

**Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2018 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг.**

## Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 декабря 2018 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2018 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 гг., и должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью Группы и примечаниями к ней, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Данный отчет представляет финансовое состояние и результаты деятельности Группы на консолидированной основе. В данном отчете термины «Газпром нефть», «Компания», «Группа», означают ПАО «Газпром нефть», ее дочерние общества и совместные операции (МСФО 11) («Томскнефть», «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) и «Южно-Приобский ГПЗ» (ЮГПЗ)). Термин «Совместные предприятия» означает общества, отражаемые по методу долевого участия.

Тонны добытой нефти пересчитаны в баррели с использованием коэффициентов, учитывающих плотность нефти на каждом из наших месторождений. Приобретенная нефть, а также иные операционные показатели, выраженные в баррелях, пересчитаны в баррели с использованием коэффициента 7,33 барреля на тонну. Кубические метры пересчитаны в кубические футы с использованием коэффициента 35,31 кубических футов на кубический метр. Нефть и жидкие углеводороды пересчитаны в баррели нефтяного эквивалента (барр. н. э.) из расчета 1 баррель на 1 барр. н. э., и газ пересчитан из расчета 6 тысяч кубических футов на 1 барр. н. э.

## Заявления прогнозного характера

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера, касающиеся финансового положения, результатов деятельности и бизнеса Газпром нефти и консолидируемых обществ. Все заявления, за исключением утверждений о свершившихся фактах, являются или могут рассматриваться в качестве заявлений прогнозного характера. Заявления прогнозного характера представляют собой утверждения о будущих ожиданиях, основанных на текущей ситуации и допущениях руководства, и учитывают известные и неизвестные риски и неопределенности, которые могут привести к тому, что фактические результаты, показатели или события будут существенно отличаться от тех, которые содержатся или подразумеваются в настоящем отчете.

Помимо прочего, заявления прогнозного характера содержат утверждения, касающиеся возможного влияния рыночных рисков на Газпром нефть, и утверждения, содержащие ожидания, предположения, оценки, прогнозы, планы и допущения руководства. Такие заявления прогнозного характера определяются наличием следующих терминов и фраз: «подразумевать», «предполагать», «в состоянии», «оценивать», «ожидать», «намереваться», «могло бы», «планировать», «цели», «взгляд», «вероятно», «проект», «будет», «добиваться», «стремиться», «риски», «задачи», «следует» и подобных терминов и фраз. Существует множество факторов, которые могут повлиять на будущую деятельность Газпром нефти и привести к существенным отклонениям будущих результатов от тех, которые содержатся в заявлениях прогнозного характера в этом отчете, включая (но, не ограничиваясь) следующие: (а) колебание цен на нефть и газ; (б) изменение спроса на продукцию Компании; (в) изменение курса иностранной валюты; (г) результаты бурения и добычи; (д) оценка резервов; (е) потеря доли рынка и конкуренция в отрасли; (ж) экологические и материальные риски; (з) риски, связанные с определением подходящей для приобретения собственности и активов, а также успешное ведение переговоров и завершение таких сделок; (и) экономические и финансовые рыночные условия в различных странах и регионах; (к) политические риски, отсрочка или ускорение реализации проектов, утверждение и оценка затрат; и (л) изменение торговой конъюнктуры.

## Основные финансовые и операционные показатели

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %		12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
<b>Финансовые результаты (млн. руб.)</b>						
661 999	689 557	(4,0)	Выручка	2 489 292	1 934 589	28,7
185 044	246 262	(24,9)	Скорректированная EBITDA*	799 506	550 967	45,1
7 726	10 257	(24,7)	руб./т. н. э.	8 608	6 139	40,2
15,68	21,12	(25,8)	долл. США**/барр. н. э.	18,52	14,19	30,5
77 998	132 194	(41,0)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	376 667	253 274	48,7
<b>Операционные результаты</b>						
177,46	177,90	(0,2)	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	688,40	665,38	3,5
23,95	24,01	(0,2)	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	92,88	89,75	3,5
1,93	1,93	-	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э.)	1,89	1,82	3,8
118,42	122,14	(3,0)	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	469,38	465,16	0,9
354,26	334,54	5,9	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	1 314,24	1 201,36	9,4
11,10	11,24	(1,2)	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	42,91	40,11	7,0

\* 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 2018 г.

- В марте Группа увеличила долю в Арктикгаз с 46,67% до 50%;
- В сентябре Группа ГПН, «Mubadala Petroleum» (Объединенные Арабские Эмираты) и Российский фонд прямых инвестиций закрыли сделку по созданию совместного предприятия для совместной разработки месторождений в Западной Сибири. В результате сделки миноритарная доля 49% в уставном капитале «Газпромнефть-Востока» перешла к консорциуму инвесторов;
- В ноябре Группа открыла второе месторождение на шельфе Охотского моря «Тритон» с оценочными геологическими запасами свыше 137 млн.т.н.э.;
- В сентябре Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых утвердила геологические запасы углеводородов месторождения «Нептун», расположенного на шельфе Охотского моря, в размере 415,8 млн.т.н.э., что в 1,6 раза превышает первоначальную оценку;
- Получено право на разработку Новозаринского месторождения в Оренбургской области (по факту открытия месторождения);
- Получены права недропользования на 9 новых лицензионных участках в Ханты-Мансийском автономном округе, на 3 новых лицензионных участках в Ямало-Ненецком округе и на 2 новых лицензионных участках в Оренбургской области;
- В мае начато эксплуатационное бурение на проекте Северо-Самбург;
- Введена в эксплуатацию вторая технологическая линия на установке комплексной подготовки газа месторождения Бадр в Ираке;
- В марте Группа разместила рублевые облигации в сумме на 25 млрд. руб.;
- В июне и в декабре введены в эксплуатацию ледоколы «Александр Санников» и «Андрей Вилькицкий»;
- В декабре Группа объявила промежуточные дивиденды за 9 месяцев 2018 г. в размере 22,05 рублей на одну обыкновенную акцию;
- В феврале 2019 года международное кредитное агентство Moody's повысило рейтинг «Газпром нефти» до уровня Ваа2 со стабильным прогнозом.

## Результаты за 2018 г. по сравнению с 2017 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 3,5% и составила 92,88 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском, Восточно-Мессояхском, Приразломном месторождениях и в Ираке, а также вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз;
- Объем переработки нефти вырос на 7,0% вследствие завершения программы плановых капитальных ремонтов на НПЗ Группы в 2017 г.;
- Выручка выросла на 28,7% вследствие роста цен на нефть и нефтепродукты на мировом и внутреннем рынках, а также увеличения объема реализации нефтепродуктов. Рост выручки сдерживался снижением объема реализации нефти;
- Рост цен на нефть и рост добычи по крупным проектам (Новопортовское, Приразломное и Восточно-Мессояхское месторождения) привели к росту показателя скорректированная EBITDA (45,1%);
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловлен в основном ростом показателя EBITDA. Рост сдерживался убытком по курсовым разницам за 12 месяцев 2018 г.

## Результаты за 4 квартал 2018 по сравнению с 3 кварталом 2018

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях снизилась незначительно на 0,2%;
- Объем переработки нефти снизился на 1,2%, что было обусловлено снижением спроса на нефтепродукты;
- Выручка снизилась на 4,0% вследствие снижения цен на нефть на мировом и внутреннем рынках, а также уменьшения объема реализации нефтепродуктов. Снижение выручки частично нивелировалось ростом объема реализации нефти;
- Снижение показателя скорректированная EBITDA на 24,9% обусловлено снижением цен на нефть, негативным влиянием временного лага по расчету пошлины, снижением объема переработки и реализации нефтепродуктов, главным образом, вследствие сезонного фактора;
- Снижение чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловлено в основном снижением показателя EBITDA.

## Анализ операционных результатов деятельности

### Запасы нефти и газа

Доля в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях

(млн. барр.н.э.)	Газпром нефть*	Слав нефть	Томск нефть	SPD	Север Энергия	Нортгаз	Мессояха	Итого
Доказанные запасы (31 Декабрь 2016г.)**	6 275	975	592	177	2 455	670	74	11 218
Добыча	(393)	(55)	(40)	(23)	(105)	(28)	(11)	(655)
Приобретение новых запасов***	-	-	-	-	-	-	-	-
Пересмотр предыдущих оценок	525	49	23	20	137	(64)	27	717
Доказанные запасы (31 Декабрь 2017г.)	6 407	969	575	174	2 487	578	90	11 280
Добыча	(411)	(53)	(38)	(23)	(114)	(25)	(16)	(680)
Приобретение новых запасов	-	-	-	-	176	-	-	176
Пересмотр предыдущих оценок	443	38	4	14	377	(84)	39	831
Доказанные запасы (31 Декабрь 2018г.)	6 439	954	541	165	2 926	469	113	11 607
Всего вероятные запасы Группы	5 084	1 767	393	150	1 486	143	446	9 469
Всего возможные запасы Группы	5 640	1 386	330	83	793	178	458	8 868

\* Запасы по проекту Бадра и Курдистан приведены по доле Группы в данных проектах (working interest), что отличается от экономической доли (economic entitlement), использованной в консолидированной финансовой отчетности

\*\* Доказанные запасы Компании на 31.12.2016 включают пересчет части доказанных запасов газа в жидкие углеводороды (в части ШФЛУ)

- По состоянию на 31.12.2018 г. доказанные запасы Компании составляют 6 439 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 4 635 млн. барр. и запасы газа 10 824 млрд. куб. футов;
- По состоянию на 31.12.2018 г. доказанные запасы Компании, включая долю в совместных операциях и совместных предприятиях, составляют 11 607 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 7 038 млн. барр. и запасы газа 27 415 млрд. куб. футов;
- Данные о доказанных запасах не включают данные, относящихся к сербской дочерней компании NIS в связи с ограничениями по раскрытию данной информации в Сербии;
- Оценка запасов производится независимыми оценщиками запасов «ДеГольер энд МакНотон» на основе стандартов Системы управления нефтегазовыми запасами (PRMS) Общества инженеров-нефтяников;
- Показатели запасов по классификации PRMS, указанные в таблице, отличаются от приведенных в консолидированной отчетности Группы в разделе дополнительной информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа. Показатели, приведенные в дополнительной информации, подготовлены в соответствии с требованиями SEC (Комиссии по ценным бумагам и биржам США), которая предписывает при расчете использовать 12-месячную среднюю цену нефти по состоянию на первое число каждого месяца в отчетном периоде. Запасы по классификации PRMS в вышеприведенной таблице подготовлены с использованием наилучших оценок менеджментом Компании будущих цен на нефть и природный газ;
- Оценка запасов по состоянию на 31.12.2018 г. не включает новые месторождения, открытые на шельфе Охотского моря, Нептун и Тритон.

## Разведочное бурение и открытие месторождений

	2018	2017	Δ, %
<b>Дочерние компании</b>			
Разведочное бурение (тыс. метров)	96	40	140,0
Количество пробуренных разведочных скважин	19	13	46,2
Количество открытых месторождений	3	4	(25,0)
Количество открытых нефтегазоносных залежей	17	31	(45,2)
<b>Пропорционально консолидированные предприятия</b>			
Разведочное бурение (тыс. метров)	29	16	81,3
Количество пробуренных разведочных скважин	9	3	200,0
Количество открытых месторождений	1	1	-
Количество открытых нефтегазоносных залежей	3	5	(40,0)
<b>Совместные предприятия</b>			
Разведочное бурение (тыс. метров)	55	39	41,0
Количество пробуренных разведочных скважин	15	10	50,0
Количество открытых нефтегазоносных залежей	7	6	16,7

- По результатам поисково-разведочного и эксплуатационного бурения в 2018 г. на участках группы Компаний (включая совместные операции и совместные предприятия) открыто 27 новых залежей углеводородного сырья. Открытия сделаны на лицензионных участках и месторождениях, расположенных в Западной Сибири (13 залежи), в Томской области (1 залежь) и Восточной Европе (13 залежей);
- В дочерних обществах открыты 3 новых месторождения: БлижнеНовопортовское (ЯНАО), Нептун и Тритон (шельф Охотского моря);
- В Томскнефти открыто Восточно-Таловое месторождение (Томская область).

## Эксплуатационное бурение

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %		12 месяцев		Δ, %
				2018	2017	
<b>Дочерние компании</b>						
505	593	(14,8)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	2 123	2 530	(16,1)
149	153	(2,6)	Количество новых скважин (шт.)	545	658	(17,2)
64,45	80,08	(19,5)	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	57,61	53,27	8,1
<b>Совместные операции</b>						
203	201	1,0	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	759	791	(4,0)
54	34	58,8	Количество новых скважин (шт.)	159	175	(9,1)
<b>Совместные предприятия</b>						
467	519	(10,0)	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 773	1 603	10,6
125	96	30,2	Количество новых скважин (шт.)	378	355	6,5

- Снижение количества новых скважин и объемов эксплуатационного бурения по дочерним компаниям год к году 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 год к году в основном обусловлен вводом высокодебитных скважин на Новопортовском, Западно-Чатылькинском и Отдельном месторождениях;
- Снижение количества новых скважин год к году по совместным операциям обусловлено увеличением доли высокотехнологичных скважин;
- Рост объемов бурения и количества новых скважин год к году по совместным предприятиям обусловлен дальнейшим разбуриванием Восточно-Мессояхского месторождения;
- Снижение объема бурения и количества новых скважин по дочерним компаниям квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором;
- Рост количества новых скважин по совместным операциям и совместным предприятиям квартал к кварталу обусловлен графиком ввода скважин.

**Добыча**

4кв. 2018	3кв. 2018	Δ, %	12 месяцев			
			2018	2017	Δ, %	
<b>(млн. т.)</b>			<b>Нефть, конденсат и ЖУВ (млн. т.)</b>			
2,56	3,28	(22,0)	Ноябрьскнефтегаз	11,11	12,22	(9,1)
3,32	3,46	(4,0)	Хантос**	13,70	14,43	(5,1)
1,09	1,11	(1,8)	Томскнефть	4,31	4,58	(5,9)
0,78	0,79	(1,3)	СПД	3,07	3,07	-
0,73	0,68	7,4	Оренбург	2,72	2,76	(1,4)
0,24	0,24	-	НИС	0,95	0,97	(2,1)
0,42	0,42	-	Восток***	1,65	1,65	-
1,99	1,94	2,6	Новый Порт	7,26	5,95	22,0
0,83	0,68	22,1	Приразломное	3,19	2,64	20,8
0,43	0,42	2,4	Бадра и Курдистан	1,61	1,30	23,8
0,01	0,01	-	Прочие	0,08	0,08	-
<b>12,40</b>	<b>13,03</b>	<b>(4,8)</b>	<b>Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям</b>	<b>49,65</b>	<b>49,65</b>	<b>-</b>
1,79	1,77	1,1	Доля в добыче Славнефти	6,91	7,15	(3,4)
1,01	0,95	6,3	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	3,89	3,67	6,0
0,08	0,07	14,3	Доля в добыче Нортгаза	0,31	0,38	(18,4)
0,61	0,58	5,2	Доля в добыче Мессояханефтегаз	2,23	1,58	41,1
<b>3,49</b>	<b>3,37</b>	<b>3,6</b>	<b>Доля в добыче совместных предприятий</b>	<b>13,34</b>	<b>12,78</b>	<b>4,4</b>
<b>15,89</b>	<b>16,40</b>	<b>(3,1)</b>	<b>Итого добыча нефти, конденсата и ЖУВ</b>	<b>62,99</b>	<b>62,43</b>	<b>0,9</b>
<b>(млрд. куб. м.)</b>			<b>Газ* (млрд. куб. м.)</b>			
2,27	2,31	(1,7)	Ноябрьскнефтегаз	9,13	10,19	(10,4)
0,27	0,27	-	Хантос**	1,08	1,11	(2,7)
0,25	0,24	4,2	Томскнефть	0,95	0,94	1,1
0,04	0,03	33,3	СПД	0,13	0,13	-
0,75	0,67	11,9	Оренбург	2,71	2,53	7,1
0,12	0,12	-	НИС	0,48	0,52	(7,7)
0,03	0,04	(25,0)	Восток	0,15	0,15	-
1,62	1,35	20,0	Новый Порт	4,63	1,30	>200
0,07	0,07	-	Бадра	0,23	0,06	>200
0,02	-	-	Прочие	0,07	0,05	40,0
<b>5,44</b>	<b>5,10</b>	<b>6,7</b>	<b>Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям</b>	<b>19,56</b>	<b>16,98</b>	<b>15,2</b>
0,12	0,13	(7,7)	Доля в добыче Славнефти	0,47	0,45	4,4
3,46	3,26	6,1	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	13,31	12,25	8,7
0,98	0,97	1,0	Доля в добыче Нортгаза	3,79	4,29	(11,7)
0,03	0,02	50,0	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,09	0,05	80,0
<b>4,59</b>	<b>4,38</b>	<b>4,8</b>	<b>Доля в добыче совместных предприятий</b>	<b>17,66</b>	<b>17,04</b>	<b>3,6</b>
<b>10,03</b>	<b>9,48</b>	<b>5,8</b>	<b>Итого добыча газа</b>	<b>37,22</b>	<b>34,02</b>	<b>9,4</b>
<b>(млн. т. н. э.)</b>			<b>Углеводороды (млн. т. н. э.)</b>			
16,78	17,12	(2,0)	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями			
7,17	6,89	4,1	Доля в добыче совместных предприятий			
<b>23,95</b>	<b>24,01</b>	<b>(0,2)</b>	<b>Итого добыча углеводородов</b>			
<b>177,46</b>	<b>177,90</b>	<b>(0,2)</b>	<b>млн. т. н. э.</b>			
			<b>млн. барр. н. э.</b>			
<b>92,88</b>	<b>89,75</b>	<b>3,5</b>				
<b>688,40</b>	<b>665,38</b>	<b>3,5</b>				
<b>Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)</b>						
<b>1,93</b>	<b>1,93</b>	<b>-</b>	<b>1,89</b>	<b>1,82</b>	<b>3,8</b>	

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

\*\* Добыча нефти в 2017 -2018 гг. по ГПН-Хантос показана с учетом ШФЛУ в доле ГПН (50%). Использование попутного газа показано за вычетом газа, использованного при производстве ШФЛУ на ЮГПЗ (50%)

\*\*\* Добыча нефти с 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 3,8% год к году;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась незначительно на 0,9% год к году и составила 62,99 млн. т.н. вследствие ограничения добычи в рамках соглашения «ОПЕК+»;
- Снижение добычи нефти и конденсата по Группе квартал к кварталу на 3,1% обусловлено уровнем квоты добычи для группы «Газпром» в рамках соглашения «ОПЕК+»;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 9,4% год к году, в основном, вследствие роста утилизации попутного газа в связи с запуском установки комплексной подготовки газа на Новопортовском месторождении и в Ираке, роста добычи природного газа на месторождениях Арктикгаза и увеличения доли в Арктикгаз;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 5,8% квартал к кварталу вследствие роста утилизации попутного газа на Новопортовском месторождении, а также роста добычи природного газа в Оренбурге и на месторождениях Арктикгаза вследствие окончания плановых ремонтов установок комплексной подготовки газа в 3 квартале 2018 г.

### Покупка нефти

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %	(млн. т.)	12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
2,11	1,91	10,5	Покупки нефти в России *	7,81	7,34	6,4
0,28	0,53	(47,2)	Покупки нефти на международном рынке	1,36	1,63	(16,6)
<b>2,39</b>	<b>2,44</b>	<b>(2,0)</b>	<b>Итого покупки нефти</b>	<b>9,17</b>	<b>8,97</b>	<b>2,2</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

- Рост покупок нефти в России квартал к кварталу обусловлен снижением добычи в Ноябрьском регионе;
- Рост покупки нефти в России год к году обусловлен ростом переработки нефти на НПЗ Группы;
- Снижение покупки нефти на международном рынке квартал к кварталу обусловлено ростом внутригрупповых поставок и как следствие снижение покупки стороннего ресурса.



## Переработка

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %	(млн. т.)	12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
<b>Переработка</b>						
5,43	5,44	(0,2)	Омск	21,00	19,58	7,3
2,67	2,76	(3,3)	Москва	10,50	9,37	12,1
0,99	1,01	(2,0)	Панчево	3,55	3,34	6,3
9,09	9,21	<b>(1,3)</b>	<b>Переработка на НПЗ дочерних компаний</b>	35,05	32,29	<b>8,5</b>
2,01	2,03	(1,0)	Доля в Ярославском НПЗ	7,86	7,74	1,6
-	-	-	Доля в Мозырском НПЗ	-	0,08	-
<b>11,10</b>	<b>11,24</b>	<b>(1,2)</b>	<b>Итого переработка</b>	<b>42,91</b>	<b>40,11</b>	<b>7,0</b>
<b>Производство нефтепродуктов</b>						
2,15	2,34	(8,1)	Бензин	8,86	8,60	3,0
2,15	2,34	(8,1)	Класс 5	8,86	8,60	3,0
0,50	0,46	8,7	Нафта	1,95	1,38	41,3
3,18	3,19	(0,3)	Дизельное топливо	12,32	11,45	7,6
0,03	0,02	50,0	Класс 2 и ниже	0,10	0,12	(16,7)
3,15	3,17	(0,6)	Класс 5	12,22	11,33	7,9
1,98	1,41	40,4	Мазут	6,20	5,70	8,8
0,84	0,97	(13,4)	Авиатопливо	3,47	3,04	14,1
0,62	0,72	(13,9)	Судовое топливо	2,58	2,67	(3,4)
0,59	0,98	(39,8)	Битумы	2,93	2,57	14,0
0,13	0,13	-	Масла	0,49	0,48	2,1
0,70	0,64	9,4	Прочие	2,60	2,74	(5,1)
<b>10,69</b>	<b>10,84</b>	<b>(1,4)</b>	<b>Итого производство нефтепродуктов</b>	<b>41,40</b>	<b>38,63</b>	<b>7,2</b>

- Объем переработки нефти снизился на 1,2% квартал к кварталу, что было обусловлено сезонным снижением спроса на нефтепродукты;
- Объем переработки нефти вырос на 7,0% год к году вследствие завершения программы плановых капитальных ремонтов на НПЗ Группы в 2017 г.;
- Увеличение производства мазута на 40,4% и снижение производства битумов на 39,8% квартал к кварталу обусловлено сезонным снижением спроса на битумы;
- Рост объема производства битумов на 14,0% год к году обусловлен ростом спроса на внутреннем рынке и расширением географии экспортных поставок;
- Рост объема производства высокооктановых бензинов на 3,0% и дизельного топлива на 7,6% год к году обусловлен общим увеличением объема переработки нефти на НПЗ Группы;
- Увеличение производства нафты год к году обусловлено экономической эффективностью ее выработки в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты;
- Увеличение производства авиатоплива на 14,1% год к году обусловлено увеличением переработки нефти и увеличением выработки на Ярославском НПЗ за счет оптимизации технологических процессов.

## Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	4 кв. 2018		3 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	2 924	0,07	3 524	0,08	(17,0)	(12,5)
Авиатопливо	3 931	0,07	2 416	0,05	62,7	40,0
Судовое топливо	998	0,03	939	0,03	6,3	-
Масла	199	-	298	0,01	(33,2)	-
<b>Итого</b>	<b>8 052</b>	<b>0,17</b>	<b>7 177</b>	<b>0,17</b>	<b>12,2</b>	<b>-</b>

	12 месяцев 2018		12 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	14 246	0,35	9 460	0,33	50,6	6,1
Авиатопливо	11 373	0,24	7 485	0,21	51,9	14,3
Судовое топливо	6 471	0,20	8 014	0,30	(19,3)	(33,3)
Масла	1 055	0,01	933	0,01	13,1	-
<b>Итого</b>	<b>33 145</b>	<b>0,80</b>	<b>25 892</b>	<b>0,85</b>	<b>28,0</b>	<b>(5,9)</b>

- Рост объемов покупки авиатоплива на международном рынке год к году связан с расширением географии присутствия и повышением спроса на международные авиаперевозки;
- Снижение объемов покупки судового топлива год к году обусловлено сокращением бункерного рынка Румынии.

### Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	4 кв. 2018		3 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	4 811	0,14	4 451	0,16	8,1	(12,5)
Низкооктановый бензин	14	-	16	-	(12,5)	-
Дизельное топливо	5 644	0,14	5 505	0,14	2,5	-
Продукты нефтехимии	359	0,01	412	0,01	(12,9)	-
Прочие	69	-	84	-	(17,9)	-
<b>Итого</b>	<b>10 897</b>	<b>0,29</b>	<b>10 468</b>	<b>0,31</b>	<b>4,1</b>	<b>(6,5)</b>

	12 месяцев 2018		12 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	13 863	0,44	7 251	0,21	91,2	109,5
Низкооктановый бензин	90	-	237	0,01	(62,0)	-
Дизельное топливо	17 417	0,46	4 019	0,17	>200	170,6
Продукты нефтехимии	1 218	0,04	937	0,04	30,0	-
Прочие	284	0,01	529	0,05	(46,3)	(80,0)
<b>Итого</b>	<b>32 872</b>	<b>0,95</b>	<b>12 973</b>	<b>0,48</b>	<b>153,4</b>	<b>97,9</b>

- Рост покупки нефтепродуктов в СНГ год к году обусловлен увеличением поставок от местных НПЗ в условиях роста цен на нефтепродукты с НПЗ Группы и сдерживанием цен в СНГ.

### Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	4 кв. 2018		3 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	19 969	0,45	14 044	0,34	42,2	32,4
Дизельное топливо	9 979	0,22	10 089	0,24	(1,1)	(8,3)
Авиатопливо	1 275	0,03	2 191	0,06	(41,8)	(50,0)
Судовое топливо	1 267	0,03	1 878	0,05	(32,5)	(40,0)
Битум	166	0,01	653	0,03	(74,6)	(66,7)
Продукты нефтехимии	874	0,01	1 197	0,03	(27,0)	(66,7)
Прочие	1 105	0,03	1 292	0,03	(14,5)	-
<b>Итого</b>	<b>34 635</b>	<b>0,78</b>	<b>31 344</b>	<b>0,78</b>	<b>10,5</b>	-

	12 месяцев 2018		12 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	64 728	1,56	67 166	1,85	(3,6)	(15,7)
Дизельное топливо	40 407	0,96	42 517	1,21	(5,0)	(20,7)
Авиатопливо	6 601	0,17	9 205	0,30	(28,3)	(43,3)
Судовое топливо	5 309	0,15	3 685	0,15	44,1	-
Битум	1 310	0,08	805	0,06	62,7	33,3
Масла	-	-	176	0,01	-	-
Продукты нефтехимии	3 378	0,06	162	0,01	>200	>200
Прочие	4 253	0,12	5 718	0,17	(25,6)	(29,4)
<b>Итого</b>	<b>125 986</b>	<b>3,10</b>	<b>129 434</b>	<b>3,76</b>	<b>(2,7)</b>	<b>(17,6)</b>

- Рост покупки высокооктановых бензинов квартал к кварталу обусловлен снижением объема переработки на собственных НПЗ;
- Снижение объема покупки нефтепродуктов год к году обусловлено ростом собственного производства на НПЗ Группы.

### Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %		12 месяцев		
	(шт.)			2018	2017	Δ, %
			<b>Действующие АЗС</b>			
1 190	1 176	1,2	в России	1 190	1 193	(0,3)
201	193	4,1	в СНГ	201	188	6,9
410	415	(1,2)	в Восточной Европе	410	416	(1,4)
<b>1 801</b>	<b>1784</b>	<b>1,0</b>	<b>Итого АЗС (на конец периода)</b>	<b>1 801</b>	<b>1797</b>	<b>0,2</b>
			<b>Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)</b>			
<b>21,41</b>	<b>21,28</b>	<b>0,6</b>		<b>20,74</b>	<b>20,08</b>	<b>3,3</b>
	(млн. т.)		<b>Объем продаж через премиальные каналы</b>		(млн. т.)	
5,12	5,49	(6,7)	Продажи автомобильного топлива	20,40	20,01	1,9
0,76	0,90	(15,6)	Продажи авиатоплива	3,12	2,83	10,2
0,79	0,82	(3,7)	Продажи судового топлива	2,92	2,71	7,7
0,08	0,08	-	Продажи масел	0,31	0,29	6,9
0,08	0,14	(42,9)	Битум	0,35	0,29	20,7
<b>6,83</b>	<b>7,43</b>	<b>(8,1)</b>	<b>Итого объем продаж через премиальные каналы</b>	<b>27,10</b>	<b>26,13</b>	<b>3,7</b>

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 1,0% квартал к кварталу вследствие вывода АЗС с реконструкции и вводом новых АЗС;
- Среднесуточная реализация через одну АЗС в России выросла на 3,3% год к году за счет проведения маркетинговых мероприятий;
- Снижение объема продаж через премиальные каналы квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Увеличение продаж автомобильного топлива через премиальные каналы год к году вызвано ростом продаж корпоративным клиентам;
- Рост объемов реализации авиатоплива год к году связан в основном с увеличением потребления авиатоплива в аэропортах Москвы и Санкт-Петербурга вследствие увеличения активности авиаперевозок;
- Рост объема продаж судового топлива год к году связан с увеличением спроса на бункеровку на Северо-Западе и Черном море;
- Рост объема продаж битумов год к году обусловлен развитием комплексных поставок и логистических сервисов, заключением долгосрочных прямых контрактов с ведущими участниками рынка.

## Результаты деятельности

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
2018	2018			2018	2017	Δ, %
642 001	672 137	(4,5)	Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	2 418 717	1 870 790	29,3
19 998	17 420	14,8	Прочая выручка	70 575	63 799	10,6
<b>661 999</b>	<b>689 557</b>	<b>(4,0)</b>	<b>Итого выручка от продаж*</b>	<b>2 489 292</b>	<b>1 934 589</b>	<b>28,7</b>
<b>Расходы и прочие затраты</b>						
(184 628)	(166 581)	10,8	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(617 306)	(456 037)	35,4
(63 627)	(56 819)	12,0	Производственные и операционные расходы	(228 618)	(216 530)	5,6
(31 778)	(30 481)	4,3	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(114 882)	(106 629)	7,7
(40 904)	(35 492)	15,2	Транспортные расходы	(147 182)	(141 982)	3,7
(48 909)	(46 693)	4,7	Износ, истощение и амортизация	(175 451)	(140 998)	24,4
(162 955)	(182 721)	(10,8)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(652 784)	(492 269)	32,6
(32 112)	(20 531)	56,4	Экспортные пошлины	(94 916)	(76 658)	23,8
(613)	(343)	78,7	Расходы на геологоразведочные работы	(1 411)	(963)	46,5
<b>(565 526)</b>	<b>(539 661)</b>	<b>4,8</b>	<b>Итого операционные расходы</b>	<b>(2 032 550)</b>	<b>(1 632 066)</b>	<b>24,5</b>
<b>96 473</b>	<b>149 896</b>	<b>(35,6)</b>	<b>Операционная прибыль</b>	<b>456 742</b>	<b>302 523</b>	<b>51,0</b>
21 042	29 305	(28,2)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	90 704	45 504	99,3
(2 443)	(6 798)	(64,1)	Убыток от курсовых разниц, нетто	(33 558)	(241)	>200
2 911	1 665	74,8	Финансовые доходы	7 506	10 098	(25,7)
(5 196)	(4 870)	6,7	Финансовые расходы	(21 476)	(25 127)	(14,5)
(10 888)	(3 279)	>200	Прочие расходы	(19 796)	(7 557)	162,0
<b>5 426</b>	<b>16 023</b>	<b>(66,1)</b>	<b>Итого прочие доходы</b>	<b>23 380</b>	<b>22 677</b>	<b>3,1</b>
<b>101 899</b>	<b>165 919</b>	<b>(38,6)</b>	<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>480 122</b>	<b>325 200</b>	<b>47,6</b>
(12 305)	(19 339)	(36,4)	Расход по текущему налогу на прибыль	(59 585)	(43 695)	36,4
(6 002)	(6 318)	(5,0)	Расход по отложенному налогу на прибыль	(19 544)	(11 827)	65,2
<b>(18 307)</b>	<b>(25 657)</b>	<b>(28,6)</b>	<b>Итого расход по налогу на прибыль</b>	<b>(79 129)</b>	<b>(55 522)</b>	<b>42,5</b>
<b>83 592</b>	<b>140 262</b>	<b>(40,4)</b>	<b>Прибыль за период</b>	<b>400 993</b>	<b>269 678</b>	<b>48,7</b>
(5 594)	(8 068)	(30,7)	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(24 326)	(16 404)	48,3
<b>77 998</b>	<b>132 194</b>	<b>(41,0)</b>	<b>Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»</b>	<b>376 667</b>	<b>253 274</b>	<b>48,7</b>

\*Выручка с учетом акциза с продаж

## Выручка

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
<b>Нефть</b>						
143 632	151 541	(5,2)	Продажи на экспорт	552 692	413 662	33,6
10 022	11 226	(10,7)	Международный рынок	37 938	22 480	68,8
9 313	10 349	(10,0)	Экспорт и продажи в СНГ	38 993	30 117	29,5
21 180	24 919	(15,0)	Внутренний рынок	88 848	83 393	6,5
<b>184 147</b>	<b>198 035</b>	<b>(7,0)</b>	<b>Итого выручка от продаж нефти</b>	<b>718 471</b>	<b>549 652</b>	<b>30,7</b>
<b>Газ</b>						
129	277	(53,4)	Международный рынок	1 010	1 237	(18,4)
9 108	9 388	(3,0)	Внутренний рынок	35 805	36 351	(1,5)
<b>9 237</b>	<b>9 665</b>	<b>(4,4)</b>	<b>Итого выручка от продаж газа</b>	<b>36 815</b>	<b>37 588</b>	<b>(2,1)</b>
<b>Нефтепродукты</b>						
91 810	79 034	16,2	Продажи на экспорт	330 290	228 346	44,6
47 259	51 190	(7,7)	Международный рынок	165 880	112 912	46,9
71 637	76 085	(5,8)	Продажи на международном рынке	257 803	180 803	42,6
(24 378)	(24 895)	(2,1)	Минус: акциз с продаж	(91 923)	(67 891)	35,4
23 561	25 292	(6,8)	СНГ	91 334	76 058	20,1
23 854	25 502	(6,5)	Экспорт и продажи в СНГ	92 245	77 154	19,6
(293)	(210)	39,5	Минус: акциз с продаж	(911)	(1 096)	(16,9)
285 987	308 921	(7,4)	Внутренний рынок	1 075 927	866 234	24,2
<b>448 617</b>	<b>464 437</b>	<b>(3,4)</b>	<b>Итого выручка от продажи нефтепродуктов</b>	<b>1 663 431</b>	<b>1 283 550</b>	<b>29,6</b>
<b>19 998</b>	<b>17 420</b>	<b>14,8</b>	<b>Прочая выручка</b>	<b>70 575</b>	<b>63 799</b>	<b>10,6</b>
<b>661 999</b>	<b>689 557</b>	<b>(4,0)</b>	<b>Итого выручка</b>	<b>2 489 292</b>	<b>1 934 589</b>	<b>28,7</b>

## Объем реализации

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %		12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
<b>(млн. т.)</b>			<b>Нефть</b>	<b>(млн. т.)</b>		
4,31	4,22	2,1	Продажи на экспорт	17,05	18,19	(6,3)
0,34	0,33	3,0	Продажи на международном рынке*	1,25	1,06	17,9
0,41	0,39	5,1	Продажи в СНГ	1,65	1,71	(3,5)
1,09	1,07	1,9	Продажи на внутреннем рынке	4,31	5,57	(22,6)
<b>6,15</b>	<b>6,01</b>	<b>2,3</b>	<b>Итого продажи нефти</b>	<b>24,26</b>	<b>26,53</b>	<b>(8,6)</b>
<b>(млрд. куб. м.)</b>			<b>Газ</b>	<b>(млрд. куб. м.)</b>		
0,01	0,02	(50,0)	Продажи на международном рынке	0,07	0,11	(36,4)
3,31	3,42	(3,2)	Продажи на внутреннем рынке	13,13	13,89	(5,5)
<b>3,32</b>	<b>3,44</b>	<b>(3,5)</b>	<b>Итого продажи газа</b>	<b>13,20</b>	<b>14,00</b>	<b>(5,7)</b>
<b>(млн. т.)</b>			<b>Нефтепродукты</b>	<b>(млн. т.)</b>		
2,78	2,10	32,4	Продажи на экспорт	10,00	9,54	4,8
1,01	1,08	(6,5)	Продажи на международном рынке	3,75	3,48	7,8
0,60	0,68	(11,8)	Продажи в СНГ	2,49	2,50	(0,4)
7,40	8,22	(10,0)	Продажи на внутреннем рынке	29,67	27,96	6,1
<b>11,79</b>	<b>12,08</b>	<b>(2,4)</b>	<b>Итого продажи нефтепродуктов</b>	<b>45,91</b>	<b>43,48</b>	<b>5,6</b>

\*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

### Средние сложившиеся цены реализации

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %		12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
	<b>(руб./т.)</b>		<b>Нефть</b>	<b>(руб./т.)</b>		
33 325	35 910	(7,2)	Продажи на экспорт	32 416	22 741	42,5
22 715	26 536	(14,4)	Экспорт в СНГ	23 632	17 612	34,2
19 431	23 289	(16,6)	Продажи на внутреннем рынке	20 614	14 972	37,7
	<b>(руб./т.)</b>		<b>Нефтепродукты</b>	<b>(руб./т.)</b>		
33 025	37 635	(12,2)	Продажи на экспорт	33 029	23 936	38,0
39 757	37 503	6,0	Экспорт и продажи в СНГ	37 046	30 862	20,0
38 647	37 582	2,8	Продажи на внутреннем рынке	36 263	30 981	17,0

### Реализация нефти

- Рост объема продаж нефти на экспорт квартал к кварталу обусловлен ростом добычи на Приразломном и Новопортовском месторождениях;
- Снижение объема продаж нефти на экспорт и внутреннем рынке год к году обусловлено ростом переработки на НПЗ Группы;
- Рост объема продаж нефти на международном рынке год к году обусловлен ростом добычи в Ираке.

### Реализация газа

- Объем реализации газа на внутреннем рынке снизился на 5,5% год к году вследствие снижения добычи газа в Ноябрьском регионе в связи с ограничением добычи по соглашению с ОПЕК.

## Реализация нефтепродуктов на экспорт

	4 кв. 2018		3 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Нафта	12 888	0,36	11 897	0,28	8,3	28,6
Дизельное топливо	28 503	0,73	28 168	0,64	1,2	14,1
Мазут	30 631	1,18	19 699	0,73	55,5	61,6
Авиатопливо	6 885	0,13	6 463	0,13	6,5	-
Судовое топливо	5 993	0,17	7 544	0,20	(20,6)	(15,0)
Битумы	290	0,01	469	0,02	(38,2)	(50,0)
Масла	2 023	0,03	1 577	0,03	28,3	-
Продукты нефтехимии	1 144	0,03	1 499	0,03	(23,7)	-
Прочие	3 453	0,14	1 718	0,04	101,0	>200
<b>Итого</b>	<b>91 810</b>	<b>2,78</b>	<b>79 034</b>	<b>2,10</b>	<b>16,2</b>	<b>32,4</b>

	12 месяцев 2018		12 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	830	0,03	-	-	-	-
Нафта	49 911	1,34	26 434	0,94	88,8	42,6
Дизельное топливо	113 616	2,90	74 111	2,53	53,3	14,6
Мазут	89 993	3,75	56 618	3,29	58,9	14,0
Авиатопливо	23 124	0,48	13 355	0,39	73,1	23,1
Судовое топливо	32 034	0,95	32 673	1,40	(2,0)	(32,1)
Битумы	1 260	0,06	768	0,05	64,1	20,0
Масла	6 610	0,11	5 062	0,09	30,6	22,2
Продукты нефтехимии	6 689	0,16	5 073	0,19	31,9	(15,8)
Прочие	6 223	0,22	14 252	0,66	(56,3)	(66,7)
<b>Итого</b>	<b>330 290</b>	<b>10,00</b>	<b>228 346</b>	<b>9,54</b>	<b>44,6</b>	<b>4,8</b>

- Рост объемов реализации на экспорт на 32,4% квартал к кварталу обусловлен рыночной конъюнктурой и эффективностью реализации на международном рынке;
- Объем реализации нефти и мазута год к году и квартал к кварталу определялись экономической эффективностью и были оптимальны в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефтепродукты;
- Объем продаж дизельного топлива вырос год к году вследствие проведения капитального ремонта и реконструкции установок «большого кольца» на Московском НПЗ в 2017 г.;
- Снижение объема продаж судового топлива квартал к кварталу обусловлено в основном сезонным фактором, снижение год к году обусловлено в основном сокращением бункерного рынка Румынии;
- Увеличение объема реализации авиатоплива на экспорт год к году связано с расширением географии присутствия.

## Реализация нефтепродуктов в СНГ

	4 кв. 2018		3 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	8 853	0,22	8 699	0,21	1,8	4,8
Низкооктановый бензин	59	0,00	154	0,01	(61,7)	-
Дизельное топливо	10 521	0,23	11 038	0,26	(4,7)	(11,5)
Авиатопливо	826	0,02	1 000	0,02	(17,4)	-
Судовое топливо	732	0,03	268	0,01	173,1	200,0
Битумы	1 196	0,06	2 200	0,12	(45,6)	(50,0)
Масла	748	0,01	1 024	0,02	(27,0)	(50,0)
Продукты нефтехимии и прочие	919	0,03	1 119	0,03	(17,9)	-
<b>Итого</b>	<b>23 854</b>	<b>0,60</b>	<b>25 502</b>	<b>0,68</b>	<b>(6,5)</b>	<b>(11,8)</b>

	12 месяцев 2018		12 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	33 945	0,87	30 484	0,89	11,4	(2,2)
Низкооктановый бензин	405	0,01	641	0,02	(36,8)	(50,0)
Нафта	-	-	501	0,02	-	-
Дизельное топливо	38 542	0,94	30 524	0,93	26,3	1,1
Мазут	-	-	210	0,02	-	-
Авиатопливо	6 010	0,15	4 599	0,15	30,7	-
Судовое топливо	1 000	0,04	-	-	-	-
Битумы	5 150	0,28	4 016	0,28	28,2	-
Масла	3 529	0,07	2 794	0,07	26,3	-
Продукты нефтехимии и прочие	3 664	0,13	3 385	0,12	8,2	8,3
<b>Итого</b>	<b>92 245</b>	<b>2,49</b>	<b>77 154</b>	<b>2,50</b>	<b>19,6</b>	<b>(0,4)</b>

### Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	4 кв. 2018		3 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	107 636	2,42	111 629	2,48	(3,6)	(2,4)
Низкооктановый бензин	21	0,00	115	0,00	(81,7)	-
Нафта	1 595	0,06	1 874	0,05	(14,9)	20,0
Дизельное топливо	95 770	2,06	103 124	2,41	(7,1)	(14,5)
Мазут	11 201	0,67	9 247	0,56	21,1	19,6
Авиатопливо	31 476	0,73	35 706	0,87	(11,8)	(16,1)
Судовое топливо	14 467	0,49	16 390	0,55	(11,7)	(10,9)
Битумы	6 316	0,42	12 029	0,71	(47,5)	(40,8)
Масла	4 491	0,08	4 537	0,08	(1,0)	-
Продукты нефтехимии	7 978	0,28	8 198	0,24	(2,7)	16,7
Прочие	5 036	0,19	6 072	0,27	(17,1)	(29,6)
<b>Итого</b>	<b>285 987</b>	<b>7,40</b>	<b>308 921</b>	<b>8,22</b>	<b>(7,4)</b>	<b>(10,0)</b>

	12 месяцев 2018		12 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	408 550	9,43	363 302	9,23	12,5	2,2
Низкооктановый бензин	325	0,01	815	0,02	(60,1)	(50,0)
Нафта	6 510	0,21	298	0,01	>200	>200
Дизельное топливо	360 918	8,53	292 122	8,44	23,6	1,1
Мазут	31 215	2,11	16 027	1,65	94,8	27,9
Авиатопливо	120 917	3,03	86 240	2,82	40,2	7,4
Судовое топливо	52 476	1,90	36 477	1,89	43,9	0,5
Битумы	31 265	2,21	23 406	1,96	33,6	12,8
Масла	15 731	0,29	13 109	0,24	20,0	20,8
Продукты нефтехимии	29 626	1,04	22 536	0,90	31,5	15,6
Прочие	18 394	0,91	11 902	0,80	54,5	13,8
<b>Итого</b>	<b>1 075 927</b>	<b>29,67</b>	<b>866 234</b>	<b>27,96</b>	<b>24,2</b>	<b>6,1</b>

- Снижение объема реализации нефтепродуктов квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором и эффективностью реализации на международном рынке;
- Рост объема реализации нефтепродуктов год к году в основном обусловлен увеличением объема производства на НПЗ Группы вследствие окончания плановых капитальных ремонтов в 2017 г.;
- Увеличение объемов реализации авиатоплива год к году связано с повышением спроса на рынке (увеличение пассажиропотока ввиду проведения Чемпионата мира по футболу) и развитием сотрудничества с авиакомпаниями: заключение новых договоров, расширение аэропортов присутствия;
- Рост объема продаж битумов год к году обусловлен развитием комплексных поставок и логистических сервисов, заключением долгосрочных прямых контрактов с ведущими участниками рынка.



## Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 35,4% год к году вследствие роста цен на нефть и нефтепродукты, что было частично компенсировано сокращением объема покупки нефтепродуктов в связи с ростом переработки.

## Производственные и операционные расходы

4кв. 2018	3кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
<b>32 400</b>	<b>28 102</b>	<b>15,3</b>	<b>Расходы на добычу углеводородов</b>	<b>112 840</b>	<b>111 837</b>	<b>0,9</b>
<b>1 931</b>	<b>1 641</b>	<b>17,7</b>	<b>руб./т.н.э.</b>	<b>1 726</b>	<b>1 767</b>	<b>(2,3)</b>
<b>3,96</b>	<b>3,42</b>	<b>15,8</b>	<b>долл. США<sup>1</sup>/барр. н. э.</b>	<b>3,76</b>	<b>4,13</b>	<b>(9,0)</b>
24 967	20 938	19,2	Дочерние компании на территории РФ	85 135	85 898	(0,9)
1 804	1 477	22,1	руб./т.н.э.	1 579	1 653	(4,5)
3,70	3,07	20,5	долл. США <sup>1</sup> /барр. н. э.	3,44	3,86	(10,9)
			в том числе			
17 804	15 028	18,5	расходы на добычу по зрелым	61 114	67 923	(10,0)
2 127	1 623	31,1	руб./т.н.э.	1 757	1 812	(3,0)
4,36	3,38	29,0	долл. США <sup>1</sup> /барр. н. э.	3,82	4,24	(9,9)
7 163	5 910	21,2	расходы на добычу по новым	24 021	17 975	33,6
1 309	1 201	9,0	руб./т.н.э.	1 256	1 242	1,1
2,69	2,50	7,6	долл. США <sup>1</sup> /барр. н. э.	2,73	2,90	(5,9)
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**			
2 386	2 546	(6,3)	руб./т.н.э.	9 311	8 381	11,1
2 875	3 182	(9,6)	долл. США <sup>1</sup> /барр. н. э.	2 975	3 059	(2,7)
5,90	6,62	(10,9)	Совместные операции	6,47	7,15	(9,5)
5 047	4 618	9,3	руб./т.н.э.	18 394	17 558	4,8
2 415	2 178	10,9	долл. США <sup>1</sup> /барр. н. э.	2 232	2 061	8,3
4,96	4,53	9,5	Расходы на переработку	4,86	4,82	0,8
<b>16 052</b>	<b>14 729</b>	<b>9,0</b>	<b>Расходы на переработку нефти на НПЗ</b>	<b>58 919</b>	<b>55 318</b>	<b>6,5</b>
9 255	7 659	20,8	руб./т.	32 251	31 191	3,4
1 018	832	22,4	долл. США <sup>1</sup> /барр	920	966	(4,8)
2,09	1,73	20,8	Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***	2,00	2,26	(11,5)
3 175	3 170	0,2	руб./т.	12 496	12 259	1,9
1 580	1 562	1,2	долл. США <sup>1</sup> /барр	1 590	1 568	1,4
3,24	3,25	(0,3)	Расходы на производство масел	3,46	3,67	(5,7)
<b>3 622</b>	<b>3 900</b>	<b>(7,1)</b>	<b>Расходы на транспортировку до НПЗ</b>	<b>14 172</b>	<b>11 868</b>	<b>19,4</b>
<b>8 263</b>	<b>8 716</b>	<b>(5,2)</b>	<b>Прочие операционные расходы</b>	<b>32 950</b>	<b>29 265</b>	<b>12,6</b>
<b>6 913</b>	<b>5 272</b>	<b>31,1</b>	<b>Итого</b>	<b>23 909</b>	<b>20 110</b>	<b>18,9</b>
<b>63 627</b>	<b>56 819</b>	<b>12,0</b>		<b>228 618</b>	<b>216 530</b>	<b>5,6</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 22,1% квартал к кварталу обусловлен снижением добычи по зрелым месторождениям и ростом расходов по новым месторождениям. Рост расходов по новым месторождениям обусловлен вводом объектов производственного назначения по растущим активам Ямальского кластера и как следствие ростом расходов на обслуживание и содержание данных объектов, а также сезонным фактором роста расходов в зимнее время (расходы на энергию и транспорт, содержанием зимних дорог и т.д.)

- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на территории РФ на 4,5% год к году в основном обусловлено снижением расходов по зрелым месторождениям;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях квартал к кварталу выросли на 31,1% вследствие снижения добычи, роста расходов на ремонт скважин, а также сезонного роста расходов в зимнее время (расходы на энергию и транспорт, содержанием зимних дорог, подготовке инфраструктуры и оборудования к зимнему периоду);
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях снизились на 3,0% год к году в результате оптимизации расходов:
  - Остановки низкорентабельного фонда скважин (малодебитный и высокообводненный);
  - Снижения активности ГТМ.
- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ в долларах на баррель н.э. на 9,5% год к году обусловлено ростом добычи в Ираке;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 8,3% год к году в основном обусловлен снижением объемов добычи в условиях ограничения ОПЕК;
- 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 22,4% квартал к кварталу в связи с:
  - Снижением объема переработки;
  - Ростом затрат на текущие ремонты.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний снизились на 4,8% год к году в связи с:
  - Ростом объема производства;
  - Выполнением мероприятий по сокращению затрат (техническое перевооружение установок, оптимизация затрат на присадки и энергоресурсы).
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 1,4% год к году в связи с ростом затрат на процессинг (ввод новых установок, рост затрат на природный газ);
- Рост расходов на производство масел на 19,4% год к году обусловлен увеличением объемов производства, улучшением ассортимента в пользу премиальных масел, а также ростом стоимости покупных материалов (в т.ч. присадок);
- Рост расходов на транспортировку до НПЗ на 12,6% год к году обусловлен в основном ростом объемов поставки нефти на НПЗ;
- Рост прочих операционных расходов год к году связан с ростом прочей выручки.

### **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 7,7% год к году вследствие:
  - Роста коммерческих расходов вследствие роста премиальных продаж;
  - 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 увеличились на 3,7% год к году вследствие роста объема реализации нефтепродуктов;
- Транспортные расходы увеличились на 15,2% квартал к кварталу в связи с ростом объемов реализации нефти и объемов реализации нефтепродуктов на экспорт, а также повышением ставок на фрахт в связи с неблагоприятными погодными условиями.

## 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 24,4% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи на Новопортовском и Приразломном месторождениях, а также в Ираке.

## Налоги, за исключением налога на прибыль

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
125 805	142 200	(11,5)	Налог на добычу полезных ископаемых	487 492	329 579	47,9
27 385	30 883	(11,3)	Акциз	126 779	128 229	(1,1)
5 595	5 319	5,2	Взносы по социальному страхованию	22 113	20 433	8,2
4 170	4 319	(3,4)	Прочие налоги	16 400	14 028	16,9
<b>162 955</b>	<b>182 721</b>	<b>(10,8)</b>	<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>652 784</b>	<b>492 269</b>	<b>32,6</b>

- Снижение расхода по НДС на 11,5% квартал к кварталу обусловлено снижением цен на нефть и объемов добычи;
- Рост расхода по НДС на 47,9% год к году обусловлен ростом цен на нефть и повышением корректирующего коэффициента (Кк в формуле расчета);
- Снижение расхода по акцизам на 11,3% квартал к кварталу обусловлено снижением объема переработки;
- Снижение расхода по акцизам 1,1% год к году обусловлено снижением ставок по акцизам с июня 2018 г.

## Экспортные пошлины

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
14 925	9 852	51,5	Экспортная пошлина на нефть	46 109	46 748	(1,4)
17 187	10 679	60,9	Экспортная пошлина на нефтепродукты	48 807	29 910	63,2
<b>32 112</b>	<b>20 531</b>	<b>56,4</b>	<b>Итого экспортная пошлина</b>	<b>94 916</b>	<b>76 658</b>	<b>23,8</b>

- Рост экспортных пошлин на нефть на 51,5% и на нефтепродукты на 60,9% квартал к кварталу обусловлен ростом объема продаж на экспорт, ростом ставок по экспортным пошлинам, ослаблением курса рубля, а также негативным влиянием временного лага по расчету экспортной пошлины;
- Снижение экспортных пошлин на нефть на 1,4% год к году обусловлено снижением объема продаж на экспорт и сокращением доли поставок, облагаемых экспортными пошлинами. Снижение сдерживалось ростом ставок по экспортным пошлинам, вследствие роста цен на нефть;

- Рост экспортных пошлин на нефтепродукты на 63,2% год к году обусловлен ростом ставок вследствие увеличения цен на нефть и ростом объема продаж на экспорт.

#### Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
1 227	5 871	(79,1)	Славнефть	15 025	10 347	45,2
7 588	9 213	(17,6)	Мессояханефтегаз	28 172	9 976	182,4
10 542	12 256	(14,0)	СеверЭнергия (Арктикгаз)	40 451	19 861	103,7
1 010	980	3,1	Нортгаз	3 699	3 433	7,7
675	985	(31,5)	Прочие компании	3 357	1 887	77,9
<b>21 042</b>	<b>29 305</b>	<b>(28,2)</b>	<b>Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>90 704</b>	<b>45 504</b>	<b>99,3</b>

- Доля Группы в прибыли Славнефти выросла год к году главным образом, за счет роста цен на нефть;
- Доля Группы в прибыли Арктикгаз (СеверЭнергии) выросла год к году вследствие роста добычи, роста цен на нефть и снижения финансовых расходов в рамках оптимизации долгового портфеля, а также вследствие увеличения доли Группы в Арктикгаз с 46,67% до 50% с 21 марта 2018 г.;
- Доля Группы в прибыли Мессояханефтегаз выросла год к году вследствие роста добычи и роста цен на нефть.
- Доля Группы в прибыли Славнефти, Мессояханефтегаз и Арктикгаз снизилась квартал к кварталу в основном вследствие снижения цен на нефть.

#### Прочие доходы и расходы

- Прочие расходы в основном представлены выбытием и списанием внеоборотных активов.

#### Прочие финансовые статьи

- На величину прибыли/(убытка) от курсовых разниц в основном влияет переоценка части кредитного портфеля Группы, выраженного в иностранной валюте.

## Ликвидность и источники капитала

### Денежные средства

(млн. руб.)	12 месяцев		
	2018	2017	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	537 523	421 700	27,5
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(335 038)	(312 889)	7,1
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(56 543)	(50 521)	11,9
<b>Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>145 942</b>	<b>58 290</b>	<b>150,4</b>

### Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	12 месяцев		
	2018	2017	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	624 783	439 319	42,2
Изменения в оборотном капитале	326	52 809	(99,4)
Уплаченный налог на прибыль	(61 157)	(36 530)	67,4
Проценты уплаченные	(46 492)	(39 449)	17,9
Дивиденды полученные	20 063	5 551	>200
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>537 523</b>	<b>421 700</b>	<b>27,5</b>

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 27,5% год к году, в основном, в результате роста операционной прибыли и полученных дивидендов от совместных предприятий.

### Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	12 месяцев		
	2018	2017	Δ %
Капитальные затраты	(375 197)	(357 090)	5,1
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(1 360)	(8 345)	(83,7)
Поступление / (Размещение) денежных средств на депозитах	6 710	(5 933)	-
Погашение/(выдача) займов и прочих инвестиций	11 511	44 938	(74,4)
Проценты полученные	18 885	9 149	106,4
Прочие операции	4 413	4 392	0,5
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(335 038)</b>	<b>(312 889)</b>	<b>7,1</b>

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 7,1% в основном вследствие роста капитальных затрат.

## Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	12 месяцев		
	2018	2017	Δ %
Поступление займов и кредитов	5 484	3 556	54,2
Выплата дивидендов акционерам компании	(70 774)	(50 382)	40,5
Поступления от реализации неконтролирующих долей в дочерних обществах	22 348	-	-
Прочие операции	(13 601)	(3 695)	>200
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>	<b>(56 543)</b>	<b>(50 521)</b>	<b>11,9</b>

- Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, увеличились на 11,9%. Дивиденды, выплаченные по итогам 2017 г. (15 рублей на акцию), превысили выплаты по итогам 2016 г. (10, 68 рублей на акцию).

## Капитальные вложения

(млн. руб.)	12 месяцев		
	2018	2017	Δ, %
Разведка и добыча	227 883	223 916	1,8
Дочерние компании	211 169	207 900	1,6
Совместные операции	16 714	16 016	4,4
Нефтепереработка	94 263	81 370	15,8
Маркетинг и сбыт	16 060	12 466	28,8
Прочие	19 937	16 227	22,9
<b>Подытог капитальные вложения</b>	<b>358 143</b>	<b>333 979</b>	<b>7,2</b>
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	17 054	23 111	(26,2)
<b>Итого капитальные вложения</b>	<b>375 197</b>	<b>357 090</b>	<b>5,1</b>

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча выросли на 1,8% вследствие:
  - введения в эксплуатацию высокотехнологичных ледоколов;
  - участия в аукционах на право пользования недрами (Савицкий, Похвистневский, Карабашский ЛУ).
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 15,8% в основном обусловлен модернизацией завода в Сербии (строительство установки замедленного коксования).

## Долг и ликвидность

(млн. руб.)	31 декабря	31 декабря
	2018	2017
<b>Дочерние компании</b>		
Краткосрочные кредиты и займы	90 923	131 760
Долгосрочные кредиты и займы	684 530	548 654
Денежные средства и денежные эквиваленты	(247 585)	(90 608)
Краткосрочные депозиты	-	(5 779)
<b>Чистый долг</b>	<b>527 868</b>	<b>584 027</b>
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	11,7	19,4
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	0,73	1,19

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга вырос с 3,60 года на 31 декабря 2017 г. до 3,84 лет на 31 декабря 2018 г.;

- Средняя процентная ставка увеличилась с 5,54% на 31 декабря 2017 г. до 6,29% на 31 декабря 2018 г.

## Финансовые приложения

### Расчет EBITDA

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
<b>83 592</b>	<b>140 262</b>	<b>(40,4)</b>	<b>Прибыль за период</b>	<b>400 993</b>	<b>269 678</b>	<b>48,7</b>
18 307	25 657	(28,6)	Итого расход по налогу на прибыль	79 129	55 522	42,5
5 196	4 870	6,7	Финансовые расходы	21 476	25 127	(14,5)
(2 911)	(1 665)	74,8	Финансовые доходы	(7 506)	(10 098)	(25,7)
48 909	46 693	4,7	Износ, истощение и амортизация	175 451	140 998	24,4
2 443	6 798	(64,1)	Убыток от курсовых разниц, нетто	33 558	241	>200
10 888	3 279	>200	Прочие расходы	19 796	7 557	162,0
<b>166 424</b>	<b>225 894</b>	<b>(26,3)</b>	<b>EBITDA</b>	<b>722 897</b>	<b>489 025</b>	<b>47,8</b>
(21 042)	(29 305)	(28,2)	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(90 704)	(45 504)	99,3
39 662	49 673	-20,2	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	167 313	107 446	55,7
<b>185 044</b>	<b>246 262</b>	<b>(24,9)</b>	<b>Итого скорректированная EBITDA</b>	<b>799 506</b>	<b>550 967</b>	<b>45,1</b>

## Финансовые показатели

### Рентабельность

	31 декабря 2018	31 декабря 2017	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	32,12	28,48	3,6
Рентабельность по чистой прибыли, %	16,11	13,94	2,2
Рентабельность активов (ROA), %	12,43	9,84	2,6
Рентабельность капитала (ROE), %	21,97	17,38	4,6
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	19,66	13,90	5,8

### Расчет скорректированного ROACE

За предыдущие 12 месяцев	31 декабря 2018	31 декабря 2017
Скорректированная EBITDA	799 506	550 967
Износ, истощение и амортизация	(216 480)	(178 449)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(114 725)	(71 605)
<b>Скорректированный EBIT*</b>	<b>468 301</b>	<b>300 913</b>
<b>Средний используемый капитал</b>	<b>2 381 424</b>	<b>2 164 614</b>
<b>Скорректированный ROACE</b>	<b>19,66</b>	<b>13,90</b>

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

## Ликвидность

	31 декабря 2018	31 декабря 2017	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,18	0,88	34,1
Коэффициент срочной ликвидности	0,67	0,42	59,5
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,44	0,21	109,5

## Лeverедж

	31 декабря 2018	31 декабря 2017	Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	14,99	19,93	(4,9)
Чистый долг/ Капитал, %	26,50	35,20	(8,7)
Лeverедж, %	20,74	25,97	(5,2)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,32	0,51	(37,3)
Чистый долг/ EBITDA	0,73	1,19	(38,7)
Итого долг/ EBITDA	1,07	1,39	(23,0)



## 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 2018 г. оказал положительное влияние на результат Группы.

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %		12 месяцев		
(долл. США/барр.)			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
67,76	75,27	(10,0)	Нефть "Brent"	71,16	54,09	31,6
67,30	74,27	(9,4)	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	69,86	52,94	32,0
(долл. США/т.)				(долл. США/т.)		
607,77	732,73	(17,1)	Бензин Premium (ср. NWE)	674,67	557,58	21,0
543,06	645,89	(15,9)	Нафта (ср. Med и NWE)	595,99	477,10	24,9
647,52	667,20	(2,9)	Дизельное топливо (ср. NWE)	641,23	493,65	29,9
631,53	662,43	(4,7)	Газойль 0,1% (ср. Med)	632,07	483,49	30,7
394,45	415,73	(5,1)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	387,07	290,96	33,0
(руб./т.)			Внутренний рынок	(руб./т.)		
43 352	42 704	1,5	Высокооктановый бензин	41 724	36 820	13,3
41 761	37 128	12,5	Низкооктановый бензин	37 249	31 931	16,7
45 734	42 455	7,7	Дизельное топливо	41 070	32 619	25,9
17 070	15 785	8,1	Мазут	14 319	9 594	49,2

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

### Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция

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

4 кв. 2018	3 кв. 2018		12 месяцев	
			2018	2017
1,80	0,40	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	4,30	2,50
66,48	65,53	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	62,71	58,35
65,59	62,76	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	57,60	60,66
69,47	65,59	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	69,47	57,60
0,06	0,05	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	0,21	(0,05)

## Налогообложение

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

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %		12 месяцев		
(долл.)				2018	2017	Δ, %
			<b>Экспортная таможенная пошлина</b>	<b>(долл.)</b>		
141,53	134,83	5,0	Нефть	128,48	86,74	48,1
42,43	40,43	4,9	Светлые нефтепродукты	38,52	25,99	48,2
42,43	40,43	4,9	Дизельное топливо	38,52	25,99	48,2
42,43	40,43	4,9	Бензин	38,52	25,99	48,2
77,83	74,13	5,0	Нафта	70,63	47,67	48,1
141,53	134,83	5,0	Темные нефтепродукты	128,48	86,74	48,1
			<b>Налог на добычу полезных ископаемых</b>			
12 541	14 026	(10,6)	Нефть (руб./т.)	12 455	8 134	53,1

### 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 2017-2018 гг. $K_{\text{нефть}} \times (29,20 + 30\% \times (P - 182,50))$ 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 Федеральным законом от 03.08.2018 № 305-ФЗ 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 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 30% с 2017г.

Постановлением Правительства №846 от 26 сентября 2013 г. утвержден порядок подготовки предложений о применении особых формул расчета ставок экспортных пошлин на нефть сырую и мониторинга обоснованности их применения, в том числе в отношении новых проектов, расположенных на территории республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, севернее 650 с.ш. Ямало-Ненецкого автономного округа.

Приказом №868 от 3 декабря 2013 г. Минэнерго России утвердило форму заявления и методические указания по проведению анализа обоснованности применения особых формул расчета ставок экспортных пошлин на нефть сырую.

Федеральным законом от 03.08.2018 № 305-ФЗ уточнен порядок применения особых формул расчета ставок экспортных пошлин на нефть с особыми физико-химическими характеристиками, добытой в границах географических объектов, поименованных в пп.4 п.5 ст.3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе». С 1 января 2019 г. льгота применяется до достижения установленных объемов нефти, вывезенной с применением особых формул расчета ставок экспортных пошлин, по каждому такому географическому объекту.

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° с.ш.), в российской части дна Каспийского моря;
- 31 марта 2042 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина более 100м), Охотском море (севернее 55° с.ш.), Баренцевом море (южнее 72° с.ш.);
- неограниченно - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 72° с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море).

В соответствии с пп.5 ст.11.1 НК РФ новым морским месторождением признается морское месторождение, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на котором приходится на период с 1 января 2016 г.

## Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты

В соответствии со статьей 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», ставка вывозной таможенной пошлины на отдельные категории товаров, выработанных из нефти, устанавливается Правительством РФ. 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:

$Стп = К \times Стн$ , где Стн – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, а К - расчетный коэффициент в отношении отдельной категории нефтепродуктов.

Установлены следующие коэффициенты для расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты:

	с 2017 г.
Легкие и средние дистилляты	
Дизельное топливо	0,3
Масла смазочные	
Нафта	0,55
Бензин	0,3

В соответствии с Федеральным законом от 03.08.2018 № 305-ФЗ 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 статьей 193 НК РФ (в редакции Федерального закона от 03.08.2018 №301-ФЗ) установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты рублей за тонну:

	2017 г.	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	13 100
Класс 5	10 130	11 213	8 213	12 314	12 752	13 262
Прямогонный	13 100	13 100	13 100	13 912	14 720	15 533
<b>Дизельное топливо</b>	6 800	7 665	5 665	8 541	8 835	9 188
<b>Моторные масла</b>	5 400	5 400	5 400	5 400	5 616	5 841
<b>Средние дистилляты</b>	7 800	8 662	6 665	9 241	9 535	9 916

Федеральным законом от 03.08.2018 №301-ФЗ 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

$P$  – 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 (дизельного топлива) класса 5, произведенные из направленного на переработку нефтяного сырья и 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 (в редакции Федерального закона от 03.08.2018 №301-ФЗ) установлены следующие формулы для определения ставки НДПИ на нефть:

с 2017 г.

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

$D_{м} = K_{ндпи} \times K_{ц} \times (1 - K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times K_{кан}) - K_{к}$  на 2017-2018 гг.

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

$K_{ндпи} = 559$

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

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

**Кз** – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС для малых участков недр. В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти ( $V_3$  - начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий по конкретному участку недр на 1 января года, предшествующего году налогового периода) меньше 5 млн. тонн и степень выработанности его запасов 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  $K_z$  рассчитывается по формуле:  $K_z = 0,125 \times V_3 + 0,375$

**Кд** - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти. Его значение варьируется от 0,2 до 1 в зависимости от сложности добычи нефти из конкретной залежи:

- 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более  $2 \times 10^{-3}$  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, по 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 357 на 2018 г. и 428 руб. на 2019-2021 гг.

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

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

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	ЭП, доллар США за тонну
≤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 + 30% x (P – 182,50)

P - средний курс доллара США к рублю РФ

$K_{\text{корр}}$  – 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.

**ФМ** - коэффициент, характеризующий наступление особых обстоятельств, применяется в случае, если в течение месяца действует решение Правительства РФ о введении заградительной ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую (подробнее в пункте б) раздела «Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую»).

$C_{\text{ВН}}$  – равен 0,1 при добыче нефти с вязкостью не менее 10 000 мПа·с (в пластовых условиях). В иных случаях  $C_{\text{ВН}}$  равен 1.

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

$N_{\text{АБ}}$  - коэффициент, характеризующий надбавку за автомобильный бензин, равный 125 на 2019 г. и 105 с 2020 г.

$N_{\text{ДТ}}$  - коэффициент, характеризующий надбавку за дизельное топливо, равный 110 на 2019 г. и 92 с 2020 г.

$I_{\text{АБ}}$  и  $I_{\text{ДТ}}$  - 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.

## Эффективная ставка НДС на нефть по Группе

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %		12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
12 541	14 026	(10,6)	Общеустановленная ставка НДС на нефть	12 455	8 134	53,1
10 779	11 484	(6,1)	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения Кв, Кз, Кд, Кдв и Ккан)	10 301	6 825	50,9
1 762	2 542		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общеустановленной (руб./т.)	2 154	1 309	
14,0%	18,1%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общеустановленной (%)	17,3%	16,1%	

По итогам 12 месяцев 2018 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 10 301 руб./т., что на 2 154 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 Ккан.

## НДС 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 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)	$42 \times \text{Еут} \times \text{Кс} \times \text{Ккм} + 0,75 \times \text{К}_{\text{МАН}}$

**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 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 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 НДС на природный газ по итогам 12 месяцев 2018 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 НДС на природный газ, в частности, понижающего коэффициента Кс.



## Налоговые льготы

Действующим законодательством о налогах и сборах предусмотрены следующие виды налоговых льгот, применяемых дочерними обществами Группы (включая пониженные налоговые ставки и понижающие коэффициенты к ставке НДС на нефть и природный газ):

Налоговые льготы, применяемые в течение 2018 г.	Применимость к Группе
<b>НДС на природный газ</b>	
Понижающий коэффициент Кс к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Заполярье» 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 «Заполярье» ООО «Газпромнефть-Хантос» ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Понижающий коэффициент Кдв к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Восток»
Понижающий коэффициент Ккан к ставке НДС	ПАО «Газпром нефть» 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» АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 16,5% (льгота 3,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Заполярье» ООО «Газпромнефть-Ямал»
Применение пониженной ставки в размере 19,475% (льгота 0,525% в соответствии с региональным законодательством Тюменской области)	ООО «Газпромнефть-Хантос»
Применение пониженной ставки в размере 16,5% (льгота 3,5% в соответствии с региональным законодательством г. Санкт-Петербурга)	ПАО «Газпром нефть» АО «Газпромнефть-Аэро» ООО «Газпромнефть НТЦ» ООО «Газпромнефть-Развитие» ООО «Газпромнефть Бизнес-сервис» ООО «Газпромнефть-Региональные продажи» ООО «Газпромнефть Марин Бункер» АО

Налоговые льготы, применяемые в течение 2018 г.	Применимость к Группе
	«МФК «Лахта Центр» ООО «Газпромнефть Шиппинг» ООО «Газпром нефть шельф» <sup>1</sup>
<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 отношении имущества, созданного/ приобретенного при реализации инвестиционных проектов в ЯНАО (в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Заполярьефть»
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»

<sup>1</sup> В части прочей деятельности, относящейся к КГН ПАО «Газпром»

## 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:

4 кв. 2018	3 кв. 2018	Δ, %	(руб./т.)	12 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
<b>Нефть</b>						
Экспорт						
2 277	2 333	(2,4)	Трубопроводный	2 289	2 054	11,4
СНГ						
1 608	1 608	-	Трубопроводный	1 599	1 554	2,9
Транспортировка на НПЗ						
736	737	(0,1)	Омский НПЗ	749	721	3,9
1 585	1 597	(0,8)	Московский НПЗ	1 558	1 522	2,4
1 327	1 324	0,2	Ярославский НПЗ	1 323	1 268	4,3
<b>Нефтепродукты</b>						
Экспорт с Омского НПЗ						
4 118	4 149	(0,7)	Бензин	3 848	2 673	44,0
5 580	5 542	0,7	Мазут	5 495	5 247	4,7
4 735	4 705	0,6	Дизельное топливо	4 540	3 920	15,8
Экспорт с Московского НПЗ						
1 125	1 620	(30,6)	Бензин	1 357	2 692	(49,6)
3 355	3 411	(1,6)	Мазут	3 273	3 085	6,1
2 937	2 907	1,0	Дизельное топливо	2 858	2 302	24,2
Экспорт с Ярославского НПЗ						
3 031	3 149	(3,7)	Бензин	3 088	2 726	13,3
3 187	3 167	0,6	Мазут	3 099	2 899	6,9
2 534	2 540	(0,2)	Дизельное топливо	2 446	2 061	18,7

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 12 месяцев 2018 и 2017 гг. представлено ниже:

	12 месяцев	
	2018	2017
<b>Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего</b>		
порт Балтийского моря – Приморск	9,8%	19,1%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	0,0%	1,4%
трубопровод «Дружба»	14,5%	11,4%
порт Новороссийск	6,8%	13,7%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	12,9%	11,3%
Мегет (трубопровода + ж/д) в Китай	0,0%	0,2%
экспортировано минуя систему Транснефть:	56,0%	42,9%
с месторождения Приразломное	17,0%	13,1%
с Новопортовского месторождения	39,0%	29,8%
<b>Итого</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Распределение экспорта нефти в страны СНГ</b>		
Белоруссия	97,1%	100,0%
Узбекистан	2,9%	0,0%
<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