 квартале 2016 г.;
- Среднесуточная добыча газа в 1 квартале 2017 осталась на уровне 4 квартала 2016.

Покупка нефти

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %	(млн. т.)	3 мес. 2017	2016	Δ, %
1,77	2,14	(17,3)	Покупки нефти в России *	1,77	2,21	(19,9)
0,31	0,50	(38,0)	Покупки нефти на международном рынке	0,31	0,19	63,2
2,08	2,64	(21,2)	Итого покупки нефти	2,08	2,40	(13,3)

* 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

- Снижение покупки нефти в России на 19,9% год к году обусловлено снижением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке, а также снижением объема собственной переработки.

Переработка

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %	(млн. т.)	3 мес. 2017	2016	Δ, %
4,99	5,16	(3,3)	Омск	4,99	5,08	(1,8)
1,32	2,66	(50,4)	Москва	1,32	2,41	(45,2)
0,71	0,87	(18,4)	Панчево	0,71	0,72	(1,4)
7,02	8,69	(19,2)	Переработка на НПЗ дочерних компаний	7,02	8,21	(14,5)
1,76	1,99	(11,6)	Доля в Ярославском НПЗ	1,76	1,91	(7,9)
-	-	-	Доля в Мозырском НПЗ	-	0,11	-
8,78	10,68	(17,8)	Итого переработка	8,78	10,23	(14,2)

Производство нефтепродуктов

1,76	2,30	(23,5)	Бензин	1,76	2,23	(21,1)
1,76	2,30	(23,5)	Класс 5	1,76	2,23	(21,1)
0,35	0,39	(10,3)	Нафта	0,35	0,45	(22,2)
2,59	3,13	(17,3)	Дизельное топливо	2,59	2,96	(12,5)
0,02	0,04	(50,0)	Класс 2 и ниже	0,02	0,03	(33,3)
2,57	3,09	(16,8)	Класс 5	2,57	2,93	(12,3)
1,29	2,18	(40,8)	Мазут	1,29	1,71	(24,6)
0,61	0,72	(15,3)	Авиатопливо	0,61	0,67	(9,0)
0,75	0,42	78,6	Судовое топливо	0,75	0,67	11,9
0,27	0,35	(22,9)	Битумы	0,27	0,27	-
0,09	0,11	(18,2)	Масла	0,09	0,10	(10,0)
0,67	0,66	1,5	Прочие	0,67	0,62	8,1
8,38	10,26	(18,3)	Итого производство нефтепродуктов	8,38	9,68	(13,4)

- Переработка нефти и производство нефтепродуктов снизились год к году на 14,2% и квартал к кварталу на 17,8% вследствие плановых капитальных ремонтов установок «большого кольца» на Московском НПЗ и ремонтов на Ярославском НПЗ;
- Рост объема производства судового топлива и снижение производства мазута квартал к кварталу и год к году обусловлено повышением эффективности реализации судового топлива;
- Снижение объема производства битумов на 22,9% квартал к кварталу обусловлено, в основном, сезонным фактором;
- Производство высокооктановых бензинов на Омском НПЗ выросло год к году на 11,1% вследствие реализации комплексной программы модернизации НПЗ.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	1 кв. 2017		4 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	1 746	0,06	2 707	0,09	(35,5)	(33,3)
Авиатопливо	1 900	0,05	1 395	0,04	36,2	25,0
Судовое топливо	998	0,04	997	0,05	0,1	(20,0)
Масла	220	0,00	247	0,00	(10,9)	-
Итого	4 864	0,15	5 346	0,18	(9,0)	(16,7)

	3 мес. 2017		3 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	1 746	0,06	2 724	0,11	(35,9)	(45,5)
Авиатопливо	1 900	0,05	468	0,01	>200	>200
Судовое топливо	998	0,04	757	0,03	31,8	33,3
Масла	220	0,00	331	0,00	(33,5)	-
Итого	4 864	0,15	4 280	0,15	13,6	-

- Рост объёмов закупки авиатоплива на международном рынке год к году связан с расширением географии присутствия и повышением спроса на международные авиаперевозки;
- Снижение покупки дизельного топлива год к году связано с реализацией накопленных ранее остатков продукта.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	1 кв. 2017		4 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	747	0,02	386	0,01	93,5	100,0
Низкооктановый бензин	95	0,00	142	0,01	(33,1)	-
Дизельное топливо	1 420	0,05	358	0,02	>200	150,0
Авиатопливо	-	-	452	0,02	-	-
Прочие	110	0,02	-	-	-	-
Итого	2 372	0,09	1 338	0,06	77,3	50,0

	3 мес. 2017		3 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	747	0,02	235	0,01	>200	100,0
Низкооктановый бензин	95	0,00	196	0,01	(51,5)	-
Дизельное топливо	1 420	0,05	402	0,02	>200	150,0
Прочие	110	0,02	148	0,01	(25,7)	100,0
Итого	2 372	0,09	981	0,05	141,8	80,0

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	1 кв. 2017		4 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	19 246	0,55	13 154	0,41	46,3	34,1
Низкооктановый бензин	-	-	224	0,00	-	-
Нафта	-	-	79	0,00	-	-
Дизельное топливо	12 900	0,37	5 661	0,18	127,9	105,6
Мазут	-	-	50	0,01	-	-
Авиатопливо	1 629	0,06	1 375	0,04	18,5	50,0
Судовое топливо	813	0,04	805	0,04	1,0	-
Масла	176	0,01	177	0,00	(0,6)	-
Продукты нефтехимии	55	0,00	39	0,00	41,0	-
Прочие	1 601	0,04	751	0,03	113,2	33,3
Итого	36 420	1,07	22 315	0,71	63,2	50,7

	3 мес. 2017		3 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	19 246	0,55	9 082	0,30	111,9	83,3
Дизельное топливо	12 900	0,37	6 082	0,20	112,1	85,0
Мазут	-	-	10	0,00	-	-
Авиатопливо	1 629	0,06	1 328	0,05	22,7	20,0
Судовое топливо	813	0,04	584	0,04	39,2	-
Масла	176	0,01	83	0,00	112,0	-
Продукты нефтехимии	55	0,00	-	-	-	-
Прочие	1 601	0,04	275	0,01	>200	>200
Итого	36 420	1,07	17 444	0,60	108,8	78,3

- Увеличение объема покупки дизельного топлива, бензинов и авиатоплива квартал к кварталу и год к году обусловлено сокращением производства собственного ресурса;
- 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

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %		3 мес.		
	(шт.)			2017	2016	Δ, %
			Действующие АЗС		(шт.)	
1 199	1 197	0,2	в России	1 199	1 175	2,0
187	200	(6,5)	в СНГ	187	256	(27,0)
417	417	-	в Восточной Европе	417	418	(0,2)
1 803	1 814	(0,6)	Итого АЗС (на конец периода)	1 803	1 849	(2,5)
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
18,56	20,54	(9,6)		18,56	17,52	5,9
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы	(млн. т.)		
4,35	4,96	(12,3)	Продажи автомобильного топлива	4,35	4,33	0,5
0,56	0,67	(16,4)	Продажи авиатоплива	0,56	0,55	1,8
0,56	0,66	(15,2)	Продажи судового топлива	0,56	0,71	(21,1)
0,06	0,07	(14,3)	Продажи масел	0,06	0,05	20,0
0,03	0,06	(50,0)	Продажи битумов	0,03	0,01	200,0
			Итого объем продаж через премиальные каналы			
5,56	6,42	(13,4)		5,56	5,65	(1,6)

- Общее количество действующих АЗС снизилось на 2,5% год к году вследствие реорганизации розничного бизнеса в странах СНГ;
- Среднесуточная реализация через одну АЗС в России год к году выросла на 5,9% за счет активного развития сети АЗС и проведения маркетинговых мероприятий;
- Снижение объемов продаж судового топлива год к году связано со снижением спроса на Дальнем Востоке и штормовыми погодными условиями на Черном море;
- Снижение объема продаж через премиальные каналы на 13,4% квартал к кварталу обусловлено, главным образом, сезонным фактором.

Результаты деятельности

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	3 мес.		
				2017	2016	Δ, %
468 606	474 438	(1,2)	Выручка с учетом пошлин (продажи)*	468 606	366 002	28,0
(37 441)	(39 950)	(6,3)	Минус: экспортные пошлины и акциз с продаж	(37 441)	(36 050)	3,9
431 165	434 488	(0,8)	Итого выручка от продаж	431 165	329 952	30,7
Расходы и прочие затраты						
(116 963)	(98 432)	18,8	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(116 963)	(73 570)	59,0
(46 313)	(56 592)	(18,2)	Производственные и операционные расходы	(46 313)	(48 650)	(4,8)
(23 711)	(31 584)	(24,9)	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(23 711)	(24 422)	(2,9)
(36 650)	(34 756)	5,4	Транспортные расходы	(36 650)	(34 915)	5,0
(32 310)	(40 487)	(20,2)	Износ, истощение и амортизация	(32 310)	(27 886)	15,9
(114 387)	(107 469)	6,4	Налоги, за исключением налога на прибыль	(114 387)	(70 610)	62,0
(104)	(887)	(88,3)	Расходы на геологоразведочные работы	(104)	(108)	(3,7)
(370 438)	(370 207)	0,1	Итого операционные расходы	(370 438)	(280 161)	32,2
60 727	64 281	(5,5)	Операционная прибыль	60 727	49 791	22,0
10 818	9 648	12,1	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	10 818	5 724	89,0
13 182	8 257	59,6	Прибыль от курсовых разниц, нетто	13 182	2 295	>200
2 512	2 769	(9,3)	Финансовые доходы	2 512	2 547	(1,4)
(6 719)	(7 999)	(16,0)	Финансовые расходы	(6 719)	(9 724)	(30,9)
(864)	(3 306)	(73,9)	Прочие расходы	(864)	(760)	13,7
18 929	9 369	102,0	Итого прочие доходы	18 929	82	>200
79 656	73 650	8,2	Прибыль до налогообложения	79 656	49 873	59,7
(10 164)	(7 600)	33,7	Расход по текущему налогу на прибыль	(10 164)	(1 637)	>200
(4 758)	(8 599)	(44,7)	Расход по отложенному налогу на прибыль	(4 758)	(6 644)	(28,4)
(14 922)	(16 199)	(7,9)	Итого расход по налогу на прибыль	(14 922)	(8 281)	80,2
64 734	57 451	12,7	Прибыль за период	64 734	41 592	55,6
(2 781)	(4 752)	(41,5)	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(2 781)	(51)	>200
61 953	52 699	17,6	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	61 953	41 541	49,1

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

Выручка

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	3 мес.		
2017	2016			2017	2016	Δ, %
Нефть						
87 906	83 999	4,7	Экспорт	87 906	36 450	141,2
103 798	94 511	9,8	Продажи на экспорт	103 798	45 423	128,5
(15 892)	(10 512)	51,2	Минус: экспортные пошлины	(15 892)	(8 973)	77,1
4 895	3 979	23,0	Международный рынок	4 895	1 552	>200
7 156	4 303	66,3	Экспорт в СНГ	7 156	5 100	40,3
7 156	4 303	66,3	Экспорт и продажи в СНГ	7 156	5 229	36,9
-	-	-	Минус: экспортные пошлины	-	(129)	-
28 055	27 446	2,2	Внутренний рынок	28 055	20 820	34,8
128 012	119 727	6,9	Итого выручка от продаж нефти	128 012	63 922	100,3
Газ						
309	412	(25,0)	Международный рынок	309	622	(50,3)
8 993	8 440	6,6	Внутренний рынок	8 993	6 780	32,6
9 302	8 852	5,1	Итого выручка от продаж газа	9 302	7 402	25,7
Нефтепродукты						
60 646	52 243	16,1	Экспорт	60 646	46 613	30,1
68 278	62 185	9,8	Продажи на экспорт	68 278	56 174	21,5
(7 632)	(9 942)	(23,2)	Минус: экспортные пошлины	(7 632)	(9 561)	(20,2)
22 854	27 952	(18,2)	Международный рынок	22 854	20 863	9,5
36 409	47 110	(22,7)	Продажи на международном рынке	36 409	38 043	(4,3)
(13 555)	(19 158)	(29,2)	Минус: акциз с продаж	(13 555)	(17 180)	(21,1)
15 990	19 707	(18,9)	СНГ	15 990	15 938	0,3
16 352	20 045	(18,4)	Экспорт и продажи в СНГ	16 352	16 145	1,3
(362)	(338)	7,1	Минус: экспортные пошлины	(362)	(207)	74,9
180 043	190 789	(5,6)	Внутренний рынок	180 043	160 231	12,4
279 533	290 691	(3,8)	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	279 533	243 645	14,7
14 318	15 218	(5,9)	Прочая выручка	14 318	14 983	(4,4)
431 165	434 488	(0,8)	Итого выручка	431 165	329 952	30,7

Объем реализации

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %		3 мес.		
2017	2016			2017	2016	Δ, %
			Нефть			
(млн. т.)				(млн. т.)		
4,67	4,22	10,7	Продажи на экспорт	4,67	2,63	77,6
0,29	0,21	38,1	Продажи на международном рынке*	0,29	0,14	107,1
0,38	0,29	31,0	Экспорт в СНГ	0,38	0,49	(22,4)
1,86	1,99	(6,5)	Продажи на внутреннем рынке	1,86	1,96	(5,1)
7,20	6,71	7,3	Итого продажи нефти	7,20	5,22	37,9
(млрд. куб. м.)			Газ	(млрд. куб. м.)		
0,03	0,04	(25,0)	Продажи на международном рынке	0,03	0,05	(40,0)
3,53	3,45	2,3	Продажи на внутреннем рынке	3,53	3,26	8,3
3,56	3,49	2,0	Итого продажи газа	3,56	3,31	7,6
(млн. т.)			Нефтепродукты	(млн. т.)		
2,82	2,82	-	Продажи на экспорт	2,82	3,27	(13,8)
0,71	0,91	(22,0)	Продажи на международном рынке	0,71	0,70	1,4
0,52	0,65	(20,0)	Экспорт и продажи в СНГ	0,52	0,54	(3,7)
5,90	6,51	(9,4)	Продажи на внутреннем рынке	5,90	6,27	(5,9)
9,95	10,89	(8,6)	Итого продажи нефтепродуктов	9,95	10,78	(7,7)

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %		3 мес.		
				2017	2016	Δ, %
(руб./т.)			Нефть	(руб./т.)		
22 227	22 396	(0,8)	Продажи на экспорт	22 227	17 271	28,7
18 832	14 838	26,9	Экспорт в СНГ	18 832	10 671	76,5
15 083	13 792	9,4	Продажи на внутреннем рынке	15 083	10 622	42,0
(руб./т.)			Нефтепродукты	(руб./т.)		
24 212	22 051	9,8	Продажи на экспорт	24 212	17 179	40,9
31 446	30 838	2,0	Экспорт и продажи в СНГ	31 446	29 898	5,2
30 516	29 307	4,1	Продажи на внутреннем рынке	30 516	25 555	19,4

Реализация нефти

- Увеличение объема продаж нефти на экспорт на 10,7% квартал к кварталу и на 77,6% год к году обусловлено увеличением объемов добычи нефти на Новопортовском, Приразломном и Мессояхском месторождениях и снижением объемов поставки нефти на НПЗ;
- Увеличение объема продаж нефти на международном рынке год к году и квартал к кварталу обусловлено ростом добычи в Ираке;
- Снижение объемов продаж нефти на экспорт в СНГ на 22,4% год к году обусловлено сокращением экспорта нефти в Белоруссию;
- Снижение объемов продаж нефти на внутреннем рынке на 6,5% квартал к кварталу и на 5,1% год к году обусловлено в основном снижением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке.

Реализация газа

- Объем реализации газа на внутреннем рынке увеличился на 2,3% квартал к кварталу и на 8,3% год к году вследствие роста добычи природного газа по дочерним компаниям.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	1 кв. 2017		4 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Нафта	7 840	0,28	7 505	0,28	4,5	-
Дизельное топливо	29 570	1,04	20 049	0,69	47,5	50,7
Мазут	11 751	0,69	23 673	1,42	(50,4)	(51,4)
Авиатопливо	2 886	0,08	2 449	0,08	17,8	-
Судовое топливо	9 247	0,45	4 146	0,18	123,0	150,0
Битумы	230	0,02	98	0,00	134,7	-
Масла	1 238	0,03	1 289	0,03	(4,0)	-
Продукты нефтехимии	1 532	0,05	1 095	0,04	39,9	25,0
Прочие	3 984	0,18	1 881	0,10	111,8	80,0
Итого	68 278	2,82	62 185	2,82	9,8	-

	3 мес. 2017		3 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	-	-	1 660	0,07	-	-
Нафта	7 840	0,28	8 778	0,39	(10,7)	(28,2)
Дизельное топливо	29 570	1,04	26 674	1,19	10,9	(12,6)
Мазут	11 751	0,69	10 481	1,26	12,1	(45,2)
Авиатопливо	2 886	0,08	1 154	0,04	150,1	100,0
Судовое топливо	9 247	0,45	3 448	0,19	168,2	136,8
Битумы	230	0,02	24	0,00	>200	-
Масла	1 238	0,03	1 708	0,04	(27,5)	(25,0)
Продукты нефтехимии	1 532	0,05	1 666	0,06	(8,0)	(16,7)
Прочие	3 984	0,18	581	0,03	>200	>200
Итого	68 278	2,82	56 174	3,27	21,5	(13,8)

- Общий объем реализации нефтепродуктов в 1 квартале 2017 остался на уровне предыдущего квартала;
- Рост объема реализации судового топлива и снижение объема реализации мазута квартал к кварталу и год к году обусловлено более высокой эффективностью реализации судового топлива;
- Увеличение объема реализации авиатоплива год к году в 2 раза связано с повышением спроса на международные перевозки, а также расширением географии присутствия;
- Снижение объема реализации нефтепродуктов год к году обусловлено снижением объема производства.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	1 кв. 2017		4 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	7 123	0,22	8 149	0,24	(12,6)	(8,3)
Низкооктановый бензин	181	0,01	309	0,00	(41,4)	-
Дизельное топливо	5 683	0,17	8 343	0,26	(31,9)	(34,6)
Авиатопливо	1 960	0,07	1 247	0,04	57,2	75,0
Битумы	243	0,02	604	0,05	(59,8)	(60,0)
Масла	511	0,01	669	0,02	(23,6)	(50,0)
Продукты нефтехимии и прочие	651	0,02	724	0,04	(10,1)	(50,0)
Итого	16 352	0,52	20 045	0,65	(18,4)	(20,0)

	3 мес. 2017		3 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	7 123	0,22	7 636	0,22	(6,7)	-
Низкооктановый бензин	181	0,01	931	0,03	(80,6)	(66,7)
Дизельное топливо	5 683	0,17	4 727	0,13	20,2	30,8
Мазут	-	-	444	0,06	-	-
Авиатопливо	1 960	0,07	1 198	0,04	63,6	75,0
Битумы	243	0,02	138	0,02	76,1	-
Масла	511	0,01	527	0,01	(3,0)	-
Продукты нефтехимии и прочие	651	0,02	544	0,03	19,7	(33,3)
Итого	16 352	0,52	16 145	0,54	1,3	(3,7)

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	1 кв. 2017		4 кв. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	76 440	2,03	83 243	2,27	(8,2)	(10,6)
Низкооктановый бензин	147	0,00	220	0,00	(33,2)	-
Дизельное топливо	61 512	1,79	60 509	1,90	1,7	(5,8)
Мазут	4 118	0,43	4 573	0,54	(9,9)	(20,4)
Авиатопливо	16 834	0,56	20 111	0,68	(16,3)	(17,6)
Судовое топливо	7 691	0,43	8 379	0,46	(8,2)	(6,5)
Битумы	1 809	0,21	2 010	0,22	(10,0)	(4,5)
Масла	2 624	0,05	3 175	0,06	(17,4)	(16,7)
Продукты нефтехимии	5 906	0,21	5 289	0,25	11,7	(16,0)
Прочие	2 962	0,19	3 280	0,13	(9,7)	46,2
Итого	180 043	5,90	190 789	6,51	(5,6)	(9,4)

	3 мес. 2017		3 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	76 440	2,03	71 725	2,11	6,6	(3,8)
Низкооктановый бензин	147	0,00	270	0,01	(45,6)	-
Дизельное топливо	61 512	1,79	52 817	1,75	16,5	2,3
Мазут	4 118	0,43	1 214	0,37	>200	16,2
Авиатопливо	16 834	0,56	16 263	0,66	3,5	(15,2)
Судовое топливо	7 691	0,43	6 942	0,65	10,8	(33,8)
Битумы	1 809	0,21	1 073	0,21	68,6	-
Масла	2 624	0,05	2 538	0,05	3,4	-
Продукты нефтехимии	5 906	0,21	5 084	0,30	16,2	(30,0)
Прочие	2 962	0,19	2 305	0,16	28,5	18,8
Итого	180 043	5,90	160 231	6,27	12,4	(5,9)

- Снижение объема реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке квартал к кварталу на 9,4% и год к году на 5,9% обусловлено в основном снижением объема производства;
- Снижение объема реализации авиатоплива квартал к кварталу на 17,6% и год к году на 15,2% обусловлено сокращением спроса на рынке авиатоплива;
- Снижение объема продаж судового топлива год к году связано со снижением спроса на Дальнем Востоке и штормовыми погодными условиями на Черном море;
- Сокращение объемов реализации продуктов нефтехимии квартал к кварталу и год к году в связи с ремонтами на НПЗ Группы.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 59,0% год к году вследствие роста объема покупки нефтепродуктов (из-за снижения переработки) и роста стоимости приобретенной нефти (из-за роста цен на внутреннем и международном рынках);
- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 18,8% квартал к кварталу вследствие роста объема покупки нефтепродуктов (из-за снижения переработки). Рост расходов был частично компенсирован снижением объема покупки нефти.

Производственные и операционные расходы

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	3 мес.		
				2017	2016	Δ, %
25 890	29 120	(11,1)	Расходы на добычу углеводородов	25 890	24 334	6,4
1 682	1 833	(8,2)	<i>руб./т.н.э.</i>	1 682	1 700	(1,1)
3,90	3,96	(1,6)	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	3,90	3,11	25,5
20 071	22 429	(10,5)	Дочерние компании на территории РФ	20 071	18 472	8,7
1 597	1 719	(7,1)	<i>руб./т.н.э.</i>	1 597	1 590	0,4
3,70	3,72	(0,4)	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	3,70	2,91	27,4
			в том числе			
16 280	18 005	(9,6)	расходы на добычу по зрелым месторождениям	16 280	15 496	5,1
1 728	1 830	(5,6)	<i>руб./т.н.э.</i>	1 728	1 602	7,9
4,01	3,96	1,2	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	4,01	2,93	36,8
3 791	4 424	(14,3)	расходы на добычу по новым месторождениям	3 791	2 976	27,4
1 203	1 378	(12,7)	<i>руб./т.н.э.</i>	1 203	1 526	(21,1)
2,79	2,98	(6,4)	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	2,79	3,30	(15,5)
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**			
1 767	2 273	(22,3)	<i>руб./т.н.э.</i>	1 767	2 117	(16,5)
2 761	3 788	(27,1)	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	2 761	3 994	(30,9)
6,40	8,19	(21,9)	Совместные операции	6,40	7,30	(12,3)
4 052	4 418	(8,3)	<i>руб./т.н.э.</i>	4 052	3 745	8,2
1 876	1 990	(5,7)	<i>долл. США¹/барр. н. э.</i>	1 876	1 742	7,7
4,35	4,30	1,0	Расходы на переработку	4,35	3,18	36,6
12 371	15 304	(19,2)	Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний	12 371	12 799	(3,3)
7 218	9 423	(23,4)	<i>руб./т.</i>	7 218	7 238	(0,3)
1 028	1 084	(5,2)	<i>долл. США¹/барр.</i>	1 028	882	16,6
2,38	2,35	1,6	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***	2,38	1,61	47,9
2 760	3 182	(13,3)	<i>руб./т.</i>	2 760	3 398	(18,8)
1 568	1 599	(1,9)	<i>долл. США¹/барр.</i>	1 568	1 682	(6,8)
3,64	3,46	5,1	Расходы на производство масел и фасованной продукции	3,64	3,08	18,2
2 393	2 699	(11,3)	Расходы на транспортировку до НПЗ	2 393	2 163	10,6
5 483	7 918	(30,8)	Прочие операционные расходы	5 483	6 680	(17,9)
2 569	4 250	(39,6)	Итого	2 569	4 837	(46,9)
46 313	56 592	(18,2)		46 313	48 650	(4,8)

* 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 удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на территории РФ на 0,4% год к году обусловлен увеличением расходов по зрелым месторождениям, что компенсировано ростом добычи по новым месторождениям;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 7,9% год к году в результате:
 - Роста тарифов естественных монополий;
 - Роста обводненности на месторождениях Ноябрьского региона;
 - Роста доли прокатного оборудования УЭЦН.

- Снижение операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ на 16,5% год к году и на 22,3% квартал к кварталу обусловлен укреплением курса рубля;
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 8,2% год к году в основном обусловлен:
 - Ростом тарифов;
 - Ростом среднедействующего фонда скважин в СПД;
 - Увеличением обводненности добываемой продукции на месторождения Томскнефти.
- 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 снизились на 5,2% квартал к кварталу в связи с:
 - Снижением расходов по экологической программе;
 - Снижением расходов по текущим ремонтам на Омском НПЗ.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний увеличились на 16,6% год к году в связи с:
 - Ростом расходов на технологическое топливо (покупка природного газа вместо мазута вследствие повышения цен на мазут);
 - Ростом расходов по экологической программе;
 - Ростом тарифов естественных монополий.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий снизились на 6,8% год к году в связи с:
 - Сокращением затрат по ремонтам;
 - Снижением вовлечения присадок в ДТ.
- Снижение расходов на транспортировку до НПЗ квартал к кварталу на 30,8% и год к году на 17,9% обусловлено в основном снижением объемов поставки нефти на НПЗ.

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 снизились на 2,9% год к году в основном по иностранным дочерним обществам в результате укрепления курса рубля;
- Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы снизились на 24,9% квартал к кварталу в результате:
 - Снижения расходов по иностранным дочерним обществам в результате укрепления курса рубля;
 - Снижения расходов на рекламные кампании;
 - Снижения коммерческих расходов вследствие снижения объема продаж нефтепродуктов.

Транспортные расходы

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

- Транспортные расходы выросли в 1 квартале 2017 в основном за счет роста объемов реализации нефти на экспорт.

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 15,9% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи;
- Снижение расходов по износу, истощению и амортизации на 20,2% квартал к кварталу связан с признанием убытка от обесценения нефтегазовых активов в Ираке в 4 квартале 2016 г.

Налоги, за исключением налога на прибыль

1 кв.		4 кв.		3 мес.		
2017	2016	Δ, %	(млн. руб.)	2017	2016	Δ, %
80 783	70 827	14,1	Налог на добычу полезных ископаемых	80 783	40 599	99,0
25 437	28 638	(11,2)	Акциз	25 437	20 745	22,6
5 099	5 040	1,2	Взносы по социальному страхованию	5 099	4 752	7,3
3 068	2 964	3,5	Прочие налоги	3 068	4 514	(32,0)
114 387	107 469	6,4	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	114 387	70 610	62,0

- Налоги, за исключением налога на прибыль, выросли на 6,4% квартал к кварталу. Рост расхода по НДС на 14,1% обусловлен ростом ставки налога по НК РФ и цен на нефть. Снижение расхода по акцизам на 11,2% обусловлено снижением переработки на НПЗ дочерних компаний в РФ в 1 квартале 2017 г.;
- Налоги, за исключением налога на прибыль, увеличились на 62,0% год к году. Рост расхода по НДС на 99,0% обусловлен ростом ставки налога по НК РФ и введением дополнительного повышающего коэффициента, а также ростом объемов добычи и цен на нефть. Рост расхода по акцизам на 22,6% обусловлен повышением ставок.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

1 кв.		4 кв.		3 мес.		
2017	2016	Δ, %	(млн. руб.)	2017	2016	Δ, %
2 930	2 802	4,6	Славнефть	2 930	3 358	(12,7)
4 375	4 081	7,2	СеверЭнергия (Арктикгаз)	4 375	2 320	88,6
2 210	353	>200	Мессояханефтегаз	2 210	(696)	-
945	1 581	(40,2)	Нортгаз	945	(118)	-
358	831	(56,9)	Прочие компании	358	860	(58,4)
10 818	9 648	12,1	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	10 818	5 724	89,0

- Доля Группы в прибыли Славнефти снизилась год к году, главным образом, за счет уменьшения дохода по курсовым разницам вследствие снижения доли кредитов в иностранной валюте;
- Доля Группы в прибыли СеверЭнергии (Арктикгаз) выросла год к году на 88,6% вследствие роста EBITDA и снижения финансовых расходов;
- Доля Группы в прибыли Мессояханефтегаз выросла год к году вследствие начала коммерческой добычи с 4 квартала 2016г.;
- Доля Группы в прибыли Нортгаз снизилась квартал к кварталу вследствие снижения объема добычи СП.

Прочие доходы и расходы

- Прочие расходы снизились квартал к кварталу на 73,9%. Прочие расходы в 4 квартале 2016 г. в основном были представлены выбытием товарно-материальных запасов и обесценением 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.)	3 мес.		
	2017	2016	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	65 155	83 496	(22,0)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(61 172)	(39 936)	53,2
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности	6 323	(67 169)	-
Чистое увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	10 306	(23 609)	-

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	3 мес.		
	2017	2016	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	93 083	76 759	21,3
Изменения в оборотном капитале	(11 729)	17 909	-
Уплаченный налог на прибыль	(6 800)	(3 902)	74,3
Проценты уплаченные	(9 399)	(8 958)	4,9
Дивиденды полученные	-	1 688	-
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	65 155	83 496	(22,0)

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, снизились на 22,0% год к году в основном в результате изменения рабочего капитала.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	3 мес.		
	2017	2016	Δ %
Капитальные затраты	(65 665)	(83 900)	(21,7)
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(324)	(417)	(22,3)
Поступление денежных средств с депозитов	526	40 184	(98,7)
Погашение/(выдача) займов и прочих инвестиций	2 941	2 266	29,8
Прочие операции	1 350	1 931	(30,1)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(61 172)	(39 936)	53,2

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 53,2% вследствие снижения поступления денежных средств с депозитов.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	3 мес.		Δ %
	2017	2016	
Поступление / (Погашение) займов и кредитов	6 378	(67 169)	-
Прочие операции	(55)	-	-
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности	6 323	(67 169)	-

- Объем привлечений превысил погашение ранее привлеченных кредитов и займов за 3 месяца 2017 г.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	3 мес.		Δ, %
	2017	2016	
Разведка и добыча	40 936	58 132	(29,6)
Дочерние компании	37 651	54 034	(30,3)
Совместные операции	3 285	4 098	(19,8)
Нефтепереработка	10 062	5 131	96,1
Маркетинг и сбыт	1 022	848	20,5
Прочие	8 142	2 203	>200
Подытог капитальные вложения	60 162	66 314	(9,3)
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	5 503	17 586	(68,7)
Итого капитальные вложения	65 665	83 900	(21,7)

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча снизились на 29,6% вследствие:
 - завершение первого этапа строительства инфраструктуры Новопортовского месторождения;
 - снижения объемов бурения на зрелых месторождениях;
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 96,1% обусловлен реализацией второго этапа программы модернизации на Омском и Московском НПЗ (реконструкция установки каталитического крекинга и строительство установки «Евро+» на Московском НПЗ).

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	31 марта	31 декабря
	2017 г.	2016 г.
Краткосрочные кредиты и займы	99 637	80 187
Долгосрочные кредиты и займы	553 315	596 221
Денежные средства и денежные эквиваленты	(41 556)	(33 621)
Краткосрочные депозиты	(354)	(886)
Чистый долг	611 042	641 901
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	15,3	11,9
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	1,45	1,60

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга снизился с 3,60 лет на 31 декабря 2016 г. до 3,43 года на 31 марта 2017 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 5,52% на 31 декабря 2016 г. до 5,86% на 31 марта 2017 г. в основном в связи с увеличением доли рублевых заимствований в кредитном портфеле.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %	(млн. руб.)	3 мес.		
2017	2016			2017	2016	Δ, %
64 734	57 451	12,7	Прибыль за период	64 734	41 592	55,6
14 922	16 199	(7,9)	Итого расход по налогу на прибыль	14 922	8 281	80,2
6 719	7 999	(16,0)	Финансовые расходы	6 719	9 724	(30,9)
(2 512)	(2 769)	(9,3)	Финансовые доходы	(2 512)	(2 547)	(1,4)
32 310	40 487	(20,2)	Износ, истощение и амортизация	32 310	27 886	15,9
(13 182)	(8 257)	59,6	Убыток от курсовых разниц, нетто	(13 182)	(2 295)	>200
864	3 306	(73,9)	Прочие расходы	864	760	13,7
103 855	114 416	(9,2)	EBITDA	103 855	83 401	24,5
(10 818)	(9 648)	12,1	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(10 818)	(5 724)	89,0
24 757	26 561	(6,8)	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	24 757	18 688	32,5
117 794	131 329	(10,3)	Итого скорректированная EBITDA	117 794	96 365	22,2

Финансовые показатели

Рентабельность

	31 марта 2017 г.	31 марта 2016 г.	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	27,32	29,21	(1,9)
Рентабельность по чистой прибыли, %	15,01	12,61	2,4
Рентабельность активов (ROA), %	9,28	5,20	4,1
Рентабельность капитала (ROE), %	16,56	9,73	6,8
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	12,13	11,69	0,4

Расчет скорректированного ROACE

	31 марта 2017 г.	31 марта 2016 г.
За предыдущие 12 месяцев		
Скорректированная EBITDA	477 627	407 789
Износ, истощение и амортизация	(164 408)	(147 879)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(67 084)	(51 447)
Скорректированный EBIT*	246 135	208 463
Средний используемый капитал	2 029 352	1 782 709
Скорректированный ROACE	12,13	11,69

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

Ликвидность

	31 марта 2017 г.	31 марта 2016 г.	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,31	1,42	(7,7)
Коэффициент срочной ликвидности	0,66	0,72	(8,3)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,28	0,38	(26,3)

Лeverедж

	31 марта 2017 г.	31 марта 2016 г.	Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	23,68	26,09	(2,4)
Чистый долг/ Капитал, %	40,49	48,81	(8,3)
Лeverедж, %	28,73	33,13	(4,4)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,64	0,90	(28,9)
Чистый долг/ EBITDA	1,45	1,83	(20,8)
Итого долг/ EBITDA	1,54	2,11	(27,0)

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.

Рост цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке за 3 месяца 2017 г. оказал положительное влияние на результат Группы.

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %		3 мес. 2017	2016	Δ, %		
(долл. США/барр.)			Международный рынок			(долл. США/барр.)		
53,78	49,33	9,0	Нефть "Brent"	53,78	33,94	58,5		
52,30	48,12	8,7	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	52,30	32,19	62,5		
(долл. США/т.)						(долл. США/т.)		
544,90	504,64	8,0	Бензин Premium (ср. NWE)	544,90	386,04	41,2		
477,52	431,69	10,6	Нафта (ср. Med и NWE)	477,52	312,03	53,0		
480,98	456,82	5,3	Дизельное топливо (ср. NWE)	480,98	313,21	53,6		
477,20	447,42	6,7	Газойль 0,1% (ср. Med)	477,20	307,26	55,3		
279,97	256,87	9,0	Мазут 3,5% (ср. NWE)	279,97	127,55	119,5		
(руб./т.)			Внутренний рынок			(руб./т.)		
35 913	35 122	2,3	Высокооктановый бензин	35 913	31 669	13,4		
30 293	30 777	(1,6)	Низкооктановый бензин	30 293	26 126	16,0		
31 343	30 226	3,7	Дизельное топливо	31 343	25 970	20,7		
9 434	8 288	13,8	Мазут	9 434	3 451	173,4		

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.

1 кв. 2017	4 кв. 2016		3 мес.	
			2017	2016
1,0	1,3	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	1,0	2,1
58,84	63,07	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	58,84	74,63
60,66	63,16	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	60,66	72,88
56,38	60,66	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	56,38	67,61
(0,07)	(0,04)	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	(0,07)	(0,07)

Налогообложение

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

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %		3 мес.		
				2017	2016	Δ, %
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина			
86,53	91,67	(5,6)	Нефть	86,53	54,93	57,5
25,93	36,60	(29,2)	Светлые нефтепродукты	25,93	21,97	18,0
25,93	36,60	(29,2)	Дизельное топливо	25,93	21,97	18,0
25,93	55,87	(53,6)	Бензин	25,93	33,47	(22,5)
47,57	65,03	(26,8)	Нафта	47,57	38,97	22,1
86,53	75,13	15,2	Темные нефтепродукты	86,53	45,00	92,3
			Налог на добычу полезных ископаемых			
7 968	6 768	17,7	Нефть (руб./т.)	7 968	4 076	95,5

Ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты

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

Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую

а) В соответствии с пунктом 4 статьи 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», 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 2016 г. 29,20 + 30% x (P – 182,50) с 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 36% в 2016 г. и 30% с 2017г.

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:

	2016 г.	с 2017 г.
Легкие и средние дистилляты		
Дизельное топливо	0,4	0,3
Масла смазочные		
Нафта	0,71	0,55
Бензин	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 установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты (рублей за тонну):

	2016 01.01.-31.03	2016 01.04.-31.12	2017 г.	с 2018 г.
Бензин				
Ниже класса 5	10 500	13 100	13 100	13 100
Класс 5	7 530	10 130	10 130	10 535
Прямогонный	10 500	13 100	13 100	13 100
Дизельное топливо	4 150	5 293	6 800	7 072
Моторные масла	6 000	6 000	5 400	5 400
Средние дистилляты	4 150	5 293	7 800	8 112

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

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

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

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

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

$Кндпи = 559$ 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 НДС 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. K_{dv} применяется для участков недр, на которых имеются залежи с коэффициентом $K_d < 1$. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на нефть для залежей с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов для залежи с $K_d < 1$ определяется как N_{dv}/V_{dv} , где N_{dv} – сумма накопленной добычи нефти на конкретной залежи, а V_{dv} – 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_{dv} рассчитывается по формуле: $K_{dv} = 3,8 - 3,5 \times N_{dv}/V_{dv}$. В случае, если степень выработанности запасов конкретной залежи превышает 1, коэффициент K_{dv} принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент K_{dv} принимается равным 1. Для иных залежей данного участка (коэффициент K_d для которых равен 1) коэффициент K_{dv} 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_{kan} 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_{kan} принимается равным 1.

Кк устанавливается равным 306 на 2017 г., 357 на 2018 г.

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 100 м), 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 100 м), 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

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %		3 мес.		
				2017	2016	Δ, %
7 968	6 768	17,7	Общественная ставка НДС на нефть	7 968	4 076	95,5
6 861	5 793	18,4	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения Кв, Кз и Кд)	6 861	3 749	83,0
1 107	975		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (руб./т.)	1 107	327	
13,9%	14,4%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (%)	13,9%	8,0%	

По итогам 3 месяцев 2017 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 6 861 руб./т., что на 1 107 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.)	$35 \times \text{Еут} \times \text{Кс} + \text{Тг}$
Газовый конденсат (руб. / тонну)	$42 \times \text{Еут} \times \text{Кс} \times \text{Ккм}$

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 ФАС России на 2016-2017 гг. принимается равным 0).

Ккм - корректирующий коэффициент, равный 5,5 на 2016 г. и 6,5/Кг с 2017 г., где Кг - коэффициент, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива.

Эффективная ставка НДС на природный газ по итогам 3 месяцев 2017 г. составила 592 руб. за тыс. куб. м, что на 16 руб. за тыс. куб. м ниже средней общеустановленной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДС на природный газ, в частности, понижающего коэффициента Кс.

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 3 месяцев 2017 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 Кдв к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Восток»
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»
Применение пониженной ставки в размере 17% (льгота 3% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 16,5% (льгота 3,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Заполярье»
Применение пониженной ставки в размере 19,475% (льгота 0,525% в соответствии с региональным законодательством Тюменской области)	ООО «Газпромнефть-Хантос»
Применение пониженной ставки в размере 16,5% (льгота 3,5% 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»

Налоговые льготы, применяемые в течение 3 месяцев 2017 г.	Применимость к Группе
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 отношении имущества, созданного/ приобретенного при реализации инвестиционных проектов в ЯНАО (в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Заполярье»
Освобождение от налога на имущество в отношении имущества, созданного/ приобретенного при реализации инвестиционных проектов в Оренбургской области (в соответствии с региональным законодательством Оренбургской области)	ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Освобождение от уплаты налога на имущество в отношении имущества, созданного/ приобретенного, а также введенного в эксплуатацию в рамках реализации инвестиционных проектов в размере 50 % от суммы налога, зачисляемой в бюджет Томской области (в соответствии с региональным законодательством Томской области)	ООО «Газпромнефть-Восток»

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:

1 кв. 2017	4 кв. 2016	Δ, %	(руб./т.)	3 мес.		
				2017	2016	Δ, %
Нефть						
Экспорт						
1 952	1 895	3,0	Трубопроводный	1 952	1 940	0,6
СНГ						
1 573	1 504	4,6	Трубопроводный	1 573	1 466	7,3
Транспортировка на НПЗ						
698	659	5,9	Омский НПЗ	698	678	2,9
1 585	1 485	6,8	Московский НПЗ	1 585	1 287	23,1
1 316	1 346	(2,2)	Ярославский НПЗ	1 316	1 224	7,5
Нефтепродукты						
Экспорт с Омского НПЗ						
2 438	2 143	13,8	Бензин	2 438	1 942	25,6
5 406	5 389	0,3	Мазут	5 406	4 780	13,1
4 173	4 571	(8,7)	Дизельное топливо	4 173	4 532	(7,9)
Экспорт с Московского НПЗ						
2 681	1 444	85,7	Бензин	2 681	2 016	33,0
3 020	3 143	(3,9)	Мазут	3 020	2 971	1,6
2 400	1 916	25,3	Дизельное топливо	2 400	2 005	19,7
Экспорт с Ярославского НПЗ						
2 602	3 419	(23,9)	Бензин	2 602	1 507	72,7
2 865	2 734	4,8	Мазут	2 865	1 651	73,5
2 155	2 177	(1,0)	Дизельное топливо	2 155	1 515	42,3

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 3 месяца 2017 и 2016 гг. представлено ниже:

	3 мес.	
	2017	2016
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	26,4%	3,6%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	4,1%	0,0%
трубопровод «Дружба»	10,2%	17,2%
порт Новороссийск	14,7%	36,3%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	9,9%	18,1%
экспортировано минуя систему Транснефть:	34,7%	24,8%
с месторождения Приразломное	14,4%	16,0%
с Новопортовского месторождения	20,3%	8,8%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	100,0%	98,9%
Узбекистан	0,0%	1,1%
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