

**Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 31 марта 2019 и 2018 гг. и 31 декабря 2018 г.**

## Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 марта 2019 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 31 марта 2019 и 2018 г., и 31 декабря 2018 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. 2019	4 кв. 2018	Δ, %		3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
<b>Финансовые результаты (млн. руб.)</b>						
586 359	661 999	(11,4)	Выручка	586 359	520 633	12,6
197 688	185 044	6,8	Скорректированная EBITDA*	197 688	155 797	26,9
8 506	7 726	10,1	руб./т. н. э.	8 506	7 018	21,2
17,42	15,68	11,1	долл. США**/барр. н. э.	17,42	16,65	4,6
107 894	77 998	38,3	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	107 894	69 665	54,9
<b>Операционные результаты</b>						
171,67	177,46	(3,3)	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	171,67	164,55	4,3
23,24	23,95	(3,0)	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	23,24	22,20	4,7
1,91	1,93	(1,0)	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э.)	1,91	1,83	4,4
113,54	118,42	(4,1)	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	113,54	112,39	1,0
348,80	354,26	(1,5)	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	348,80	312,94	11,5
9,96	11,10	(10,3)	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	9,96	10,13	(1,7)

\* 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 2019 г.

- Получены права недропользования на 4 новых лицензионных участка в Ямало-Ненецком автономном округе, 3 новых участка в Оренбургской области и 3 новых участка в Ханты-Мансийском автономном округе;
- В апреле 2019 г. Совет директоров сделал рекомендацию о выплате итоговых дивидендов за 2018 г. в размере 30 рублей на акцию (с учетом промежуточных дивидендов в размере 22,05 рубля на акцию);
- На Восточно-Мессояхском месторождении построена уникальная для отрасли многозабойная скважина с восемью боковыми стволами, выполненная по технологии «фишбон»;
- Заключены долгосрочные рискованные операторские договоры между Газпром нефть и Газпром, которые позволили вовлечь в разработку ранее неразрабатываемые запасы нефтяных оторочек месторождений Группы Газпром.

### Результаты за 3 месяца 2019 г. по сравнению с 3 месяцами 2018 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 4,7% и составила 23,24 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском месторождении, в Оренбургском регионе и на Восточно-Мессояхском месторождении, а также вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз;
- Объем переработки нефти снизился на 1,7% вследствие проведения ремонтных работ на НПЗ Группы в 1 квартале 2019;
- Выручка выросла на 12,6% вследствие роста объемов продаж нефти и нефтепродуктов на экспорт и ослабления курса рубля;
- Рост добычи по крупным проектам (Новопортовское, Восточно-Мессояхское месторождения) и ослабление курса рубля к доллару привели к росту показателя скорректированная EBITDA (26,9%);
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловлен в основном ростом показателя EBITDA и доходом по курсовым разницам за 3 месяца 2019 г.

---

#### Результаты за 1 квартал 2019 г. по сравнению с 4 кварталом 2018 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях снизилась на 3,0% в основном вследствие меньшего количества дней в 1-м квартале, а также из-за ограничений на добычу нефти в рамках соглашения «ОПЕК+»;
- Объем переработки нефти снизился на 10,3% квартал к кварталу, что было обусловлено сезонным снижением спроса на нефтепродукты, а также проведением плановых ремонтов на НПЗ Группы;
- Выручка снизилась на 11,4% вследствие снижения объема добычи и переработки;
- Рост показателя скорректированная EBITDA на 6,8% обусловлен положительным влиянием временного лага по расчету пошлины и изменением ценовой конъюнктуры;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловлен ростом показателя EBITDA и доходом по курсовым разницам в 1 квартале 2019 г.

## Анализ операционных результатов деятельности

### Эксплуатационное бурение

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %		3 месяца		Δ, %
				2019	2018	
<b>Дочерние компании</b>						
448	505	(11,3)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	448	457	(2,0)
120	149	(19,5)	Количество новых скважин (шт.)	120	117	2,6
85,94	64,45	33,3	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	85,94	92,18	(6,8)
<b>Совместные операции</b>						
165	203	(18,7)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	165	169	(2,4)
30	54	(44,4)	Количество новых скважин (шт.)	30	28	7,1
<b>Совместные предприятия</b>						
444	467	(4,9)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	444	351	26,5
77	125	(38,4)	Количество новых скважин (шт.)	77	70	10,0

- Снижение количества ввода новых скважин и объемов эксплуатационного бурения по дочерним компаниям квартал к кварталу обусловлено увеличением доли высокотехнологичных скважин и снижением активности ГТМ на зрелых месторождениях в связи с ограничением добычи в рамках соглашения «ОПЕК+»;
- Рост среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям квартал к кварталу обусловлен вводом высокодебитных скважин на Новопортовском, Приразломном и Западно-Чатылькинском месторождениях;
- Снижение количества новых скважин по совместным операциям и совместным предприятиям квартал к кварталу обусловлено в основном графиком ввода скважин;
- Рост объемов бурения по совместным предприятиям год к году обусловлен в основном изменением программы бурения на месторождениях Славнефти.

## Добыча

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	3 месяца		
(млн. т.)			2019	2018	Δ, %
<b>Нефть, конденсат и ЖУВ</b>			<b>(млн. т.)</b>		
2,47	2,56	(3,5)	2,47	2,57	(3,9)
3,08	3,31	(6,9)	3,08	3,45	(10,7)
1,03	1,09	(5,5)	1,03	1,05	(1,9)
0,76	0,78	(2,6)	0,76	0,74	2,7
0,72	0,73	(1,4)	0,72	0,63	14,3
0,23	0,24	(4,2)	0,23	0,23	-
0,40	0,42	(4,8)	0,40	0,40	-
1,93	1,99	(3,0)	1,93	1,72	12,2
0,80	0,83	(3,6)	0,80	0,78	2,6
0,39	0,43	(9,3)	0,39	0,33	18,2
0,06	0,02	200,0	0,06	0,04	50,0
<b>Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям</b>			<b>11,87</b>	<b>11,94</b>	<b>(0,6)</b>
1,75	1,79	(2,2)	1,75	1,64	6,7
1,00	1,01	(1,0)	1,00	0,92	8,7
0,07	0,08	(12,5)	0,07	0,08	(12,5)
0,62	0,61	1,6	0,62	0,50	24,0
<b>3,44</b>	<b>3,49</b>	<b>(1,4)</b>	<b>3,44</b>	<b>3,14</b>	<b>9,6</b>
<b>15,31</b>	<b>15,89</b>	<b>(3,7)</b>	<b>15,31</b>	<b>15,08</b>	<b>1,5</b>
<b>Газ*</b>			<b>(млрд. куб. м.)</b>		
2,17	2,27	(4,4)	2,17	2,31	(6,1)
0,27	0,27	-	0,27	0,27	-
0,25	0,25	-	0,25	0,25	-
0,03	0,04	(25,0)	0,03	0,03	-
0,74	0,75	(1,3)	0,74	0,66	12,1
0,11	0,12	(8,3)	0,11	0,12	(8,3)
0,04	0,03	33,3	0,04	0,04	-
1,73	1,62	6,8	1,73	0,88	96,6
0,06	0,07	(14,3)	0,06	0,04	50,0
0,02	0,02	-	0,02	0,02	-
<b>Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям</b>			<b>5,42</b>	<b>4,62</b>	<b>17,3</b>
0,12	0,12	-	0,12	0,11	9,1
3,43	3,46	(0,9)	3,43	3,17	8,2
0,88	0,98	(10,2)	0,88	0,94	(6,4)
0,03	0,03	-	0,03	0,02	50,0
<b>4,46</b>	<b>4,59</b>	<b>(2,8)</b>	<b>4,46</b>	<b>4,24</b>	<b>5,2</b>
<b>9,88</b>	<b>10,03</b>	<b>(1,5)</b>	<b>9,88</b>	<b>8,86</b>	<b>11,5</b>
<b>Углеводороды</b>			<b>(млн. т. н. э.)</b>		
Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями			16,22	15,65	3,6
16,22	16,78	(3,3)	16,22	15,65	3,6
7,02	7,17	(2,1)	7,02	6,55	7,2
<b>Итого добыча углеводородов</b>			<b>23,24</b>	<b>22,20</b>	<b>4,7</b>
<b>171,67</b>	<b>177,46</b>	<b>(3,3)</b>	<b>171,67</b>	<b>164,55</b>	<b>4,3</b>
<b>Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)</b>			<b>1,91</b>	<b>1,83</b>	<b>4,4</b>
<b>1,91</b>	<b>1,93</b>	<b>(1,0)</b>	<b>1,91</b>	<b>1,83</b>	<b>4,4</b>

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

\*\* Добыча нефти в 2018 - 2019 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 в 2018 - 2019 гг. 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 4,4% год к году;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась на 1,5% год к году и составила 15,31 млн. т.н. вследствие роста добычи на Новопортовском, Восточно-Мессояхском месторождениях и месторождениях Оренбургского региона, а также вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз с конца марта 2018 года;
- Снижение добычи нефти и конденсата по Группе на 3,7% квартал к кварталу обусловлено меньшим количеством дней в 1-м квартале, сокращением добычи по соглашению «ОПЕК+», а также плановой остановкой установки подготовки нефти в Ираке.
- Объем добычи газа по Группе вырос на 11,5% год к году вследствие запуска второй очереди установок комплексной подготовки газа на Новопортовском месторождении в 3 квартале 2018г., роста добычи природного газа на месторождениях Арктикгаза и увеличения доли в Арктикгаз;
- Объем добычи газа по Группе снизился на 1,5% квартал к кварталу вследствие меньшего количества дней в 1-м квартале.

## Покупка нефти

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. т.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
1,98	2,11	(6,2)	Покупки нефти в России *	1,98	1,94	2,1
0,18	0,28	(35,7)	Покупки нефти на международном рынке	0,18	0,17	5,9
<b>2,16</b>	<b>2,39</b>	<b>(9,6)</b>	<b>Итого покупки нефти</b>	<b>2,16</b>	<b>2,11</b>	<b>2,4</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 на международном рынке квартал к кварталу обусловлено снижением переработки на НПЗ Панчево в связи с проведением планового капитального ремонта в 1 квартале 2019 г.

## Переработка

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. т.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
<b>Переработка</b>						
5,13	5,43	(5,5)	Омск	5,13	4,94	3,8
2,32	2,67	(13,1)	Москва	2,32	2,64	(12,1)
0,56	0,99	(43,4)	Панчево	0,56	0,71	(21,1)
<b>8,01</b>	<b>9,09</b>	<b>(11,9)</b>	<b>Переработка на НПЗ дочерних компаний</b>	<b>8,01</b>	<b>8,29</b>	<b>(3,4)</b>
1,95	2,01	(3,0)	Доля в Ярославском НПЗ	1,95	1,84	6,0
<b>9,96</b>	<b>11,10</b>	<b>(10,3)</b>	<b>Итого переработка</b>	<b>9,96</b>	<b>10,13</b>	<b>(1,7)</b>

### Производство нефтепродуктов

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. т.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
1,79	2,15	(16,7)	Бензин	1,79	2,13	(16,0)
1,79	2,15	(16,7)	Класс 5	1,79	2,13	(16,0)
0,56	0,50	12,0	Нафта	0,56	0,53	5,7
2,92	3,18	(8,2)	Дизельное топливо	2,92	2,93	(0,3)
0,02	0,03	(33,3)	Класс 2 и ниже	0,02	0,02	-
2,90	3,15	(7,9)	Класс 5	2,90	2,91	(0,3)
1,78	1,98	(10,1)	Мазут	1,78	1,55	14,8
0,76	0,84	(9,5)	Авиатопливо	0,76	0,77	(1,3)
0,63	0,62	1,6	Судовое топливо	0,63	0,55	14,5
0,31	0,59	(47,5)	Битумы	0,31	0,52	(40,4)
0,13	0,13	-	Масла	0,13	0,12	8,3
0,71	0,70	1,4	Прочие	0,71	0,60	18,3
<b>9,59</b>	<b>10,69</b>	<b>(10,3)</b>	<b>Итого производство нефтепродуктов</b>	<b>9,59</b>	<b>9,70</b>	<b>(1,1)</b>

- Объем переработки нефти снизился на 10,3% квартал к кварталу, что было обусловлено сезонным снижением спроса на нефтепродукты, а также проведением ремонтных работ на НПЗ Группы в 1 квартале 2019;
- Снижение объема производства высокооктановых бензинов на 16,7% квартал к кварталу и на 16,0% год к году обусловлено сложившимся уровнем спроса на высокооктановые бензины и общим снижением объема переработки нефти;
- Увеличение объема производства нефти на 12,0% квартал к кварталу и на 5,7% год к году обусловлено проведением ремонтных работ на НПЗ Группы;
- Снижение объема производства дизельного топлива на 8,2%, авиатоплива на 9,5% и мазута на 10,1% квартал к кварталу обусловлено общим снижением объема переработки нефти и сезонным снижением спроса на нефтепродукты;
- Рост объема производства мазута на 14,8% год к году обусловлен снижением производства битумов и ценовой конъюнктурой на внутреннем и международном рынках;
- Снижение объемов производства битумов на 47,5% квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором и плановым ремонтом на НПЗ в Панчево.

### Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	1 кв. 2019		4 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	1 687	0,04	2 924	0,07	(42,3)	(42,9)
Авиатопливо	3 837	0,09	3 931	0,07	(2,4)	28,6
Судовое топливо	1 107	0,03	998	0,03	10,9	-
Масла	258	0,00	199	0,00	29,6	-
<b>Итого</b>	<b>6 889</b>	<b>0,16</b>	<b>8 052</b>	<b>0,17</b>	<b>(14,4)</b>	<b>(5,9)</b>

	3 месяца 2019		3 месяца 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	1 687	0,04	2 370	0,07	(28,8)	(42,9)
Авиатопливо	3 837	0,09	2 791	0,07	37,5	28,6
Судовое топливо	1 107	0,03	2 789	0,09	(60,3)	(66,7)
Масла	258	0,00	240	0,00	7,5	-
<b>Итого</b>	<b>6 889</b>	<b>0,16</b>	<b>8 190</b>	<b>0,23</b>	<b>(15,9)</b>	<b>(30,4)</b>

- Рост объемов покупки авиатоплива на международном рынке квартал к кварталу и год к году связан с расширением географии присутствия и повышением спроса на международные авиаперевозки, а также снижением объемов производства на собственных НПЗ;
- Снижение объемов покупки судового топлива год к году обусловлено ростом производства на НПЗ Группы.

### Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	1 кв. 2019		4 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	3 386	0,11	4 811	0,14	(29,6)	(21,4)
Дизельное топливо	4 926	0,12	5 644	0,14	(12,7)	(14,3)
Продукты нефтехимии	208	0,01	359	0,01	(42,1)	-
Прочие	39	0,00	83	0,00	(53,0)	-
<b>Итого</b>	<b>8 559</b>	<b>0,24</b>	<b>10 897</b>	<b>0,29</b>	<b>(21,5)</b>	<b>(17,2)</b>

	3 месяца 2019		3 месяца 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	3 386	0,11	1 796	0,06	88,5	83,3
Дизельное топливо	4 926	0,12	2 105	0,07	134,0	71,4
Продукты нефтехимии	208	0,01	227	0,01	(8,4)	-
Прочие	39	0,00	106	0,00	(63,2)	-
<b>Итого</b>	<b>8 559</b>	<b>0,24</b>	<b>4 234</b>	<b>0,14</b>	<b>102,1</b>	<b>67,0</b>



- Снижение объемов покупки нефтепродуктов в СНГ квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором;
- Рост объемов покупки нефтепродуктов в СНГ год к году обусловлен увеличением поставок от местных НПЗ в условиях изменения рыночной и ценовой конъюнктуры в связи со сдерживанием цен в СНГ и действующим запретом на ввоз автобензинов из РФ в Казахстан с марта 2019 г.

### Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	1 кв. 2019		4 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	12 187	0,34	19 969	0,45	(39,0)	(24,4)
Дизельное топливо	6 842	0,15	9 979	0,22	(31,4)	(31,8)
Авиатопливо	699	0,02	1 275	0,03	(45,2)	(33,3)
Судовое топливо	790	0,02	1 267	0,03	(37,6)	(33,3)
Битум	-	-	166	0,01	-	-
Продукты нефтехимии	721	0,01	874	0,01	(17,5)	-
Прочие	769	0,02	1 105	0,03	(30,4)	(33,3)
<b>Итого</b>	<b>22 008</b>	<b>0,56</b>	<b>34 635</b>	<b>0,78</b>	<b>(36,5)</b>	<b>(28,2)</b>

	3 месяца 2019		3 месяца 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	12 187	0,34	13 064	0,36	(6,7)	(5,6)
Дизельное топливо	6 842	0,15	11 326	0,28	(39,6)	(46,4)
Авиатопливо	699	0,02	1 095	0,03	(36,2)	(33,3)
Судовое топливо	790	0,02	705	0,03	12,1	(33,3)
Продукты нефтехимии	721	0,01	267	0,00	170,0	-
Прочие	769	0,02	840	0,05	(8,5)	(60,0)
<b>Итого</b>	<b>22 008</b>	<b>0,56</b>	<b>27 297</b>	<b>0,75</b>	<b>(19,4)</b>	<b>(25,3)</b>

- Снижение объема покупки нефтепродуктов квартал к кварталу и год к году обусловлено общим снижением реализации нефтепродуктов через премиальные каналы.

### Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %		3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
	(шт.)		<b>Действующие АЗС</b>	(шт.)		
1 191	1 190	0,1	в России	1 191	1 199	(0,7)
200	201	(0,5)	в СНГ	200	191	4,7
409	410	(0,2)	в Восточной Европе	409	416	(1,7)
<b>1 800</b>	<b>1 801</b>	<b>(0,1)</b>	<b>Итого АЗС (на конец периода)</b>	<b>1 800</b>	<b>1 806</b>	<b>(0,3)</b>
<b>17,96</b>	<b>21,41</b>	<b>(16,1)</b>	<b>Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)</b>	<b>17,96</b>	<b>19,73</b>	<b>(8,9)</b>
	(млн. т.)		<b>Объем продаж через премиальные каналы</b>	(млн. т.)		
4,41	5,12	(13,9)	Продажи автомобильного топлива	4,41	4,74	(7,0)
0,69	0,76	(9,2)	Продажи авиатоплива	0,69	0,66	4,5
0,76	0,79	(3,8)	Продажи судового топлива	0,76	0,61	24,6
0,07	0,08	(12,5)	Продажи масел	0,07	0,07	-
0,03	0,08	(62,5)	Битум	0,03	0,02	50,0
<b>5,96</b>	<b>6,83</b>	<b>(12,7)</b>	<b>Итого объем продаж через премиальные каналы</b>	<b>5,96</b>	<b>6,10</b>	<b>(2,3)</b>

- Общее количество действующих АЗС снизилось на 0,1% квартал к кварталу и 0,3% год к году вследствие реконструкции и ремонтов на АЗС;
- Снижение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 8,9% год к году обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой;

- 
- Сокращение объемов продаж через премиальные каналы квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором;
  - Уменьшение продаж автомобильного топлива через премиальные каналы год к году обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой;
  - Рост объемов реализации авиатоплива год к году связан в основном с увеличением потребления авиатоплива в аэропортах г. Москвы и в г. Новосибирске вследствие увеличения активности авиаперевозок;
  - Рост объемов продаж судового топлива год к году связан с увеличением спроса на бункеровку в мелкооптовом канале продаж на Северо-Западе и Черном море.

## Результаты деятельности

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
570 840	642 001	(11,1)	Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	570 840	504 355	13,2
15 519	19 998	(22,4)	Прочая выручка	15 519	16 278	(4,7)
<b>586 359</b>	<b>661 999</b>	<b>(11,4)</b>	<b>Итого выручка от продаж*</b>	<b>586 359</b>	<b>520 633</b>	<b>12,6</b>
<b>Расходы и прочие затраты</b>						
(145 099)	(184 628)	(21,4)	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(145 099)	(122 618)	18,3
(56 055)	(63 627)	(11,9)	Производственные и операционные расходы	(56 055)	(51 500)	8,8
(25 538)	(31 778)	(19,6)	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(25 538)	(24 211)	5,5
(38 906)	(40 904)	(4,9)	Транспортные расходы	(38 906)	(36 680)	6,1
(41 696)	(48 909)	(14,7)	Износ, истощение и амортизация	(41 696)	(37 509)	11,2
(146 291)	(162 955)	(10,2)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(146 291)	(141 075)	3,7
(18 026)	(32 112)	(43,9)	Экспортные пошлины	(18 026)	(21 599)	(16,5)
(82)	(613)	(86,6)	Расходы на геологоразведочные работы	(82)	(269)	(69,5)
<b>(471 693)</b>	<b>(565 526)</b>	<b>(16,6)</b>	<b>Итого операционные расходы</b>	<b>(471 693)</b>	<b>(435 461)</b>	<b>8,3</b>
<b>114 666</b>	<b>96 473</b>	<b>18,9</b>	<b>Операционная прибыль</b>	<b>114 666</b>	<b>85 172</b>	<b>34,6</b>
22 690	21 042	7,8	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	22 690	14 768	53,6
5 461	(2 443)	-	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	5 461	(4 378)	-
5 096	2 911	75,1	Финансовые доходы	5 096	1 848	175,8
(9 209)	(5 196)	77,2	Финансовые расходы	(9 209)	(5 945)	54,9
(6 079)	(10 888)	(44,2)	Прочие расходы	(6 079)	(2 665)	128,1
<b>17 959</b>	<b>5 426</b>	<b>&gt;200</b>	<b>Итого прочие доходы</b>	<b>17 959</b>	<b>3 628</b>	<b>&gt;200</b>
<b>132 625</b>	<b>101 899</b>	<b>30,2</b>	<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>132 625</b>	<b>88 800</b>	<b>49,4</b>
(10 610)	(12 305)	(13,8)	Расход по текущему налогу на прибыль	(10 610)	(11 106)	(4,5)
(9 343)	(6 002)	55,7	Расход по отложенному налогу на прибыль	(9 343)	(3 549)	163,3
<b>(19 953)</b>	<b>(18 307)</b>	<b>9,0</b>	<b>Итого расход по налогу на прибыль</b>	<b>(19 953)</b>	<b>(14 655)</b>	<b>36,2</b>
<b>112 672</b>	<b>83 592</b>	<b>34,8</b>	<b>Прибыль за период</b>	<b>112 672</b>	<b>74 145</b>	<b>52,0</b>
(4 778)	(5 594)	(14,6)	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(4 778)	(4 480)	6,7
<b>107 894</b>	<b>77 998</b>	<b>38,3</b>	<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»</b>	<b>107 894</b>	<b>69 665</b>	<b>54,9</b>

\*Выручка с учетом акциза с продаж

## Выручка

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
<b>Нефть</b>						
145 050	143 632	1,0	Продажи на экспорт	145 050	117 901	23,0
7 202	10 022	(28,1)	Международный рынок	7 202	6 523	10,4
9 744	9 313	4,6	Экспорт и продажи в СНГ	9 744	9 505	2,5
22 463	21 180	6,1	Внутренний рынок	22 463	15 262	47,2
<b>184 459</b>	<b>184 147</b>	<b>0,2</b>	<b>Итого выручка от продаж нефти</b>	<b>184 459</b>	<b>149 191</b>	<b>23,6</b>
<b>Газ</b>						
513	129	>200	Международный рынок	513	252	103,6
7 608	9 108	(16,5)	Внутренний рынок	7 608	8 636	(11,9)
<b>8 121</b>	<b>9 237</b>	<b>(12,1)</b>	<b>Итого выручка от продаж газа</b>	<b>8 121</b>	<b>8 888</b>	<b>(8,6)</b>
<b>Нефтепродукты</b>						
98 791	91 810	7,6	Продажи на экспорт	98 791	80 013	23,5
31 535	47 259	(33,3)	Международный рынок	31 535	28 279	11,5
51 297	71 637	(28,4)	Продажи на международном рынке	51 297	48 650	5,4
(19 762)	(24 378)	(18,9)	Минус: акциз с продаж	(19 762)	(20 371)	(3,0)
20 308	23 561	(13,8)	СНГ	20 308	19 597	3,6
20 551	23 854	(13,8)	Экспорт и продажи в СНГ	20 551	19 795	3,8
(243)	(293)	(17,1)	Минус: акциз с продаж	(243)	(198)	22,7
227 626	285 987	(20,4)	Внутренний рынок	227 626	218 387	4,2
<b>378 260</b>	<b>448 617</b>	<b>(15,7)</b>	<b>Итого выручка от продажи нефтепродуктов</b>	<b>378 260</b>	<b>346 276</b>	<b>9,2</b>
<b>15 519</b>	<b>19 998</b>	<b>(22,4)</b>	<b>Прочая выручка</b>	<b>15 519</b>	<b>16 278</b>	<b>(4,7)</b>
<b>586 359</b>	<b>661 999</b>	<b>(11,4)</b>	<b>Итого выручка</b>	<b>586 359</b>	<b>520 633</b>	<b>12,6</b>

## Объем реализации

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %		3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
<b>(млн. т.)</b>			<b>Нефть</b>	<b>(млн. т.)</b>		
4,69	4,31	8,8	Продажи на экспорт	4,69	4,29	9,3
0,28	0,34	(17,6)	Продажи на международном рынке*	0,28	0,26	7,7
0,40	0,41	(2,4)	Продажи в СНГ	0,40	0,45	(11,1)
1,07	1,09	(1,8)	Продажи на внутреннем рынке	1,07	0,89	20,2
<b>6,44</b>	<b>6,15</b>	<b>4,7</b>	<b>Итого продажи нефти</b>	<b>6,44</b>	<b>5,89</b>	<b>9,3</b>
<b>(млрд. куб. м.)</b>			<b>Газ</b>	<b>(млрд. куб. м.)</b>		
0,03	0,01	200,0	Продажи на международном рынке	0,03	0,02	50,0
3,17	3,31	(4,2)	Продажи на внутреннем рынке	3,17	3,18	(0,3)
<b>3,20</b>	<b>3,32</b>	<b>(3,6)</b>	<b>Итого продажи газа</b>	<b>3,20</b>	<b>3,20</b>	<b>-</b>
<b>(млн. т.)</b>			<b>Нефтепродукты</b>	<b>(млн. т.)</b>		
3,06	2,78	10,1	Продажи на экспорт	3,06	2,82	8,5
0,73	1,01	(27,7)	Продажи на международном рынке	0,73	0,76	(3,9)
0,52	0,60	(13,3)	Продажи в СНГ	0,52	0,58	(10,3)
6,33	7,40	(14,5)	Продажи на внутреннем рынке	6,33	6,66	(5,0)
<b>10,64</b>	<b>11,79</b>	<b>(9,8)</b>	<b>Итого продажи нефтепродуктов</b>	<b>10,64</b>	<b>10,82</b>	<b>(1,7)</b>

\*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

## Средние сложившиеся цены реализации

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %		3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
<b>(руб./т.)</b>			<b>(руб./т.)</b>			
<b>Нефть</b>			<b>Нефть</b>			
30 928	33 325	(7,2)	Продажи на экспорт	30 928	27 483	12,5
24 360	22 715	7,2	Экспорт в СНГ	24 360	21 122	15,3
20 993	19 431	8,0	Продажи на внутреннем рынке	20 993	17 148	22,4
<b>(руб./т.)</b>			<b>(руб./т.)</b>			
<b>Нефтепродукты</b>			<b>Нефтепродукты</b>			
32 285	33 025	(2,2)	Продажи на экспорт	32 285	28 373	13,8
39 521	39 757	(0,6)	Экспорт и продажи в СНГ	39 521	34 129	15,8
35 960	38 647	(7,0)	Продажи на внутреннем рынке	35 960	32 791	9,7

## Реализация нефти

- Рост объемов продаж нефти на экспорт квартал к кварталу обусловлен сложившимся уровнем спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты, а также плановыми ремонтами на НПЗ Группы;
- Снижение объемов продаж нефти на международном рынке квартал к кварталу обусловлено снижением добычи в Ираке в связи с плановой остановкой установки подготовки нефти;
- Рост объемов продаж нефти на экспорт год к году обусловлен ростом добычи на Приразломном и Новопортовском месторождениях;
- Рост объемов продаж нефти на внутреннем рынке год к году обусловлен снижением переработки на собственных НПЗ Группы.

## Реализация газа

- Снижение выручки от реализации газа на внутреннем рынке квартал к кварталу обусловлено изменением контрактных условий поставки газа конечным потребителям и снижением объема реализации газа на внутреннем рынке.

## Реализация нефтепродуктов на экспорт

	1 кв. 2019		4 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Нафта	11 904	0,37	12 888	0,36	(7,6)	2,8
Дизельное топливо	36 974	0,95	28 503	0,73	29,7	30,1
Мазут	27 191	1,13	30 631	1,18	(11,2)	(4,2)
Авиатопливо	5 856	0,13	6 885	0,13	(14,9)	-
Судовое топливо	5 311	0,16	5 993	0,17	(11,4)	(5,9)
Битумы	427	0,02	290	0,01	47,2	100,0
Масла	1 685	0,03	2 023	0,03	(16,7)	-
Продукты нефтехимии	3 549	0,08	1 144	0,03	>200	166,7
Прочие	5 894	0,19	3 453	0,14	70,7	35,7
<b>Итого</b>	<b>98 791</b>	<b>3,06</b>	<b>91 810</b>	<b>2,78</b>	<b>7,6</b>	<b>10,1</b>

	3 месяца 2019		3 месяца 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	-	-	830	0,03	-	-
Нафта	11 904	0,37	12 022	0,37	(1,0)	-
Дизельное топливо	36 974	0,95	27 851	0,82	32,8	15,9
Мазут	27 191	1,13	21 136	1,06	28,6	6,6
Авиатопливо	5 856	0,13	4 616	0,11	26,9	18,2
Судовое топливо	5 311	0,16	8 988	0,31	(40,9)	(48,4)
Битумы	427	0,02	120	0,01	>200	100,0
Масла	1 685	0,03	1 688	0,03	(0,2)	-
Продукты нефтехимии	3 549	0,08	2 139	0,06	65,9	33,3
Прочие	5 894	0,19	623	0,02	>200	>200
<b>Итого</b>	<b>98 791</b>	<b>3,06</b>	<b>80 013</b>	<b>2,82</b>	<b>23,5</b>	<b>8,5</b>

- Объем реализации дизельного топлива квартал к кварталу и год к году определялся экономической эффективностью и был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефтепродукты;
- Снижение объема продаж судового топлива год к году обусловлено в основном сокращением бункерного рынка Румынии;
- Увеличение объема реализации авиатоплива на экспорт год к году связано с расширением географии присутствия;
- Увеличение объемов и расширение ассортимента реализуемых продуктов нефтехимии квартал к кварталу и год к году обусловлено ростом спроса на европейских рынках сбыта;
- Увеличение объема реализации прочих нефтепродуктов на экспорт год к году связано с увеличением объемов переработки на Омском НПЗ и с повышением производства вакуумного газойля на Московском НПЗ в 1 квартале 2019 г.

#### Реализация нефтепродуктов в СНГ

	1 кв. 2019		4 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	8 032	0,22	8 853	0,22	(9,3)	-
Дизельное топливо	8 999	0,20	10 521	0,23	(14,5)	(13,0)
Авиатопливо	999	0,02	826	0,02	20,9	-
Судовое топливо	178	0,01	732	0,03	(75,7)	(66,7)
Битумы	432	0,02	1 196	0,06	(63,9)	(66,7)
Масла	856	0,02	748	0,01	14,4	100,0
Продукты нефтехимии и прочие	1 055	0,03	978	0,03	7,9	-
<b>Итого</b>	<b>20 551</b>	<b>0,52</b>	<b>23 854</b>	<b>0,60</b>	<b>(13,8)</b>	<b>(13,3)</b>

	3 месяца 2019		3 месяца 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	8 032	0,22	8 055	0,23	(0,3)	(4,3)
Дизельное топливо	8 999	0,20	7 748	0,22	16,1	(9,1)
Авиатопливо	999	0,02	2 289	0,06	(56,4)	(66,7)
Судовое топливо	178	0,01	-	-	-	-
Битумы	432	0,02	358	0,02	20,7	-
Масла	856	0,02	697	0,01	22,8	100,0
Продукты нефтехимии и прочие	1 055	0,03	648	0,04	62,8	(25,0)
<b>Итого</b>	<b>20 551</b>	<b>0,52</b>	<b>19 795</b>	<b>0,58</b>	<b>3,8</b>	<b>(10,3)</b>

## Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	1 кв. 2019		4 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	82 940	1,98	107 636	2,42	(22,9)	(18,2)
Нафта	2 078	0,08	1 595	0,06	30,3	33,3
Дизельное топливо	79 010	1,79	95 770	2,06	(17,5)	(13,1)
Мазут	8 414	0,58	11 201	0,67	(24,9)	(13,4)
Авиатопливо	26 787	0,68	31 476	0,73	(14,9)	(6,8)
Судовое топливо	10 876	0,45	14 467	0,49	(24,8)	(8,2)
Битумы	3 326	0,26	6 316	0,42	(47,3)	(38,1)
Масла	3 791	0,07	4 491	0,08	(15,6)	(12,5)
Продукты нефтехимии	6 097	0,23	7 978	0,28	(23,6)	(17,9)
Прочие	4 307	0,21	5 057	0,19	(14,8)	10,5
<b>Итого</b>	<b>227 626</b>	<b>6,33</b>	<b>285 987</b>	<b>7,40</b>	<b>(20,4)</b>	<b>(14,5)</b>

	3 месяца 2019		3 месяца 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	82 940	1,98	86 861	2,20	(4,5)	(10,0)
Нафта	2 078	0,08	1 096	0,04	89,6	100,0
Дизельное топливо	79 010	1,79	75 826	1,96	4,2	(8,7)
Мазут	8 414	0,58	4 888	0,46	72,1	26,1
Авиатопливо	26 787	0,68	23 461	0,65	14,2	4,6
Судовое топливо	10 876	0,45	8 598	0,39	26,5	15,4
Битумы	3 326	0,26	4 048	0,41	(17,8)	(36,6)
Масла	3 791	0,07	3 168	0,06	19,7	16,7
Продукты нефтехимии	6 097	0,23	6 863	0,27	(11,2)	(14,8)
Прочие	4 307	0,21	3 489	0,22	23,4	(4,5)
<b>Итого</b>	<b>227 626</b>	<b>6,33</b>	<b>218 387</b>	<b>6,66</b>	<b>4,2</b>	<b>(5,0)</b>

- Снижение объемов реализации нефтепродуктов квартал к кварталу и год к году на внутреннем рынке вызвано экономической эффективностью реализации на международном рынке, а также снижением производства на НПЗ Группы;
- Снижение объемов реализации высокооктановых бензинов квартал к кварталу и год к году на внутреннем рынке обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой;
- Увеличение объемов реализации авиатоплива год к году связано с развитием сотрудничества с авиакомпаниями: заключение новых договоров, расширение аэропортов присутствия в России;
- Рост объемов продаж судового топлива год к году связан с увеличением спроса на бункеровку в мелкооптовом канале продаж на Северо-Западе и Черном море;
- Снижение объемов реализации авиатоплива на 6,8%, битумов на 38,1% и судового топлива на 8,2% квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором.

## Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 18,3% год к году в основном вследствие роста цен на нефть и объемов приобретаемой нефти на внутреннем рынке.

## Производственные и операционные расходы

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
<b>27 995</b>	<b>32 400</b>	<b>(13,6)</b>	<b>Расходы на добычу углеводородов</b>	<b>27 995</b>	<b>25 297</b>	<b>10,7</b>
<b>1 726</b>	<b>1 931</b>	<b>(10,6)</b>	<b>руб./т.н.э.</b>	<b>1 726</b>	<b>1 616</b>	<b>6,8</b>
<b>3,56</b>	<b>3,96</b>	<b>(10,1)</b>	<b>долл. США*/барр. н. э.</b>	<b>3,56</b>	<b>3,88</b>	<b>(8,2)</b>
21 620	24 967	(13,4)	Дочерние компании на территории РФ	21 620	18 957	14,0
1 610	1 804	(10,8)	руб./т.н.э.	1 610	1 467	9,7
3,32	3,70	(10,3)	долл. США*/барр. н. э.	3,32	3,52	(5,7)
			в том числе			
			расходы на добычу по зрелым месторождениям ****			
16 531	19 366	(14,6)	руб./т.н.э.	16 531	14 549	13,6
1 787	1 999	(10,6)	долл. США*/барр. н. э.	1 787	1 503	18,9
3,69	4,10	(10,0)		3,69	3,60	2,5
			расходы на добычу по новым месторождениям ****			
5 089	5 601	(9,1)	руб./т.н.э.	5 089	4 408	15,4
1 217	1 350	(9,9)	долл. США*/барр. н. э.	1 217	1 360	(10,5)
2,51	2,77	(9,4)		2,51	3,26	(23,0)
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**			
1 936	2 386	(18,9)	руб./т.н.э.	1 936	2 048	(5,5)
2 547	2 875	(11,4)	долл. США*/барр. н. э.	2 547	2 968	(14,2)
5,26	5,90	(10,8)		5,26	7,12	(26,1)
4 439	5 047	(12,0)	Совместные операции	4 439	4 292	3,4
2 208	2 415	(8,6)	руб./т.н.э.	2 208	2 125	3,9
4,56	4,96	(8,1)	долл. США*/барр. н. э.	4,56	5,10	(10,6)
<b>15 677</b>	<b>16 052</b>	<b>(2,3)</b>	<b>Расходы на переработку</b>	<b>15 677</b>	<b>13 551</b>	<b>15,7</b>
			Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний			
8 680	9 255	(6,2)	руб./т.	8 680	7 452	16,5
1 084	1 018	6,5	долл. США*/барр.	1 084	899	20,6
2,24	2,09	7,2		2,24	2,16	3,7
			Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***			
3 525	3 175	11,0	руб./т.	3 525	2 978	18,4
1 808	1 580	14,4	долл. США*/барр.	1 808	1 618	11,7
3,73	3,24	15,1		3,73	3,88	(3,9)
3 472	3 622	(4,1)	Расходы на производство масел	3 472	3 121	11,2
<b>7 981</b>	<b>8 263</b>	<b>(3,4)</b>	<b>Расходы на транспортировку до НПЗ</b>	<b>7 981</b>	<b>7 842</b>	<b>1,8</b>
<b>4 402</b>	<b>6 913</b>	<b>(36,3)</b>	<b>Прочие операционные расходы</b>	<b>4 402</b>	<b>4 810</b>	<b>(8,5)</b>
<b>56 055</b>	<b>63 627</b>	<b>(11,9)</b>	<b>Итого</b>	<b>56 055</b>	<b>51 500</b>	<b>8,8</b>

\* пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период

\*\*СРП – соглашение о разделе продукции

\*\*\* по совместным предприятиям указана стоимость услуг процессинга

\*\*\*\* данные по зрелым месторождениям за 2018-2019 гг раскрыты с учетом ГПН-Оренбург (в отчете за 2018 год данные по ГПН-Оренбург были раскрыты в составе новых месторождений)

- 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;
- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на территории РФ на 10,8% квартал к кварталу обусловлено следующими факторами:
  - снижением расходов по зрелым месторождениям вследствие снижения активности на ГТМ в рамках ограничений «ОПЕК+»;
  - снижением расходов по новым месторождениям в основном вследствие роста добычи на Новопортовском месторождении;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 18,9% год к году в результате:



- Сравнения с низкой базой 1го квартала 2018 г., обусловленной остановкой высокообводненного фонда скважин в 1 квартале 2018 г. в рамках ограничений «ОПЕК+»;
- Инфляционного давления.
- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ в долларах на баррель н.э. на 26,1% год к году обусловлено ростом добычи в Ираке;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 3,9% год к году в основном обусловлен ростом расходов на электроэнергию, ростом объема добываемой жидкости и объемов закачки воды в пласт;
- Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для переработки углеводородов, расходы на оплату труда и электроэнергию и прочие подобные расходы на перерабатывающих предприятиях Группы;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 6,5% квартал к кварталу в связи с:
  - Снижением объема переработки;
  - Ростом тарифов на энергоносители;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 20,6% год к году в связи с:
  - Ростом закупки МТБЭ<sup>1</sup> в 1 квартале 2019 года;
  - Снижением объема переработки;
  - Ростом расходов на экологические программы;
  - Ростом затрат на текущие ремонты;
  - Укреплением среднего курса динара на 7%.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 14,4% квартал к кварталу в связи с ростом затрат на процессинг (рост затрат на природный газ, ввод новых установок);
- Рост расходов на транспортировку до НПЗ на 1,8% год к году обусловлен в основном ростом тарифов на транспортировку нефти;
- Снижение прочих операционных расходов квартал к кварталу в основном обусловлено снижением операторских услуг и применением МСФО (IFRS) 16 с января 2019 г.

### **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 выросли на 5,5% год к году вследствие:
  - Роста расходов на рекламу и маркетинг в составе коммерческих расходов;
  - Роста расходов по иностранным дочерним обществам в результате ослабления 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 на 6,1% год к году вследствие роста расходов на транспортировку нефти и нефтепродуктов в связи с ростом объема продаж нефти и роста тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов. Рост был частично нивелирован

---

<sup>1</sup> МТБЭ – метил-трет-бутиловый эфир. Применяется в качестве добавки к моторным топливам, повышающей октановое число бензинов.

снижением расхода на транспортировку газа вследствие изменения условий поставки конечным потребителям, а также применением МСФО (IFRS) 16 с января 2019 г.

### 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 11,2% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи на Новопортовском месторождении, а также применением МСФО (IFRS) 16 с января 2019 г.

### Налоги, за исключением налога на прибыль

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
112 052	125 805	(10,9)	Налог на добычу полезных ископаемых	112 052	97 177	15,3
2 675	-	-	Налог на дополнительный доход	2 675	-	-
21 379	27 385	(21,9)	Акциз	21 379	34 390	(37,8)
6 183	5 595	10,5	Взносы по социальному страхованию	6 183	5 750	7,5
4 002	4 170	(4,0)	Прочие налоги	4 002	3 758	6,5
<b>146 291</b>	<b>162 955</b>	<b>(10,2)</b>	<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>146 291</b>	<b>141 075</b>	<b>3,7</b>

- Снижение расхода по НДС на 10,9% квартал к кварталу обусловлено снижением добычи в РФ и введением налога на дополнительный доход, что привело к снижению ставок НДС по определенным месторождениям;
- Рост расхода по НДС на 15,3% год к году обусловлен ростом средней ставки НДС в рамках завершения налогового маневра;
- С 1 января 2019 г. введен налог на дополнительный доход. Группа перевела на НДС ряд месторождений в Западной и Восточной Сибири;
- Снижение расхода по акцизам на 21,9% квартал к кварталу обусловлено введением вычета по акцизу на нефтяное сырье с учетом демпфирующей составляющей с 1 января 2019 года. Снижение расхода по акцизам сдерживалось ростом ставок акцизов с января 2019 года по ряду нефтепродуктов.

### Экспортные пошлины

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
8 209	14 925	(45,0)	Экспортная пошлина на нефть	8 209	11 106	(26,1)
9 817	17 187	(42,9)	Экспортная пошлина на нефтепродукты	9 817	10 493	(6,4)
<b>18 026</b>	<b>32 112</b>	<b>(43,9)</b>	<b>Итого экспортная пошлина</b>	<b>18 026</b>	<b>21 599</b>	<b>(16,5)</b>

- Снижение экспортных пошлин на 16,5% год к году обусловлено снижением средней ставки экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в рамках завершения налогового маневра, а также ростом доли поставок нефти, не облагаемых экспортными пошлинами;
- Снижение экспортных пошлин на 43,9% квартал к кварталу обусловлено в основном снижением средних ставок экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в рамках завершения налогового маневра, а также положительным влиянием временного лага по расчету экспортной пошлины. Снижение расходов по экспортным пошлинам сдерживалось ростом объемов экспорта нефти и нефтепродуктов.

## Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
5 386	1 227	>200	Славнефть	5 386	2 642	103,9
6 604	7 588	(13,0)	Мессояханефтегаз	6 604	4 281	54,3
9 409	10 542	(10,7)	Арктикгаз	9 409	6 509	44,6
798	1 010	(21,0)	Нортгаз	798	737	8,3
493	675	(27,0)	Прочие компании	493	599	(17,7)
<b>22 690</b>	<b>21 042</b>	<b>7,8</b>	<b>Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>22 690</b>	<b>14 768</b>	<b>53,6</b>

- Рост доли Группы в прибыли Славнефти квартал к кварталу связан с сезонным снижением операционных расходов, а также изменением цен на нефть внутреннего рынка, которые формируются на базе экспортного паритета;
- Доля Группы в прибыли Мессояханефтегаз, Арктикгаз и Нортгаз снизилась квартал к кварталу преимущественно в связи со снижением цен на нефть;
- Доля Группы в прибыли Славнефть и Мессояханефтегаз выросла год к году вследствие роста объемов добычи и ослабления курса рубля;
- Доля Группы в прибыли Арктикгаз выросла год к году вследствие роста добычи и снижения финансовых расходов вследствие снижения долговой нагрузки, а также вследствие увеличения доли Группы в Арктикгаз с 46,67% до 50,0% с 21 марта 2018 г.

## Прочие доходы и расходы

- Прочие расходы в основном представлены выбытием 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 месяца		
	2019	2018	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	168 596	83 109	102,9
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(75 347)	(52 218)	44,3
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(86 212)	(24 927)	>200
<b>Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>7 037</b>	<b>5 964</b>	<b>18,0</b>

### Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	3 месяца		
	2019	2018	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	152 764	120 613	26,7
Изменения в оборотном капитале	39 076	(17 866)	-
Уплаченный налог на прибыль	(10 519)	(10 095)	4,2
Проценты уплаченные	(12 725)	(9 543)	33,3
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>168 596</b>	<b>83 109</b>	<b>102,9</b>

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 102,9% год к году, в основном, в результате роста операционной прибыли и положительного эффекта от изменений в оборотном капитале.

#### Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	3 месяца		
	2019	2018	Δ %
Капитальные затраты	(81 945)	(71 524)	14,6
Приобретение нефтегазовых лицензий	(7 651)	-	-
(Размещение) / Поступление денежных средств с депозитов	(77 001)	6 905	-
Поступления от продажи основных средств, нематериальных активов с налоговым эффектом	86 949	171	>200
Погашение/(выдача) займов и прочих инвестиций	1 151	2 313	(50,2)
Проценты полученные	3 150	9 917	(68,2)
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(75 347)</b>	<b>(52 218)</b>	<b>44,3</b>

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 44,3% в основном в результате приобретения ряда нефтегазовых лицензий и снижения процентов полученных в связи с погашением займов, выданных на Мессояханефтегаз, в 1 квартале 2018 года.

#### Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	3 месяца		
	2019	2018	Δ %
Поступление займов и кредитов	20 077	22 671	(11,4)
Выплата дивидендов акционерам компании	(104 027)	(47 183)	120,5
Прочие операции	(2 262)	(415)	>200
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>	<b>(86 212)</b>	<b>(24 927)</b>	<b>&gt;200</b>

- Рост чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, обусловлен ростом выплаченных дивидендов. Дивиденды, выплаченные по итогам 9 месяцев 2018 года (22,05 рублей на акцию), превысили выплату дивидендов по итогам 9 месяцев 2017 года (10 рублей на акцию).

#### Капитальные вложения

(млн. руб.)	3 месяца		
	2019	2018	Δ, %
Разведка и добыча	50 369	41 811	20,5
Дочерние компании	46 356	37 811	22,6
Совместные операции	4 013	4 000	0,3
Нефтепереработка	18 156	12 469	45,6
Маркетинг и сбыт	1 560	1 022	52,6
Прочие	2 698	2 815	(4,2)
<b>Капитальные вложения</b>	<b>72 783</b>	<b>58 117</b>	<b>25,2</b>
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	4 813	13 407	(64,1)
<b>Итого капитальные вложения</b>	<b>77 596</b>	<b>71 524</b>	<b>8,5</b>
Инвестиции в активы, подлежащие передаче	4 349	-	-
<b>Итого капитальные вложения с учетом инвестиций в активы, подлежащие передаче</b>	<b>81 945</b>	<b>71 524</b>	<b>14,6</b>

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча выросли на 20,5%, главным образом, по дочерним компаниям за счет:
  - увеличения объемов эксплуатационного бурения на Новопортовском и Восточном участке Оренбургского месторождений;
  - строительства объектов инфраструктуры (Тазовское и Новопортовское месторождения);
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 45,6% в основном обусловлен ростом расходов на Омском НПЗ.

## Долг и ликвидность

(млн. руб.)	31 марта 2019	31 декабря 2018
Краткосрочные кредиты и займы	57 649	90 923
Долгосрочные кредиты и займы	712 854	684 530
Денежные средства и денежные эквиваленты	(244 806)	(247 585)
Краткосрочные депозиты	(77 937)	-
<b>Чистый долг</b>	<b>447 760</b>	<b>527 868</b>
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	7,5	11,7
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	0,59	0,73

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга снизился с 3,84 года по состоянию на 31 декабря 2018 г. до 3,76 года по состоянию на 31 марта 2019 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 6,29% на по состоянию 31 декабря 2018 г. до 6,32% по состоянию на 31 марта 2019 г.

## Финансовые приложения

### Расчет EBITDA

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
<b>112 672</b>	<b>83 592</b>	<b>34,8</b>	<b>Прибыль за период</b>	<b>112 672</b>	<b>74 145</b>	<b>52,0</b>
19 953	18 307	9,0	Итого расход по налогу на прибыль	19 953	14 655	36,2
9 209	5 196	77,2	Финансовые расходы	9 209	5 945	54,9
(5 096)	(2 911)	75,1	Финансовые доходы	(5 096)	(1 848)	175,8
41 696	48 909	(14,7)	Износ, истощение и амортизация	41 696	37 509	11,2
(5 461)	2 443	-	Убыток / (Прибыль) от курсовых разниц, нетто	(5 461)	4 378	-
6 079	10 888	(44,2)	Прочие расходы	6 079	2 665	128,1
<b>179 052</b>	<b>166 424</b>	<b>7,6</b>	<b>EBITDA</b>	<b>179 052</b>	<b>137 449</b>	<b>30,3</b>
(22 690)	(21 042)	7,8	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(22 690)	(14 768)	53,6
41 326	39 662	4,2	Плюс: Доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	41 326	33 116	24,8
<b>197 688</b>	<b>185 044</b>	<b>6,8</b>	<b>Итого скорректированная EBITDA</b>	<b>197 688</b>	<b>155 797</b>	<b>26,9</b>

## Финансовые показатели

### Рентабельность

	31 марта 2019	31 марта 2018	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	33,71	29,92	3,8
Рентабельность по чистой прибыли, %	19,22	14,24	5,0
Рентабельность активов (ROA), %	13,45	10,01	3,4
Рентабельность капитала (ROE), %	23,19	17,16	6,0
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	20,68	14,61	6,1

### Расчет скорректированного ROACE

	31 марта 2019	31 марта 2018
<b>За предыдущие 12 месяцев</b>		
Скорректированная EBITDA	841 397	588 971
Износ, истощение и амортизация	(220 872)	(185 411)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(118 962)	(76 604)
<b>Скорректированный EBIT*</b>	<b>501 563</b>	<b>326 956</b>
<b>Средний используемый капитал</b>	<b>2 425 917</b>	<b>2 238 368</b>
<b>Скорректированный ROACE</b>	<b>20,68</b>	<b>14,61</b>

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

### Ликвидность

	31 марта 2019	31 марта 2018	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,51	1,08	39,8
Коэффициент срочной ликвидности	0,92	0,54	70,4
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,63	0,25	152,0

### Лeverедж

	31 марта 2019	31 марта 2018	Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	12,41	20,45	(8,0)
Чистый долг/ Капитал, %	21,87	35,16	(13,3)
Лeverедж, %	19,81	25,78	(6,0)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,29	0,44	(34,1)
Чистый долг/ EBITDA	0,59	1,17	(49,6)
Итого долг/ EBITDA	1,01	1,36	(25,7)

## Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности Группы, включают:

- Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты;
- Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляцию;
- Налогообложение;
- Изменение тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов.

## Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты

Цены на нефть и нефтепродукты на мировом и российском рынках являются основным фактором, влияющим на результаты деятельности Группы.

Цены на нефтепродукты на мировом рынке прежде всего определяются уровнем мировых цен на нефть, спросом и предложением нефтепродуктов и уровнем конкуренции на различных рынках. Динамика цен на международном рынке, в свою очередь, оказывает влияние на цены на внутреннем рынке. Ценовая динамика различна для различных видов нефтепродуктов.

Снижение цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке за 3 месяца 2019 г. оказало негативное влияние на результат Группы.

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %		3 месяца		
(долл. США/барр.)			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
63,20	67,76	(6,7)	Нефть "Brent"	63,20	66,76	(5,3)
63,23	67,30	(6,0)	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	63,23	65,17	(3,0)
(долл. США/т.)				(долл. США/т.)		
547,73	607,77	(9,9)	Бензин Premium (ср. NWE)	547,73	644,40	(15,0)
487,01	543,06	(10,3)	Нафта (ср. Med и NWE)	487,01	565,18	(13,8)
588,60	647,52	(9,1)	Дизельное топливо (ср. NWE)	588,60	591,34	(0,5)
577,52	631,53	(8,6)	Газойль 0,1% (ср. Med)	577,52	584,66	(1,2)
367,08	394,45	(6,9)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	367,08	345,05	6,4
(руб./т.)			Внутренний рынок	(руб./т.)		
36 401	43 352	(16,0)	Высокооктановый бензин	36 401	37 005	(1,6)
34 531	41 761	(17,3)	Низкооктановый бензин	34 531	34 459	0,2
39 862	45 734	(12,8)	Дизельное топливо	39 862	36 405	9,5
14 211	17 070	(16,7)	Мазут	14 211	10 647	33,5

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. 2019	4 кв. 2018		3 месяца	
			2019	2018
1,78	1,80	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	1,78	0,80
66,10	66,48	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	66,10	56,88
69,47	65,59	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	69,47	57,60
64,73	69,47	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	64,73	57,26
(6,82)	5,92	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	(6,82)	(0,58)



## Налогообложение

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

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %		3 месяца		
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
86,97	141,53	(38,6)	Нефть	86,97	117,00	(25,7)
26,07	42,43	(38,6)	Светлые нефтепродукты	26,07	35,07	(25,7)
26,07	42,43	(38,6)	Дизельное топливо	26,07	35,07	(25,7)
26,07	42,43	(38,6)	Бензин	26,07	35,07	(25,7)
47,77	77,83	(38,6)	Нафта	47,77	64,30	(25,7)
86,97	141,53	(38,6)	Темные нефтепродукты	86,97	117,00	(25,7)
			<b>Налог на добычу полезных ископаемых</b>			
12 952	12 541	3,3	Нефть (руб./т.)	12 952	10 391	24,6

### 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

Ставка вывозной таможенной пошлины на нефть определяется по одному из следующих порядков:

а) В соответствии с п.4 ст. 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
$\leq 109,50$	0%
$109,50 < P \leq 146,00$	$35\% \times (P - 109,50)$
$146,00 < P \leq 182,50$	$12,78 + 45\% \times (P - 146,00)$
$> 182,50$	$29,20 + 30\% \times (P - 182,50)$ на 2018 г. $K_{\text{нефть}} \times (29,20 + 30\% \times (P - 182,50))$ с 2019 г.

\*  $K_{\text{нефть}}=0,833$  на 2019 г.,  $0,667$  на 2020 г.,  $0,5$  на 2021 г.,  $0,333$  на 2022 г.,  $0,167$  на 2023 г.,  $0$  - с 2024 г.

Нефть, экспортируемая в Казахстан, не облагается вывозной таможенной пошлиной на нефть. От вывозных таможенных пошлин освобождается нефть, экспортируемая в Киргизию и Белоруссию в пределах индикативных балансов.

б) В соответствии с п.6.2 ст.3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» Правительство РФ вправе принять решение об установлении заградительной ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, рассчитываемую в следующем порядке:

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
$\leq 182,50$	0%
$P > 182,50$	$29,20 + 45\% \times (P - 182,50)$

Указанный порядок применяется в течение 6 месяцев начиная с месяца, следующего за изменением уровня цен на нефть сырую за 3 последовательных месяца более чем на 15%.



в) В соответствии с п.4 п.5 ст.3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» с 1 января 2019 г. установлен порядок применения особых формул расчета ставок вывозной таможенной пошлины на нефть с особыми физико-химическими характеристиками, добытой в границах указанных географических объектов. Льгота применяется до достижения установленных объемов нефти, вывезенной с применением особых формул расчета ставок вывозной таможенной пошлины, по каждому такому географическому объекту:

$Ст = (P - 182,5) \times 30\% - 56,57 - 0,14 \times P$ , где P - цена на нефть "Urals" (в долларах США за тонну)

г) 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.

д) В соответствии с п.7 ст.35 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» с 1 января 2019 г. для нефти, добытой на участках недр, перешедших на уплату НДС, установлено освобождение от уплаты вывозной таможенной пошлины в течение срока применения коэффициента K<sub>г</sub> менее 1 к ставке НДС на нефть.

### Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты

В соответствии со ст. 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. При этом от вывозных таможенных пошлин освобождаются нефтепродукты, экспортируемые в Таджикистан, Белоруссию, Армению и Киргизию в пределах индикативных балансов.

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

$Ст_{п} = K \times Ст_{н}$ , где Ст<sub>н</sub> – 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:

Легкие и средние дистилляты	
Дизельное топливо	0,3
Масла смазочные	
Нафта	0,55
Бензин	0,3

В соответствии с п.6.3 ст.3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» Правительство РФ вправе принять решение об установлении заградительной ставки вывозной таможенной пошлины на отдельные категории нефтепродуктов, в размере, равном 60% величины вывозной таможенной пошлины на нефть сырую. Указанный порядок применяется в течение 6 месяцев начиная с месяца, следующего за изменением уровня цен на нефть сырую за 3 последовательных месяца более чем на 15%.

## 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 ст. 193 НК РФ установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты рублей за тонну:

	2018 г.		2019 г.	2020 г.	2021 г.
	01.01.-31.05	01.06.-31.12			
<b>Бензин</b>					
Ниже класса 5	13 100	13 100	13 100	13 100	13 100
Класс 5	11 213	8 213	12 314	12 752	13 262
Прямогонный	13 100	13 100	13 912	14 720	15 533
<b>Дизельное топливо</b>	7 665	5 665	8 541	8 835	9 188
<b>Моторные масла</b>	5 400	5 400	5 400	5 616	5 841
<b>Средние дистилляты</b>	8 662	6 665	9 241	9 535	9 916

В соответствии с п.13.1 ст.181 НК РФ с 1 января 2019 г. введен новый подакцизный товар – нефтяное сырье. Налогоплательщиками акциза признаются организации-собственники нефтяного сырья, имеющие свидетельство о регистрации лица, совершающего операции по переработке нефтяного сырья на собственных производственных мощностях либо производственных мощностях иной организации, оказывающей им услуги по переработке. Ставка акциза на нефтяное сырье определяется по следующей формуле:

$$A_{НС} = ((C_{нефть} \times 7,3 - 182,5) \times 0,3 + 29,2) \times P \times C_{ПЮ} \times K_{корр} \times K_{рег}$$

$C_{нефть}$  - средний уровень цен нефти "Юралс" на мировых рынках (доллар США/тонна)

$P$  – средний курс доллара США к рублю РФ

$C_{ПЮ}$  - удельный коэффициент, характеризующий корзину продуктов переработки нефтяного сырья

$K_{корр}$  – равен 0,167 на 2019 г., 0,333 на 2020 г., 0,5 на 2021 г., 0,667 на 2022 г., 0,833 на 2023 г., 1 с 2024 г.

$K_{рег}$  - коэффициент, характеризующий региональные особенности рынков продуктов переработки. В отношении производственных мощностей, расположенных в Омской области,  $K_{рег}$  равен 1,05.

При исчислении акциза на нефтяное сырье предусмотрена возможность применения налогового вычета. Вычетам подлежат суммы акциза, умноженные на коэффициент 2, и увеличенные на величину  $K_{демп}$ .

$$K_{демп} = ((D_{АБ} + \Phi_{АБ}) \times V_{АБ} + (D_{ДТ} + \Phi_{ДТ}) \times V_{ДТ}) \times K_{комп}$$

$V_{АБ}$ ,  $V_{ДТ}$  - объемы автомобильного бензина с октановым числом 92 и более (дизельного топлива) класса 5, реализованные на территории РФ.

$K_{комп}$  - равен 0,6 на 2019 г., 0,5 начиная с 1 января 2020 г.

$D_{АБ}$ ,  $D_{ДТ}$  – разница между средней ценой экспортной альтернативы для автомобильного бензина АИ-92 (дизельного топлива) класса 5 и условной средней оптовой цены реализации автомобильного бензина АИ-92 (дизельного топлива) класса 5 на территории РФ

$\Phi_{АБ}$ ,  $\Phi_{ДТ}$  - компенсационная надбавка для автомобильного бензина (дизельного топлива), равная:

- 0, если значение  $D_{АБ}$  ( $D_{ДТ}$ ) менее или равно 0 или
- $\Phi_{АБ}=5\ 600$  и  $\Phi_{ДТ} = 5\ 000$ , если значение  $D_{АБ}$  ( $D_{ДТ}$ ) больше нуля.

## Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

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

---

НДПИ на нефть	$919 \times K_{ц} - Дм$
---------------	-------------------------

---

$Дм = K_{ндпи} \times K_{ц} \times (1 - K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times K_{кан}) - K_{к}$  на 2018 г.

$Дм = K_{ндпи} \times K_{ц} \times (1 - K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times K_{кан}) - K_{к} - K_{ман} \times C_{вн} - K_{абдт}$  с 2019 г.

$K_{ндпи} = 559$

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

**$K_{в}$**  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть для участков недр с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов определяется как  $N/V$ , где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр, а V – начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий по конкретному участку недр на 1 января 2006 г. В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент  $K_{в}$  рассчитывается по формуле:  $K_{в} = 3,8 - 3,5 \times N/V$ . В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент  $K_{в}$  принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент  $K_{в}$  принимается равным 1. Для участка недр, содержащего в себе залежь (залежи) нефти, значение коэффициента  $K_{д}$  для которой составляет менее 1, коэффициент  $K_{в}$  принимается равным 1.

**$K_{з}$**  – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ для малых участков недр. В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти ( $V_з$  - 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 на 1 января 2012 г. (либо на 1 января года выдачи лицензии, если лицензия выдана после 1 января 2012 г.) меньше или равна 0,05, коэффициент  $K_{з}$  рассчитывается по формуле:  $K_{з} = 0,125 \times V_з + 0,375$

**$K_{д}$**  - 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. Кдв 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  $N_{дв}/V_{дв}$ , где  $N_{дв}$  – сумма накопленной добычи нефти на конкретной залежи, а  $V_{дв}$  – начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий по конкретной залежи на 1 января года, предшествующего году налогового периода. В случае если степень выработанности запасов конкретной залежи больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент Кдв рассчитывается по формуле:  $K_{дв} = 3,8 - 3,5 \times N_{дв}/V_{дв}$ . В случае, если степень выработанности запасов конкретной залежи превышает 1, коэффициент Кдв принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент Кдв принимается равным 1. Для иных залежей данного участка (коэффициент  $K_d$  для которых равен 1) коэффициент Кдв 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 Ккан 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 Ккан принимается равным 1.

**Кк** устанавливается равным 357 на 2018 г. и 428 рублей на 2019-2021 гг.

$$K_{\text{ман}} = \text{ЭП} \times P \times K_{\text{корр}} - \text{ФМ}$$

**ЭП** - коэффициент, рассчитываемый в следующем порядке:

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	ЭП, доллар США за тонну
$\leq 109,50$	0%
$109,50 < P \leq 146,00$	$35\% \times (P - 109,50)$
$146,00 < P \leq 182,50$	$12,78 + 45\% \times (P - 146,00)$
$> 182,50$	$29,20 + 30\% \times (P - 182,50)$

**P** - средний курс доллара США к рублю РФ

**Ккорр** – равен 0,167 на 2019 г., 0,333 на 2020 г., 0,5 на 2021 г., 0,667 на 2022 г., 0,833 на 2023 г., 1 с 2024 г.

**Фм** - коэффициент, характеризующий введение Правительством РФ заградительной ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую (подробнее в пункте б) раздела «Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую»).

**Свн** – равен 0,1 при добыче нефти с вязкостью не менее 10 000 мПа·с (в пластовых условиях). В иных случаях СВН равен 1.

$$K_{\text{АБДТ}} = N_{\text{АБ}} \times I_{\text{АБ}} + N_{\text{ДТ}} \times I_{\text{ДТ}}$$

**N<sub>АБ</sub>, N<sub>ДТ</sub>** - коэффициент, характеризующий надбавку за автомобильный бензин (125 на 2019 г. и 105 с 2020 г.) или дизельное топливо (110 на 2019 г. и 92 с 2020 г.).

**I<sub>АБ</sub>** и **I<sub>ДТ</sub>** - бинарный коэффициент для автомобильного бензина (дизельного топлива), равный 0 при значении  $D_{\text{АБ}}$  ( $D_{\text{ДТ}}$ ) не более 0. При  $D_{\text{АБ}}$  ( $D_{\text{ДТ}}$ ) более 0,  $I_{\text{АБ}}$  ( $I_{\text{ДТ}}$ ) принимает значение 1.

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

- 30% до истечения 5 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья - 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 - 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 - 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 - 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 льготная ставка налога в отношении нефти, добытой из залежей, отнесенных к баженновским продуктивным отложениям, при условии соблюдения требований НК РФ. В соответствии с п.3.2 ст.343.2 НК РФ с 1 января 2019 г. установлена возможность применения налогового вычета на участках недр, указанных в пп.4 п.5 ст.3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», в размере  $K_{ман} \times V_{Эн}$ , где  $V_{Эн}$  - количество нефти сырой, добытой на участке недр и вывезенной за пределы территории РФ с применением особых ставок вывозной таможенной пошлины на нефть.

в) В соответствии со ст.342.6 НК РФ для нефти, добытой на участках недр, перешедших на уплату НДС, установлена следующая формула для определения ставки НДС на нефть:

$$\text{НДС на нефть} = (50\% \times (\text{Ц} - 15) \times 7,3 \times \text{Кг} - \text{ЭП}) \times \text{Р}$$

**Ц** – среднемесячная цена Urals на роттердамской и средиземноморской биржах (доллар США/баррель)

**Р** – среднемесячный курс рубля к доллару США

**ЭП** – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть (доллар США/тонна)

**Кг** - коэффициент, характеризующий период времени, прошедший с даты начала промышленной добычи нефти на участке недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на нефть на новых участках недр, расположенных полностью или частично в Западной (в частности, ХМАО, ЯНАО) и Восточной Сибири (в частности, Иркутская область, Республика Саха (Якутия)). Коэффициент Кг применяется до истечения предельно установленного срока с года, следующего за превышением степени выработанности запасов нефти 1% по участку недр. Для действующих участков коэффициент Кг принимается равным 1.

#### Эффективная ставка НДС на нефть по Группе

1 кв. 2019	4 кв. 2018	Δ, %		3 месяца		
2019	2018			2019	2018	Δ, %
12 952	12 541	3,3	Общеустановленная ставка НДС на нефть	12 952	10 391	24,6
9 886	10 779	(8,3)	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения Кв, Кз, Кд, Кдв и Ккан)	9 886	8 483	16,5
3 066	1 762		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общеустановленной (руб./т.)	3 066	1 908	
23,7%	14,0%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общеустановленной (%)	23,7%	18,4%	

По итогам 3 месяцев 2019 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 9 886 руб./т., что на 3 066 руб./т ниже средней общеустановленной 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 Кг.

## НДПИ на природный газ и газовый конденсат

В соответствии со статьей 342 НК РФ (в редакции Федерального закона от 03.08.2018 №301-ФЗ) установлены следующие ставки НДПИ на газ горючий природный и газовый конденсат:

	2018 г.	С 2019 г.
Природный газ (руб./ тыс. куб. м.)	$35 \times \text{Еут} \times \text{Кс} + \text{Тг}$	$35 \times \text{Еут} \times \text{Кс} + \text{Тг}$
Газовый конденсат (руб. / тонну)	$42 \times \text{Еут} \times \text{Кс} \times \text{Ккм}$	$42 \times \text{Еут} \times \text{Кс} \times \text{Ккм} + 0,75 \times \text{К}_{\text{МАН}}$

**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 НДПИ 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 2017-2018 гг. принимается равным 0).

**Ккм** - корректирующий коэффициент, равный  $6,5/\text{Кг}$ , где Кг - коэффициент, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива.

Эффективная ставка НДПИ на природный газ по итогам 3 месяцев 2019 г. составила 596 руб. за тыс. куб. м, что на 43 руб. за тыс. куб. м ниже средней общеустановленной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДПИ на природный газ, в частности, понижающего коэффициента Кс.

## Налог на дополнительный доход (НДД)

Федеральным законом от 19.07.2018 №199-ФЗ с 1 января 2019 г. введен налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья. НДД будет взиматься по ставке 50% с дохода от добычи углеводородного сырья за вычетом расчетной экспортной пошлины и расходов на транспортировку, а также фактических капитальных и операционных расходов, связанных с разработкой участка недр.

Новый налоговый режим предполагает снижение суммарной величины фискальных платежей, зависящих от валовых показателей (НДПИ и вывозной таможенной пошлины на нефть), за счет изменения формулы расчета НДПИ и введения системы фискальных льгот по НДПИ и вывозной таможенной пошлины для определенных категорий пилотных проектов.

На период апробации нового фискального режима установлен закрытый перечень групп пилотных участков Западной и Восточной Сибири, в отношении которых возможно применение НДД. В портфеле «Газпром нефти» представлены пилоты всех групп участков.



## 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 2019 г.	Применимость к Группе
<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» ООО «Газпромнефть-Хантос»
Понижающий коэффициент Кд к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Восток» ООО «Газпромнефть-Хантос» ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Понижающий коэффициент Кдв к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Понижающий коэффициент Кг к ставке НДС	ПАО «Газпром нефть» ООО «Газпромнефть-Ангара» ООО «Газпромнефть-Ямал»
Пониженная ставка при добыче нефти из залежей баженовских продуктивных отложений	ООО «Технологический центр "Бажен»
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» АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 16,5% (льгота 3,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Ямал»
<b>Налог на имущество</b>	
Освобождение от налога на имущество в отношении месторождений, введенных в разработку после 1 января 2011 г. (в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	ООО «Газпромнефть-Хантос» АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 1,1% в	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

<b>Налоговые льготы, применяемые в течение 3 месяцев 2019 г.</b>	<b>Применимость к Группе</b>
отношении имущества, созданного/ приобретенного при реализации инвестиционных проектов в ЯНАО (в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	
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»
Освобождение от уплаты налога на имущество в отношении имущества, созданного/ приобретенного, а также введенного в эксплуатацию в рамках разработки технологий поиска и разведки запасов доюрского комплекса 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 антимонопольной службой Российской Федерации («ФАС»). 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 ФАС на периодической основе, 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. 2019	4 кв. 2018	Δ, %	(руб./т.)	3 месяца		
				2019	2018	Δ, %
<b>Нефть</b>						
Экспорт						
2 394	2 277	5,1	Трубопроводный	2 394	2 218	7,9
СНГ						
1 671	1 608	3,9	Трубопроводный	1 671	1 570	6,4
Транспортировка на НПЗ						
762	736	3,5	Омский НПЗ	762	767	(0,7)
1 643	1 585	3,7	Московский НПЗ	1 643	1 517	8,3
1 385	1 327	4,4	Ярославский НПЗ	1 385	1 306	6,0
<b>Нефтепродукты</b>						
Экспорт с Омского НПЗ						
4 762	4 118	15,6	Бензин	4 762	3 342	42,5
5 242	5 580	(6,1)	Мазут	5 242	5 338	(1,8)
4 319	4 735	(8,8)	Дизельное топливо	4 319	4 176	3,4
Экспорт с Московского НПЗ						
3 155	1 125	180,4	Бензин	3 155	2 697	17,0
3 207	3 355	(4,4)	Мазут	3 207	3 099	3,5
2 889	2 937	(1,6)	Дизельное топливо	2 889	2 721	6,2
Экспорт с Ярославского НПЗ						
3 108	3 031	2,5	Бензин	3 108	2 857	8,8
3 139	3 187	(1,5)	Мазут	3 139	2 960	6,0
2 539	2 534	0,2	Дизельное топливо	2 539	2 212	14,8

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 3 месяца 2019 и 2018 гг. представлено ниже:

	3 месяца	
	2019	2018
<b>Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья</b>		
порт Балтийского моря – Приморск	12,5%	13,3%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	0,0%	0,0%
трубопровод «Дружба»	14,5%	13,0%
порт Новороссийск	3,9%	8,8%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	14,3%	13,5%
Мегет (трубопровода + ж/д) в Китай	0,0%	0,0%
экспортировано минуя систему Транснефть:	54,8%	51,4%
с месторождения Приразломное	16,8%	15,6%
с Новопортовского месторождения	38,0%	35,8%
<b>Итого</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Распределение экспорта нефти в страны СНГ</b>		
Белоруссия	97,1%	92,0%
Узбекистан	2,9%	8,0%
<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