

**Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2017 г., и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 гг.**

---

## Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 30 июня 2017 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2017 г., и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 и 2016 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. 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

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %		6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
<b>Финансовые результаты (млн. руб.)</b>						
475 668	468 606	1,5	Выручка с учетом пошлин (продажи)*	944 274	771 077	22,5
128 013	117 794	8,7	Скорректированная EBITDA**	245 807	203 531	20,8
5 800	5 366	8,1	руб./т. н. э.	5 584	4 867	14,7
13,69	12,30	11,3	долл. США***/барр. н. э.	12,99	9,32	39,4
49 316	61 953	(20,4)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	111 269	90 395	23,1
<b>Операционные результаты</b>						
163,61	162,76	0,5	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	326,37	310,76	5,0
22,07	21,95	0,5	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	44,02	41,82	5,3
1,80	1,81	(0,6)	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,80	1,71	5,3
115,82	114,18	1,4	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	230,00	214,70	7,1
286,90	291,37	(1,5)	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	578,27	576,43	0,3
9,95	8,78	13,3	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	18,73	20,65	(9,3)

\* 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 6 месяцев 2017 г.

- Получено право на разработку:
  - Тазовского и Северо-Самбургского месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе;
  - Новосамарского месторождения в Оренбургской области;
  - Парабельского поискового участка в Томской области;
  - Аяшского участка на шельфе Охотского моря;
  - Западно-Чистинного участка в Ханты-Мансийском автономном округе.
- В июне Группа приобрела у испанской компании Repsol 25,02% акций компании Евротэк-Югра, владеющей 7 лицензиями на разведку и добычу полезных ископаемых в Ханты-Мансийском автономном округе, и получила право на увеличение доли до 50%;
- В апреле 2017 г. получена льгота по экспортной пошлине по месторождению Куумба в размере 28,984 млн. тонн;
- Группа разместила рублевые облигации на сумму 15 млрд. руб. в апреле 2017 г.;
- В марте рейтинговое агентство Standard&Poor's изменило прогноз Компании со стабильного на позитивный;
- Аналитическое кредитное рейтинговое агентство (АКРА) присвоило Компании высокий долгосрочный рейтинг кредитоспособности «AAA» (RU) со стабильным прогнозом;
- В июне Общее собрание акционеров Компании утвердило выплату рекордных дивидендов за 2016 год в размере 10,68 рублей на одну обыкновенную акцию.

### Результаты за 6 месяцев 2017 г. по сравнению с 6 месяцами 2016 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 5,3% и составила 44,02 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском, Приразломном и Мессояхском месторождениях, а также роста добычи в Ираке;

- Объем переработки нефти уменьшился на 9,3% вследствие проведения реконструкции и плановых капитальных ремонтов на НПЗ Группы;
- Выручка с учетом пошлин выросла на 22,5% 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 (20,8%). 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.

#### **Результаты за 2 квартал 2017 г. по сравнению с 1 кварталом 2017 г.**

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась квартал к кварталу на 0,5%. Рост добычи на Новопортовском месторождении компенсировал снижение добычи на месторождениях в Ноябрьском регионе;
- Объем переработки нефти увеличился на 13,3% квартал к кварталу вследствие завершения плановых капитальных ремонтов установок «большого кольца» на Московском НПЗ и ремонтов на Ярославском НПЗ;
- Выручка с учетом пошлин выросла на 1,5% в основном вследствие роста объемов реализации нефтепродуктов. Рост сдерживался снижением цен на нефть и нефтепродукты на мировом рынке;
- Рост показателя скорректированная EBITDA на 8,7 % обусловлен ростом добычи на Новопортовском, Приразломном и Мессояхском месторождениях, а также завершением основных этапов ремонтов на НПЗ Группы в 1 квартале 2017;
- Снижение чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в основном обусловлено убытком по курсовым разницам по переоценке кредитного портфеля во 2 квартале по сравнению с прибылью по курсовым разницам в 1 квартале.

## Анализ операционных результатов деятельности

### Эксплуатационное бурение

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %		6 мес.		Δ, %
				2017	2016	
<b>Дочерние компании</b>						
705	494	42,7	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 199	1 364	(12,1)
164	132	24,2	Количество новых скважин (шт.)	296	339	(12,7)
77,26	52,65	46,7	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	59,15	42,25	40,0
<b>Совместные операции</b>						
241	158	52,5	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	399	339	17,7
38	47	(19,1)	Количество новых скважин (шт.)	85	101	(15,8)
<b>Совместные предприятия</b>						
394	310	27,1	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	705	608	16,0
85	64	32,8	Количество новых скважин (шт.)	149	108	38,0

- Снижение объема бурения и количества новых скважин год к году по дочерним компаниям обусловлено увеличением доли высокотехнологичных скважин;
- Увеличение объема бурения и количества новых скважин квартал к кварталу по дочерним компаниям обусловлено активизацией бурения вследствие выполненных в 1 квартале мобилизацией и монтажом буровых установок на новые кусты в соответствии с графиком бурения;
- Рост среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям год к году на 40,0%, обусловлен увеличением доли высокотехнологичных скважин и вводом высокодебитной скважины на Приразломном месторождении;
- Рост объемов бурения год к году и квартал к кварталу по совместным операциям обусловлен увеличением бурения на месторождениях Томскнефти;
- Рост объемов бурения и количества новых скважин год к году по совместным предприятиям обусловлен запуском в эксплуатацию Восточно-Мессояхского месторождения.

## Добыча

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %		6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
			<b>Нефть и конденсат</b>	<b>(млн. т.)</b>		
2,87	3,09	(7,1)	Ноябрьскнефтегаз	5,96	6,96	(14,4)
3,53	3,56	(0,8)	Хантос**	7,09	7,23	(1,9)
1,15	1,17	(1,7)	Томскнефть	2,32	2,36	(1,7)
0,75	0,77	(2,6)	СПД	1,52	1,53	(0,7)
0,70	0,70	-	Оренбург***	1,40	1,36	2,9
0,24	0,24	-	НИС	0,48	0,52	(7,7)
0,41	0,41	-	Восток****	0,82	0,84	(2,4)
1,54	1,13	36,3	Новый Порт	2,67	0,64	>200
0,84	0,78	7,7	Приразломное	1,62	0,90	80,0
0,30	0,30	-	Бадра и Курдистан	0,60	0,37	62,2
0,03	0,02	50,0	Прочие	0,05	0,05	-
<b>12,36</b>	<b>12,17</b>	<b>1,6</b>	<b>Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям</b>	<b>24,53</b>	<b>22,76</b>	<b>7,8</b>
1,81	1,81	-	Доля в добыче Славнефти	3,62	3,76	(3,7)
0,91	0,92	(1,1)	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	1,83	1,91	(4,2)
0,09	0,10	(10,0)	Доля в добыче Нортгаза	0,19	0,28	(32,1)
0,37	0,33	12,1	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,70	-	-
<b>3,18</b>	<b>3,16</b>	<b>0,6</b>	<b>Доля в добыче совместных предприятий</b>	<b>6,34</b>	<b>5,95</b>	<b>6,6</b>
<b>15,54</b>	<b>15,33</b>	<b>1,4</b>	<b>Итого добыча нефти и конденсата</b>	<b>30,87</b>	<b>28,71</b>	<b>7,5</b>
			<b>Газ*</b>	<b>(млрд. куб. м.)</b>		
2,60	2,62	(0,8)	Ноябрьскнефтегаз	5,22	4,86	7,4
0,28	0,28	-	Хантос**	0,56	0,53	5,7
0,20	0,25	(20,0)	Томскнефть	0,45	0,42	7,1
0,03	0,03	-	СПД	0,06	0,06	-
0,64	0,63	1,6	Оренбург***	1,27	1,19	6,7
0,13	0,13	-	НИС	0,26	0,28	(7,1)
0,04	0,03	33,3	Восток****	0,07	0,05	40,0
0,05	0,04	25,0	Прочие	0,09	0,05	80,0
<b>3,97</b>	<b>4,01</b>	<b>(1,0)</b>	<b>Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям</b>	<b>7,98</b>	<b>7,44</b>	<b>7,3</b>
0,11	0,12	(8,3)	Доля в добыче Славнефти	0,23	0,24	(4,2)
3,02	3,02	-	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	6,04	6,03	0,2
1,02	1,09	(6,4)	Доля в добыче Нортгаза	2,11	2,61	(19,2)
0,01	0,01	-	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,02	-	-
<b>4,16</b>	<b>4,24</b>	<b>(1,9)</b>	<b>Доля в добыче совместных предприятий</b>	<b>8,40</b>	<b>8,88</b>	<b>(5,4)</b>
<b>8,13</b>	<b>8,25</b>	<b>(1,5)</b>	<b>Итого добыча газа</b>	<b>16,38</b>	<b>16,32</b>	<b>0,4</b>
			<b>Углеводороды</b>	<b>(млн. т. н. э.)</b>		
15,55	15,39	1,0	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	30,94	28,74	7,7
6,52	6,56	(0,6)	Доля в добыче совместных предприятий	13,08	13,08	-
<b>22,07</b>	<b>21,95</b>	<b>0,5</b>	<b>Итого добыча углеводородов</b>	<b>44,02</b>	<b>41,82</b>	<b>5,3</b>
<b>163,61</b>	<b>162,76</b>	<b>0,5</b>	<b>млн. барр. н. э.</b>	<b>326,37</b>	<b>310,76</b>	<b>5,0</b>
<b>1,80</b>	<b>1,81</b>	<b>(0,6)</b>	<b>Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)</b>	<b>1,80</b>	<b>1,71</b>	<b>5,3</b>

\* 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 ЮПИЗ (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-Восток показана с учетом СОГ. Использование попутного газа показано за вычетом газа, использованного при производстве СОГ.

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 5,3% год к году;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась год к году на 7,5% и составила 30,87 млн. т. Увеличение обусловлено ростом добычи нефти на Новопортовском, Приразломном и Мессояхском месторождениях, а также ростом добычи в Ираке;
- Добыча нефти и конденсата по Группе квартал к кварталу увеличилась на 1,4% и составила 15,54 млн. т. Рост добычи на Новопростовском месторождении вследствие увеличения действующего фонда скважин и улучшения логистических условий компенсировал снижение объемов добычи в Ноябрьском регионе;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 0,4% год к году, в основном, вследствие роста добычи природного газа в Ноябрьском регионе за счет заключения новых контрактов на поставку газа, ввода компрессорной станции на Еты-Пуровском месторождении в 4 квартале 2016 г., а также ввода нового газопровода на Оренбургском ГПЗ. Рост сдерживался снижением добычи газа в Нортгазе;
- Объем добычи газа по Группе снизился на 1,5% квартал к кварталу в связи с естественным истощением Северо-Уренгойского месторождения, проведением планово-предупредительных ремонтов на Вынгапуровском месторождении.

### Покупка нефти

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %	(млн. т.)	6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
1,88	1,77	6,2	Покупки нефти в России *	3,65	4,32	(15,5)
0,37	0,31	19,4	Покупки нефти на международном рынке	0,68	0,69	(1,4)
<b>2,25</b>	<b>2,08</b>	<b>8,2</b>	<b>Итого покупки нефти</b>	<b>4,33</b>	<b>5,01</b>	<b>(13,6)</b>

\* Покупки нефти в России:

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

- Снижение покупки нефти в России на 15,5% год к году обусловлено снижением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке, а также снижением объема собственной переработки.

## Переработка

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %	(млн. т.)	6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
4,80	4,99	(3,8)	Омск	9,79	10,15	(3,5)
2,39	1,32	81,1	Москва	3,71	5,18	(28,4)
0,82	0,71	15,5	Панчево	1,53	1,65	(7,3)
<b>8,01</b>	<b>7,02</b>	<b>14,1</b>	<b>Переработка на НПЗ дочерних компаний</b>	<b>15,03</b>	<b>16,98</b>	<b>(11,5)</b>
1,94	1,76	10,2	Доля в Ярославском НПЗ	3,70	3,54	4,5
-	-	-	Доля в Мозырском НПЗ	-	0,13	-
<b>9,95</b>	<b>8,78</b>	<b>13,3</b>	<b>Итого переработка</b>	<b>18,73</b>	<b>20,65</b>	<b>(9,3)</b>

### Производство нефтепродуктов

2,18	1,76	23,9	Бензин	3,94	4,56	(13,6)
2,18	1,76	23,9	Класс 5	3,94	4,56	(13,6)
0,29	0,35	(17,1)	Нафта	0,64	0,84	(23,8)
2,75	2,59	6,2	Дизельное топливо	5,34	5,97	(10,6)
0,04	0,02	100,0	Класс 2 и ниже	0,06	0,07	(14,3)
2,71	2,57	5,4	Класс 5	5,28	5,90	(10,5)
1,31	1,29	1,6	Мазут	2,60	3,09	(15,9)
0,81	0,61	32,8	Авиатопливо	1,42	1,48	(4,1)
0,61	0,75	(18,7)	Судовое топливо	1,36	1,25	8,8
0,75	0,27	177,8	Битумы	1,02	0,92	10,9
0,13	0,09	44,4	Масла	0,22	0,20	10,0
0,78	0,67	16,4	Прочие	1,45	1,29	12,4
<b>9,61</b>	<b>8,38</b>	<b>14,7</b>	<b>Итого производство нефтепродуктов</b>	<b>17,99</b>	<b>19,60</b>	<b>(8,2)</b>

- Объем переработки нефти уменьшился на 9,3% год к году вследствие проведения реконструкции и плановых капитальных ремонтов на НПЗ Группы;
- Объем переработки нефти увеличился на 13,3% квартал к кварталу вследствие завершения плановых капитальных ремонтов установок «большого кольца» на Московском НПЗ и ремонтов на Ярославском НПЗ;
- Рост объема производства высокооктановых бензинов на 23,9% квартал к кварталу обусловлен окончанием реконструкции и плановых ремонтов на Московском и Ярославском НПЗ;
- Рост объема производства судового топлива год к году обусловлен повышением эффективности его реализации;
- Снижение производства мазута год к году обусловлено снижением переработки нефти в связи с ремонтами НПЗ Группы;
- Рост объема производства битумов на 177,8% квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором и окончанием реконструкции битумной установки на Омском НПЗ (январь-апрель 2017 г.).

## Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	2 кв. 2017		1 кв. 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	2 695	0,11	1 746	0,06	54,4	83,3
Авиатопливо	1 280	0,04	1 900	0,05	(32,6)	(20,0)
Судовое топливо	1 033	0,05	998	0,04	3,5	25,0
Масла	185	0,00	220	0,00	(15,9)	-
<b>Итого</b>	<b>5 193</b>	<b>0,20</b>	<b>4 864</b>	<b>0,15</b>	<b>6,8</b>	<b>33,3</b>



	6 мес. 2017		6 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	4 441	0,17	6 316	0,24	(29,7)	(29,2)
Авиатопливо	3 180	0,09	1 310	0,04	142,7	125,0
Судовое топливо	2 031	0,09	1 541	0,06	31,8	50,0
Масла	405	0,00	581	0,00	(30,3)	-
<b>Итого</b>	<b>10 057</b>	<b>0,35</b>	<b>9 748</b>	<b>0,34</b>	<b>3,2</b>	<b>2,9</b>

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

### Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	2 кв. 2017		1 кв. 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	1 389	0,05	747	0,02	85,9	150,0
Низкооктановый бензин	34	0,00	95	0,00	(64,2)	-
Дизельное топливо	998	0,04	1 420	0,05	(29,7)	(20,0)
Прочие	76	0,01	110	0,02	(30,9)	(50,0)
<b>Итого</b>	<b>2 497</b>	<b>0,10</b>	<b>2 372</b>	<b>0,09</b>	<b>5,3</b>	<b>11,1</b>

	6 мес. 2017		6 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	2 136	0,07	688	0,02	>200	>200
Низкооктановый бензин	129	0,00	310	0,01	(58,4)	-
Дизельное топливо	2 418	0,09	1 619	0,08	49,4	12,5
Прочие	186	0,03	269	0,01	(30,9)	200,0
<b>Итого</b>	<b>4 869</b>	<b>0,19</b>	<b>2 886</b>	<b>0,12</b>	<b>68,7</b>	<b>58,3</b>

### Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	2 кв. 2017		1 кв. 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	13 285	0,37	19 246	0,55	(31,0)	(32,7)
Дизельное топливо	6 719	0,21	12 900	0,37	(47,9)	(43,2)
Авиатопливо	2 277	0,08	1 629	0,06	39,8	33,3
Судовое топливо	871	0,04	813	0,04	7,1	-
Битумы	156	0,02	-	-	-	-
Масла	-	-	176	0,01	-	-
Продукты нефтехимии	-	-	55	0,00	-	-
Прочие	2 201	0,06	1 601	0,04	37,5	50,0
<b>Итого</b>	<b>25 509</b>	<b>0,78</b>	<b>36 420</b>	<b>1,07</b>	<b>(30,0)</b>	<b>(27,1)</b>

	6 мес. 2017		6 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	32 531	0,92	18 938	0,59	71,8	55,9
Дизельное топливо	19 619	0,58	10 956	0,36	79,1	61,1
Мазут	-	-	10	0,00	-	-
Авиатопливо	3 906	0,14	2 354	0,06	65,9	133,3
Судовое топливо	1 684	0,08	1 051	0,06	60,2	33,3
Битумы	156	0,02	-	-	-	-
Масла	176	0,01	305	0,01	(42,3)	-
Продукты нефтехимии	55	0,00	-	-	-	-
Прочие	3 802	0,10	556	0,02	>200	>200
<b>Итого</b>	<b>61 929</b>	<b>1,85</b>	<b>34 170</b>	<b>1,10</b>	<b>81,2</b>	<b>68,2</b>

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

### Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %		6 мес. 2017	2016	Δ, %
	(шт.)		<b>Действующие АЗС</b>		(шт.)	
1 201	1 199	0,2	в России	1 201	1 166	3,0
189	187	1,1	в СНГ	189	255	(25,9)
413	417	(1,0)	в Восточной Европе	413	424	(2,6)
<b>1 803</b>	<b>1 803</b>	-	<b>Итого АЗС (на конец периода)</b>	<b>1 803</b>	<b>1 845</b>	<b>(2,3)</b>
			<b>Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)</b>			
<b>19,57</b>	<b>18,56</b>	<b>5,4</b>		<b>19,07</b>	<b>18,27</b>	<b>4,4</b>
	(млн. т.)		<b>Объем продаж через премиальные каналы</b>		(млн. т.)	
4,90	4,35	12,6	Продажи автомобильного топлива	9,25	9,07	2,0
0,73	0,56	30,4	Продажи авиатоплива	1,29	1,20	7,5
0,72	0,56	28,6	Продажи судового топлива	1,28	1,35	(5,2)
0,09	0,06	50,0	Продажи масел	0,15	0,13	15,4
0,07	0,03	133,3	Продажи битумов	0,10	0,10	-
<b>6,51</b>	<b>5,56</b>	<b>17,1</b>	<b>Итого объем продаж через премиальные каналы</b>	<b>12,07</b>	<b>11,85</b>	<b>1,9</b>

- Общее количество действующих АЗС снизилось на 2,3% год к году вследствие реорганизации розничного бизнеса в странах СНГ;
- Среднесуточная реализация через одну АЗС в России год к году выросла на 4,4% 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;
- Рост объема продаж через премиальные каналы на 17,1% квартал к кварталу обусловлен, главным образом, сезонным фактором.

## Результаты деятельности

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
475 668	468 606	1,5	Выручка с учетом пошлин (продажи)*	944 274	771 077	22,5
(34 476)	(37 441)	(7,9)	Минус: экспортные пошлины и акциз с продаж	(71 917)	(69 402)	3,6
<b>441 192</b>	<b>431 165</b>	<b>2,3</b>	<b>Итого выручка от продаж</b>	<b>872 357</b>	<b>701 675</b>	<b>24,3</b>
<b>Расходы и прочие затраты</b>						
(109 997)	(116 963)	(6,0)	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(226 960)	(158 328)	43,3
(54 059)	(46 313)	16,7	Производственные и операционные расходы	(100 372)	(93 806)	7,0
(24 237)	(23 711)	2,2	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(47 948)	(50 421)	(4,9)
(34 744)	(36 650)	(5,2)	Транспортные расходы	(71 394)	(66 735)	7,0
(33 984)	(32 310)	5,2	Износ, истощение и амортизация	(66 294)	(60 229)	10,1
(111 644)	(114 387)	(2,4)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(226 031)	(169 132)	33,6
(42)	(104)	(59,6)	Расходы на геологоразведочные работы	(146)	(299)	(51,2)
<b>(368 707)</b>	<b>(370 438)</b>	<b>(0,5)</b>	<b>Итого операционные расходы</b>	<b>(739 145)</b>	<b>(598 950)</b>	<b>23,4</b>
<b>72 485</b>	<b>60 727</b>	<b>19,4</b>	<b>Операционная прибыль</b>	<b>133 212</b>	<b>102 725</b>	<b>29,7</b>
7 892	10 818	(27,0)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий (Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	18 710	16 031	16,7
(7 477)	13 182	-	Финансовые доходы	5 705	16 110	(64,6)
2 714	2 512	8,0	Финансовые расходы	5 226	5 264	(0,7)
(6 542)	(6 719)	(2,6)	Прочие расходы	(13 261)	(18 438)	(28,1)
(2 515)	(864)	191,1		(3 379)	(12 153)	(72,2)
<b>(5 928)</b>	<b>18 929</b>	<b>-</b>	<b>Итого прочие (расходы) / доходы</b>	<b>13 001</b>	<b>6 814</b>	<b>90,8</b>
<b>66 557</b>	<b>79 656</b>	<b>(16,4)</b>	<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>146 213</b>	<b>109 539</b>	<b>33,5</b>
(10 450)	(10 164)	2,8	Расход по текущему налогу на прибыль	(20 614)	(8 136)	153,4
(2 790)	(4 758)	(41,4)	Расход по отложенному налогу на прибыль	(7 548)	(9 656)	(21,8)
<b>(13 240)</b>	<b>(14 922)</b>	<b>(11,3)</b>	<b>Итого расход по налогу на прибыль</b>	<b>(28 162)</b>	<b>(17 792)</b>	<b>58,3</b>
<b>53 317</b>	<b>64 734</b>	<b>(17,6)</b>	<b>Прибыль за период</b>	<b>118 051</b>	<b>91 747</b>	<b>28,7</b>
(4 001)	(2 781)	43,9	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(6 782)	(1 352)	>200
<b>49 316</b>	<b>61 953</b>	<b>(20,4)</b>	<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»</b>	<b>111 269</b>	<b>90 395</b>	<b>23,1</b>

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

## Выручка

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
<b>Нефть</b>						
93 792	87 906	6,7	Экспорт	181 698	83 852	116,7
105 623	103 798	1,8	Продажи на экспорт	209 421	102 870	103,6
(11 831)	(15 892)	(25,6)	Минус: экспортные пошлины	(27 723)	(19 018)	45,8
4 944	4 895	1,0	Международный рынок	9 839	4 629	112,6
7 099	7 156	(0,8)	Экспорт в СНГ	14 255	14 131	0,9
7 099	7 156	(0,8)	Экспорт и продажи в СНГ	14 255	14 260	-
-	-	-	Минус: экспортные пошлины	-	(129)	-
18 116	28 055	(35,4)	Внутренний рынок	46 171	44 201	4,5
<b>123 951</b>	<b>128 012</b>	<b>(3,2)</b>	<b>Итого выручка от продаж нефти</b>	<b>251 963</b>	<b>146 813</b>	<b>71,6</b>
<b>Газ</b>						
398	309	28,8	Международный рынок	707	961	(26,4)
9 066	8 993	0,8	Внутренний рынок	18 059	14 159	27,5
<b>9 464</b>	<b>9 302</b>	<b>1,7</b>	<b>Итого выручка от продаж газа</b>	<b>18 766</b>	<b>15 120</b>	<b>24,1</b>
<b>Нефтепродукты</b>						
35 526	60 646	(41,4)	Экспорт	96 172	90 091	6,7
42 097	68 278	(38,3)	Продажи на экспорт	110 375	103 339	6,8
(6 571)	(7 632)	(13,9)	Минус: экспортные пошлины	(14 203)	(13 248)	7,2
25 295	22 854	10,7	Международный рынок	48 149	45 412	6,0
41 158	36 409	13,0	Продажи на международном рынке	77 567	82 064	(5,5)
(15 863)	(13 555)	17,0	Минус: акциз с продаж	(29 418)	(36 652)	(19,7)
18 210	15 990	13,9	СНГ	34 200	33 518	2,0
18 421	16 352	12,7	Экспорт и продажи в СНГ	34 773	33 873	2,7
(211)	(362)	(41,7)	Минус: экспортные пошлины	(573)	(355)	61,4
212 953	180 043	18,3	Внутренний рынок	392 996	341 899	14,9
<b>291 984</b>	<b>279 533</b>	<b>4,5</b>	<b>Итого выручка от продажи нефтепродуктов</b>	<b>571 517</b>	<b>510 920</b>	<b>11,9</b>
<b>15 793</b>	<b>14 318</b>	<b>10,3</b>	<b>Прочая выручка</b>	<b>30 111</b>	<b>28 822</b>	<b>4,5</b>
<b>441 192</b>	<b>431 165</b>	<b>2,3</b>	<b>Итого выручка</b>	<b>872 357</b>	<b>701 675</b>	<b>24,3</b>

## Объем реализации

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %		6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
			<b>Нефть</b>	<b>(млн. т.)</b>		
5,11	4,67	9,4	Продажи на экспорт	9,78	5,40	81,1
0,20	0,29	(31,0)	Продажи на международном рынке*	0,49	0,31	58,1
0,48	0,38	26,3	Экспорт в СНГ	0,86	1,03	(16,5)
1,39	1,86	(25,3)	Продажи на внутреннем рынке	3,25	3,62	(10,2)
<b>7,18</b>	<b>7,20</b>	<b>(0,3)</b>	<b>Итого продажи нефти</b>	<b>14,38</b>	<b>10,36</b>	<b>38,8</b>
			<b>Газ</b>	<b>(млрд. куб. м.)</b>		
0,04	0,03	33,3	Продажи на международном рынке	0,07	0,08	(12,5)
3,44	3,53	(2,5)	Продажи на внутреннем рынке	6,97	6,54	6,6
<b>3,48</b>	<b>3,56</b>	<b>(2,2)</b>	<b>Итого продажи газа</b>	<b>7,04</b>	<b>6,62</b>	<b>6,3</b>
			<b>Нефтепродукты</b>	<b>(млн. т.)</b>		
2,01	2,82	(28,7)	Продажи на экспорт	4,83	5,52	(12,5)
0,83	0,71	16,9	Продажи на международном рынке	1,54	1,53	0,7
0,60	0,52	15,4	Экспорт и продажи в СНГ	1,12	1,13	(0,9)
7,14	5,90	21,0	Продажи на внутреннем рынке	13,04	13,02	0,2
<b>10,58</b>	<b>9,95</b>	<b>6,3</b>	<b>Итого продажи нефтепродуктов</b>	<b>20,53</b>	<b>21,20</b>	<b>(3,2)</b>

\*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

## Средние сложившиеся цены реализации

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %		6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
<b>(руб./т.)</b>			<b>Нефть</b>			
20 670	22 227	(7,0)	Продажи на экспорт	21 413	19 050	12,4
14 790	18 832	(21,5)	Экспорт в СНГ	16 576	13 845	19,7
13 033	15 083	(13,6)	Продажи на внутреннем рынке	14 206	12 210	16,3
<b>(руб./т.)</b>			<b>Нефтепродукты</b>			
20 944	24 212	(13,5)	Продажи на экспорт	22 852	18 721	22,1
30 702	31 446	(2,4)	Экспорт и продажи в СНГ	31 047	29 976	3,6
29 825	30 516	(2,3)	Продажи на внутреннем рынке	30 138	26 260	14,8

## Реализация нефти

- Увеличение объема продаж нефти на экспорт на 9,4% квартал к кварталу и на 81,1% 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 обусловлено ростом добычи в Ираке;
- Снижение объемов продаж нефти на экспорт в СНГ на 16,5% год к году обусловлено сокращением экспорта нефти в Белоруссию в 1 квартале 2017г.;
- Снижение объемов продаж нефти на внутреннем рынке на 25,3% квартал к кварталу обусловлено ростом объемов поставки на НПЗ Группы;
- Снижение объемов продаж нефти на внутреннем рынке на 10,2% год к году обусловлено в основном снижением экономической эффективности трейдинговых операций на внутреннем рынке.

## Реализация газа

- Объем реализации газа на внутреннем рынке увеличился на 6,6% год к году вследствие роста добычи природного газа по дочерним компаниям.

## Реализация нефтепродуктов на экспорт

	2 кв. 2017		1 кв. 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Нафта	4 914	0,20	7 840	0,28	(37,3)	(28,6)
Дизельное топливо	9 704	0,37	29 570	1,04	(67,2)	(64,4)
Мазут	11 837	0,78	11 751	0,69	0,7	13,0
Авиатопливо	2 453	0,08	2 886	0,08	(15,0)	-
Судовое топливо	5 381	0,25	9 247	0,45	(41,8)	(44,4)
Битумы	153	0,01	230	0,02	(33,5)	(50,0)
Масла	1 119	0,02	1 238	0,03	(9,6)	(33,3)
Продукты нефтехимии	736	0,03	1 532	0,05	(52,0)	(40,0)
Прочие	5 800	0,27	3 984	0,18	45,6	50,0
<b>Итого</b>	<b>42 097</b>	<b>2,01</b>	<b>68 278</b>	<b>2,82</b>	<b>(38,3)</b>	<b>(28,7)</b>

	6 мес. 2017		6 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	-	-	2 266	0,09	-	-
Нафта	12 754	0,48	15 514	0,66	(17,8)	(27,3)
Дизельное топливо	39 274	1,41	46 504	1,91	(15,5)	(26,2)
Мазут	23 588	1,47	21 100	2,14	11,8	(31,3)
Авиатопливо	5 339	0,16	2 911	0,10	83,4	60,0
Судовое топливо	14 628	0,70	7 161	0,35	104,3	100,0
Битумы	383	0,03	247	0,02	55,1	50,0
Масла	2 357	0,05	3 063	0,07	(23,0)	(28,6)
Продукты нефтехимии	2 268	0,08	3 211	0,12	(29,4)	(33,3)
Прочие	9 784	0,45	1 362	0,06	>200	>200
<b>Итого</b>	<b>110 375</b>	<b>4,83</b>	<b>103 339</b>	<b>5,52</b>	<b>6,8</b>	<b>(12,5)</b>

- Снижение общего объема реализации нефтепродуктов на экспорт квартал к кварталу обусловлено перенаправлением части объемов для реализации на внутреннем рынке;
- Рост объема реализации судового топлива год к году обусловлен более высокой эффективностью его реализации;
- Увеличение объема реализации авиатоплива год к году на 60% 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

	2 кв. 2017		1 кв. 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	7 413	0,21	7 123	0,22	4,1	(4,5)
Низкооктановый бензин	165	0,00	181	0,01	(8,8)	-
Дизельное топливо	7 033	0,22	5 683	0,17	23,8	29,4
Авиатопливо	1 665	0,06	1 960	0,07	(15,1)	(14,3)
Битумы	877	0,06	243	0,02	>200	200,0
Масла	751	0,02	511	0,01	47,0	100,0
Продукты нефтехимии и прочие	517	0,03	651	0,02	(20,6)	50,0
<b>Итого</b>	<b>18 421</b>	<b>0,60</b>	<b>16 352</b>	<b>0,52</b>	<b>12,7</b>	<b>15,4</b>

	6 мес. 2017		6 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	14 536	0,43	16 634	0,48	(12,6)	(10,4)
Низкооктановый бензин	346	0,01	1 674	0,06	(79,3)	(83,3)
Дизельное топливо	12 716	0,39	10 044	0,30	26,6	30,0
Мазут	-	-	476	0,07	-	-
Авиатопливо	3 625	0,13	2 017	0,08	79,7	62,5
Битумы	1 120	0,08	617	0,08	81,5	-
Масла	1 262	0,03	1 278	0,03	(1,3)	-
Продукты нефтехимии и прочие	1 168	0,05	1 133	0,03	3,1	66,7
<b>Итого</b>	<b>34 773</b>	<b>1,12</b>	<b>33 873</b>	<b>1,13</b>	<b>2,7</b>	<b>(0,9)</b>

## Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	2 кв. 2017		1 кв. 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	88 807	2,27	76 440	2,03	16,2	11,8
Низкооктановый бензин	217	0,01	147	0,00	47,6	-
Дизельное топливо	72 064	2,14	61 512	1,79	17,2	19,6
Мазут	3 112	0,36	4 118	0,43	(24,4)	(16,3)
Авиатопливо	21 738	0,76	16 834	0,56	29,1	35,7
Судовое топливо	9 330	0,52	7 691	0,43	21,3	20,9
Битумы	5 961	0,58	1 809	0,21	>200	176,2
Масла	3 663	0,07	2 624	0,05	39,6	40,0
Продукты нефтехимии	5 192	0,22	5 906	0,21	(12,1)	4,8
Прочие	2 869	0,21	2 962	0,19	(3,1)	10,5
<b>Итого</b>	<b>212 953</b>	<b>7,14</b>	<b>180 043</b>	<b>5,90</b>	<b>18,3</b>	<b>21,0</b>

	6 мес. 2017		6 мес. 2016		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	165 247	4,30	152 900	4,32	8,1	(0,5)
Низкооктановый бензин	364	0,01	548	0,02	(33,6)	(50,0)
Дизельное топливо	133 576	3,93	111 525	3,70	19,8	6,2
Мазут	7 230	0,79	2 945	0,70	145,5	12,9
Авиатопливо	38 572	1,32	35 184	1,38	9,6	(4,3)
Судовое топливо	17 021	0,95	14 297	1,13	19,1	(15,9)
Битумы	7 770	0,79	4 521	0,72	71,9	9,7
Масла	6 287	0,12	5 651	0,12	11,3	-
Продукты нефтехимии	11 098	0,43	9 568	0,58	16,0	(25,9)
Прочие	5 831	0,40	4 760	0,35	22,5	14,3
<b>Итого</b>	<b>392 996</b>	<b>13,04</b>	<b>341 899</b>	<b>13,02</b>	<b>14,9</b>	<b>0,2</b>

- Рост объема реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке квартал к кварталу на 21,0% обусловлен преимущественно сезонным фактором и ростом объема производства;
- 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 год к году в связи с ремонтами на НПЗ Группы.

## Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов снизилась на 6,0% квартал к кварталу вследствие снижения объема покупки нефтепродуктов (из-за роста переработки) и снижения цен на нефть и нефтепродукты;
- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 43,3% 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).

## Производственные и операционные расходы

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
<b>27 750</b>	<b>25 890</b>	<b>7,2</b>	<b>Расходы на добычу углеводородов</b>	<b>53 640</b>	<b>49 842</b>	<b>7,6</b>
<b>1 785</b>	<b>1 682</b>	<b>6,1</b>	<i>руб./т.н.э.</i>	<b>1 734</b>	<b>1 734</b>	-
<b>4,26</b>	<b>3,90</b>	<b>9,2</b>	<i>долл. США*/барр. н. э.</i>	<b>4,08</b>	<b>3,37</b>	<b>21,1</b>
21 193	20 071	5,6	Дочерние компании на территории РФ	41 264	37 378	10,4
1 658	1 597	3,9	<i>руб./т.н.э.</i>	1 628	1 603	1,6
3,96	3,70	7,0	<i>долл. США*/барр. н. э.</i>	3,83	3,11	23,2
			в том числе			
17 000	16 280	4,4	расходы на добычу по зрелым месторождениям	33 280	31 157	6,8
1 860	1 728	7,6	<i>руб./т.н.э.</i>	1 793	1 605	11,7
4,44	4,01	10,7	<i>долл. США*/барр. н. э.</i>	4,22	3,12	35,3
4 193	3 791	10,6	расходы на добычу по новым месторождениям	7 984	6 221	28,3
1 152	1 203	(4,3)	<i>руб./т.н.э.</i>	1 176	1 591	(26,1)
2,75	2,79	(1,4)	<i>долл. США*/барр. н. э.</i>	2,77	3,09	(10,4)
2 104	1 767	19,1	Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**	3 871	4 671	(17,1)
3 188	2 761	15,5	<i>руб./т.н.э.</i>	2 978	4 208	(29,2)
7,61	6,40	18,9	<i>долл. США*/барр. н. э.</i>	7,01	8,17	(14,2)
4 453	4 052	9,9	Совместные операции	8 505	7 793	9,1
2 120	1 876	13,0	<i>руб./т.н.э.</i>	1 996	1 821	9,6
5,06	4,35	16,3	<i>долл. США*/барр. н. э.</i>	4,70	3,54	32,8
<b>13 521</b>	<b>12 371</b>	<b>9,3</b>	<b>Расходы на переработку</b>	<b>25 892</b>	<b>24 566</b>	<b>5,4</b>
7 100	7 218	(1,6)	Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний	14 318	13 782	3,9
886	1 028	(13,8)	<i>руб./т.</i>	953	812	17,4
2,12	2,38	(10,9)	<i>долл. США*/барр.</i>	2,24	1,58	41,8
2 957	2 760	7,1	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***	5 717	6 109	(6,4)
1 524	1 568	(2,8)	<i>руб./т.</i>	1 545	1 665	(7,2)
3,64	3,64	-	<i>долл. США*/барр.</i>	3,64	3,23	12,7
<b>3 464</b>	<b>2 393</b>	<b>44,8</b>	<b>Расходы на производство масел и фасованной продукции</b>	<b>5 857</b>	<b>4 675</b>	<b>25,3</b>
<b>7 494</b>	<b>5 483</b>	<b>36,7</b>	<b>Расходы на транспортировку до НПЗ</b>	<b>12 977</b>	<b>13 982</b>	<b>(7,2)</b>
<b>5 294</b>	<b>2 569</b>	<b>106,1</b>	<b>Прочие операционные расходы</b>	<b>7 863</b>	<b>5 416</b>	<b>45,2</b>
546	(574)	-	Изменение в незавершенном производстве	(28)	248	-
4 748	3 143	51,1	Прочие операционные расходы	7 891	5 168	52,7
<b>54 059</b>	<b>46 313</b>	<b>16,7</b>	<b>Итого</b>	<b>100 372</b>	<b>93 806</b>	<b>7,0</b>

\* 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 1,6% 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 11,7% год к году в результате:
  - Роста тарифов естественных монополий;
  - Роста обводненности на месторождениях Ноябрьского региона;



- Роста доли прокатного оборудования УЭЦН;
- Роста расходов на ремонт скважин.
- Снижение операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ на 29,2% год к году обусловлено динамикой курса рубля;
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ на 15,5% квартал к кварталу обусловлен ростом затрат в связи с запуском Газового завода;
- Рост операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 9,6% год к году в основном обусловлен:
  - Ростом тарифов естественных монополий;
  - Ростом доли прокатного оборудования УЭЦН и ростом стоимости его обслуживания.
- 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 13,8% квартал к кварталу в связи с:
  - Ростом объема производства;
  - Снижением вовлечения присадок вследствие изменения ассортимента продукции.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний увеличились на 17,4% год к году в связи с:
  - Ростом расходов на природный газ для собственных нужд завода;
  - Ростом тарифов естественных монополий;
  - Проведением плановых ремонтов;
  - Снижением объема производства.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий снизились на 7,2% год к году в связи с:
  - Оптимизацией расхода энергоресурсов;
  - Снижением вовлечения присадок в ДТ.
- Рост расходов на транспортировку до НПЗ квартал к кварталу на 36,7% обусловлено в основном увеличением объемов поставки нефти на НПЗ;
- Рост прочих операционных расходов год к году на 52,7% обусловлен ростом оказания услуг совместным предприятиям.

### **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 4,9% год к году в основном по иностранным дочерним обществам в результате укрепления курса рубля.

### **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 год к году на 7,0% вследствие роста объема 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 10,1% год к году и 5,2% квартал к кварталу связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи.

#### Налоги, за исключением налога на прибыль

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
70 605	80 783	(12,6)	Налог на добычу полезных ископаемых	151 388	102 728	47,4
32 954	25 437	29,6	Акциз	58 391	50 410	15,8
4 761	5 099	(6,6)	Взносы по социальному страхованию	9 860	9 090	8,5
3 324	3 068	8,3	Прочие налоги	6 392	6 904	(7,4)
<b>111 644</b>	<b>114 387</b>	<b>(2,4)</b>	<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>226 031</b>	<b>169 132</b>	<b>33,6</b>

- Снижение расхода по НДС на 12,6% квартал к кварталу обусловлено снижением цен на нефть.
- Увеличение расхода по акцизам на 29,6% квартал к кварталу обусловлено ростом объема переработки на НПЗ дочерних компаний в РФ во 2 квартале 2017 г.;
- Рост расхода по НДС на 47,4% год к году 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 15,8% год к году обусловлен повышением ставок.

#### Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
1 247	2 930	(57,4)	Славнефть	4 177	8 229	(49,2)
3 387	4 375	(22,6)	СеверЭнергия (Арктикгаз)	7 762	6 383	21,6
1 962	2 210	(11,2)	Мессояханефтегаз	4 172	(1 300)	-
685	945	(27,5)	Нортгаз	1 630	791	106,1
611	358	70,7	Прочие компании	969	1 928	(49,7)
<b>7 892</b>	<b>10 818</b>	<b>(27,0)</b>	<b>Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>18 710</b>	<b>16 031</b>	<b>16,7</b>

- Доля Группы в прибыли Славнефти снизилась год к году и квартал к кварталу, главным образом, за счет эффекта курсовых разниц по переоценке кредитного портфеля, выраженного в иностранной валюте;
- Доля Группы в прибыли СеверЭнергии (Арктикгаз) выросла год к году на 21,6% 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 год к году на 72,2%. Прочие расходы в 1 полугодии 2016 г. в основном были представлены обесценением авансов.

#### 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.)	6 мес.		
	2017	2016	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	181 128	145 795	24,2
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(148 018)	(115 298)	28,4
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности	3 173	(59 182)	-
<b>Чистое увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>36 283</b>	<b>(28 685)</b>	<b>-</b>

### Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	6 мес.		
	2017	2016	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	198 771	162 302	22,5
Изменения в оборотном капитале	16 703	12 933	29,2
Уплаченный налог на прибыль	(14 835)	(12 166)	21,9
Проценты уплаченные	(20 283)	(19 248)	5,4
Дивиденды полученные	772	1 974	(60,9)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>181 128</b>	<b>145 795</b>	<b>24,2</b>

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 24,2% год к году, в основном, в результате роста операционной прибыли.

### Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	6 мес.		
	2017	2016	Δ %
Капитальные затраты	(154 235)	(166 398)	(7,3)
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(457)	(738)	(38,1)
Поступление денежных средств с депозитов	654	48 439	(98,6)
Погашение/(выдача) займов и прочих инвестиций	2 276	86	>200
Прочие операции	3 744	3 313	13,0
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(148 018)</b>	<b>(115 298)</b>	<b>28,4</b>

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 28,4% вследствие меньшего объема поступления денежных средств с депозитов.

### Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	6 мес.		
	2017	2016	Δ %
Поступление / (Погашение) займов и кредитов	4 135	(59 104)	-
Выплата дивидендов акционерам компании	(2)	(3)	(33,3)
Прочие операции	(960)	(75)	>200
<b>Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности</b>	<b>3 173</b>	<b>(59 182)</b>	<b>-</b>

- Объем привлечений превысил погашение ранее привлеченных кредитов и займов за 6 месяцев 2017 г.

### Капитальные вложения

(млн. руб.)	6 мес.		Δ, %
	2017	2016	
Разведка и добыча	98 446	115 727	(14,9)
Дочерние компании	91 038	107 799	(15,5)
Совместные операции	7 408	7 928	(6,6)
Нефтепереработка	26 680	11 482	132,4
Маркетинг и сбыт	2 658	2 244	18,4
Прочие	4 891	4 326	13,1
<b>Подытог капитальные вложения</b>	<b>132 675</b>	<b>133 779</b>	<b>(0,8)</b>
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	21 560	32 619	(33,9)
<b>Итого капитальные вложения</b>	<b>154 235</b>	<b>166 398</b>	<b>(7,3)</b>

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча снизились на 14,9% вследствие:
  - завершение первого этапа строительства инфраструктуры Новопортовского месторождения;
  - снижения объемов бурения на зрелых месторождениях;
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 132,4% 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.)	30 июня 2017 г.	31 декабря 2016 г.
Краткосрочные кредиты и займы	142 914	80 187
Долгосрочные кредиты и займы	532 380	596 221
Денежные средства и денежные эквиваленты	(69 756)	(33 621)
Краткосрочные депозиты	(226)	(886)
<b>Чистый долг</b>	<b>605 312</b>	<b>641 901</b>
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	21,2	11,9
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	1,37	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 3,54 года на 30 июня 2017 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 5,52% на 31 декабря 2016 г. до 5,63% на 30 июня 2017 г. в основном в связи с увеличением доли рублевых заимствований в кредитном портфеле.

## Финансовые приложения

### Расчет EBITDA

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %	(млн. руб.)	6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
<b>53 317</b>	<b>64 734</b>	<b>(17,6)</b>	<b>Прибыль за период</b>	<b>118 051</b>	<b>91 747</b>	<b>28,7</b>
13 240	14 922	(11,3)	Итого расход по налогу на прибыль	28 162	17 792	58,3
6 542	6 719	(2,6)	Финансовые расходы	13 261	18 438	(28,1)
(2 714)	(2 512)	8,0	Финансовые доходы	(5 226)	(5 264)	(0,7)
33 984	32 310	5,2	Износ, истощение и амортизация	66 294	60 229	10,1
7 477	(13 182)	-	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	(5 705)	(16 110)	(64,6)
2 515	864	191,1	Прочие расходы	3 379	12 153	(72,2)
<b>114 361</b>	<b>103 855</b>	<b>10,1</b>	<b>EBITDA</b>	<b>218 216</b>	<b>178 985</b>	<b>21,9</b>
(7 892)	(10 818)	(27,0)	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(18 710)	(16 031)	16,7
21 544	24 757	(13,0)	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	46 301	40 577	14,1
<b>128 013</b>	<b>117 794</b>	<b>8,7</b>	<b>Итого скорректированная EBITDA</b>	<b>245 807</b>	<b>203 531</b>	<b>20,8</b>

### Финансовые показатели

#### Рентабельность

	30 июня 2017 г.	30 июня 2016 г.	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	28,18	29,01	(0,8)
Рентабельность по чистой прибыли, %	13,53	13,08	0,5
Рентабельность активов (ROA), %	9,09	4,05	5,0
Рентабельность капитала (ROE), %	16,44	7,37	9,1
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	12,54	11,19	1,4

#### Расчет скорректированного ROACE

За предыдущие 12 месяцев	30 июня 2017 г.	30 июня 2016 г.
Скорректированная EBITDA	498 474	408 576
Износ, истощение и амортизация	(167 871)	(157 166)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(73 101)	(47 316)
<b>Скорректированный EBIT*</b>	<b>257 502</b>	<b>204 094</b>
<b>Средний используемый капитал</b>	<b>2 052 777</b>	<b>1 824 318</b>
<b>Скорректированный ROACE</b>	<b>12,54</b>	<b>11,19</b>

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

#### Ликвидность

	30 июня 2017 г.	30 июня 2016 г.	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	0,96	1,32	(27,3)
Коэффициент срочной ликвидности	0,50	0,65	(23,1)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,26	0,31	(16,1)

## Лeverедж

	30 июня 2017 г.	30 июня 2016 г.	Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	22,27	25,41	(3,1)
Чистый долг/ Капитал, %	39,44	47,08	(7,6)
Лeverедж, %	27,99	32,05	(4,1)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,71	0,83	(14,5)
Чистый долг/ EBITDA	1,37	1,81	(24,3)
Итого долг/ EBITDA	1,53	2,04	(25,0)

## 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 6 месяцев 2017 г. оказал положительное влияние на результат Группы.

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %		6 мес. 2017	2016	Δ, %
<b>(долл. США/барр.)</b>			<b>Международный рынок</b>			<b>(долл. США/барр.)</b>
49,83	53,78	(7,3)	Нефть "Brent"	51,85	39,81	30,2
48,84	52,30	(6,6)	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	50,61	38,06	33,0
<b>(долл. США/т.)</b>						<b>(долл. США/т.)</b>
527,45	544,90	(3,2)	Бензин Premium (ср. NWE)	536,38	445,11	20,5
425,25	477,52	(10,9)	Нафта (ср. Med и NWE)	452,01	352,16	28,4
450,47	480,98	(6,3)	Дизельное топливо (ср. NWE)	466,09	363,48	28,2
442,00	477,20	(7,4)	Газойль 0,1% (ср. Med)	460,02	356,87	28,9
268,77	279,97	(4,0)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	274,50	160,07	71,5
<b>(руб./т.)</b>			<b>Внутренний рынок</b>			<b>(руб./т.)</b>
36 734	35 913	2,3	Высокооктановый бензин	36 326	33 486	8,5
30 820	30 293	1,7	Низкооктановый бензин	30 558	28 684	6,5
31 353	31 343	-	Дизельное топливо	31 348	26 326	19,1
8 331	9 434	(11,7)	Мазут	8 880	4 487	97,9

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.

2 кв. 2017	1 кв. 2017		6 мес.	
			2017	2016
1,3	1,0	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	2,3	3,3
57,15	58,84	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	57,99	70,26
56,38	60,66	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	60,66	72,88
59,09	56,38	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	59,09	64,26
0,05	(0,07)	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	(0,03)	(0,12)

### Налогообложение

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

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %		6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
<b>(долл. США/т.)</b>			<b>Экспортная таможенная пошлина</b>	<b>(долл. США/т.)</b>		
84,30	86,53	(2,6)	Нефть	85,42	61,05	39,9
25,27	25,93	(2,5)	Светлые нефтепродукты	25,60	24,40	4,9
25,27	25,93	(2,5)	Дизельное топливо	25,60	24,40	4,9
25,27	25,93	(2,5)	Бензин	25,60	37,18	(31,1)
46,33	47,57	(2,6)	Нафта	46,95	43,30	8,4
84,30	86,53	(2,6)	Темные нефтепродукты	85,42	50,02	70,8
			<b>Налог на добычу полезных ископаемых</b>			
7 027	7 968	(11,8)	Нефть (руб./т.)	7 498	5 106	46,8

#### **Ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты**

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

#### **Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую**

а) В соответствии с пунктом 4 статьи 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», ставки вывозных таможенных пошлин на нефть не должны превышать размер предельной ставки пошлины, рассчитываемой следующим образом:

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
≤109,50	0%
109,50 < P ≤ 146,00	35% x (P – 109,50)
146,00 < P ≤ 182,50	12,78 + 45% x (P – 146,00)
>182,50	29,20 + 42% x (P – 182,50) на 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 65<sup>0</sup> 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<sup>0</sup> 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<sup>0</sup> с.ш.), Баренцевом море (южнее 72<sup>0</sup> с.ш.);

- неограниченно - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 72<sup>0</sup> 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.
<b>Бензин</b>				
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
<b>Дизельное топливо</b>	4 150	5 293	6 800	7 072
<b>Моторные масла</b>	6 000	6 000	5 400	5 400
<b>Средние дистилляты</b>	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  $\text{Ц}$  – 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 ( $V_z$  - 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  $2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;
- 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более  $2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;
- 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья.

**Кдв** - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья.  $K_{dv}$  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. и 428 руб. на 2019 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 55<sup>0</sup> 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<sup>0</sup> с.ш.), в Черном море (глубина более 100 м), Баренцевом море (южнее 72<sup>0</sup> 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<sup>0</sup> 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

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %		6 мес.		Δ, %
				2017	2016	
7 027	7 968	(11,8)	Общественная ставка НДС на нефть	7 498	5 106	46,8
5 922	6 861	(13,7)	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения Кв, Кз и Кд)	6 388	4 676	36,6
1 105	1 107		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (руб./т.)	1 110	430	
15,7%	13,9%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общественной (%)	14,8%	8,4%	

По итогам 6 месяцев 2017 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 6 388 руб./т., что на 1 110 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, Кдв 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 6 месяцев 2017 г. составила 589 руб. за тыс. куб. м, что на 19 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):

<b>Налоговые льготы, применяемые в течение 6 месяцев 2017 г.</b>	<b>Применимость к Группе</b>
<b>НДС на природный газ</b>	
Понижающий коэффициент Кс к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Ямал» ООО «Газпромнефть-Оренбург»
<b>НДС на нефть</b>	
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» АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Пониженная ставка НДС при добыче на новом морском месторождении, расположенном в Печорском море	ООО «Газпром нефть шельф»
<b>Налог на прибыль организаций</b>	
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 17% (льгота 3% в соответствии с региональным законодательством Оренбургской области)	АО «Южуралнефтегаз»
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»

<b>Налоговые льготы, применяемые в течение 6 месяцев 2017 г.</b>	<b>Применимость к Группе</b>
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»
<b>Налог на имущество</b>	
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:

2 кв. 2017	1 кв. 2017	Δ, %	(руб./т.)	6 мес.		
				2017	2016	Δ, %
<b>Нефть</b>						
Экспорт						
2 059	1 952	5,5	Трубопроводный	2 006	1 931	3,8
СНГ						
1 562	1 573	(0,7)	Трубопроводный	1 567	1 499	4,6
Транспортировка на НПЗ						
728	698	4,4	Омский НПЗ	713	673	5,9
1 503	1 585	(5,2)	Московский НПЗ	1 544	1 395	10,7
1 303	1 316	(1,0)	Ярославский НПЗ	1 310	1 215	7,8
<b>Нефтепродукты</b>						
Экспорт с Омского НПЗ						
2 621	2 438	7,5	Бензин	2 530	1 719	47,2
5 173	5 406	(4,3)	Мазут	5 289	5 212	1,5
4 004	4 173	(4,0)	Дизельное топливо	4 088	4 950	(17,4)
Экспорт с Московского НПЗ						
2 911	2 681	8,6	Бензин	2 797	1 901	47,1
3 077	3 020	1,9	Мазут	3 049	3 275	(6,9)
1 692	2 400	(29,5)	Дизельное топливо	2 044	1 769	15,6
Экспорт с Ярославского НПЗ						
2 781	2 602	6,9	Бензин	2 692	1 529	76,0
2 899	2 865	1,2	Мазут	2 882	1 595	80,7
1 953	2 155	(9,4)	Дизельное топливо	2 053	1 580	30,0

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 6 месяцев 2017 и 2016 гг. представлено ниже:

	6 мес.	
	2017	2016
<b>Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья</b>		
порт Балтийского моря – Приморск	21,7%	8,5%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	2,0%	0,0%
трубопровод «Дружба»	10,0%	14,2%
порт Новороссийск	14,4%	36,0%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	10,0%	18,2%
Мегет (трубопровода и ж/д) - Китай	0,3%	0,0%
экспортировано минуя систему Транснефть:	41,6%	23,1%
с месторождения Приразломное	15,3%	14,0%
с Новопортовского месторождения	26,3%	9,1%
<b>Итого</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Распределение экспорта нефти в страны СНГ</b>		
Белоруссия	100,0%	98,3%
Узбекистан	0,0%	1,7%
<b>Итого</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

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

Контакты: ПАО «Газпром нефть»

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

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

Тел.: +7 812 385 95 48