

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2018 г., и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2018 и 2017 гг.

Определения и методика пересчета

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

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

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

Заявления прогнозного характера

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

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

Основные финансовые и операционные показатели

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %		6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
617 103	520 633	18,5	Выручка	1 137 736	914 332	24,4
212 403	155 797	36,3	Скорректированная EBITDA*	368 200	245 807	49,8
9 349	7 018	33,2	руб./т. н. э.	8 197	5 584	46,8
20,40	16,65	22,5	долл. США**/барр. н. э.	18,63	12,99	43,4
96 810	69 665	39,0	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО	166 475	111 269	49,6
Операционные результаты						
168,51	164,55	2,4	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	333,06	326,37	2,0
22,72	22,20	2,3	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	44,92	44,02	2,0
1,85	1,83	1,3	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э.)	1,84	1,80	2,0
116,43	112,39	3,6	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	228,82	230,00	(0,5)
312,50	312,94	(0,1)	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	625,44	578,30	8,2
10,44	10,13	3,1	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	20,57	18,73	9,8

* EBITDA является дополнительным финансовым показателем, который не определяется МСФО. Расчет представлен в Приложении.

** Пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период.

Основные события за 6 месяцев 2018 г.

- Получено право на разработку:
 - Осеннего участка в Ямало-Ненецком округе (АО «Арктикгаз»);
 - Участка Банатско Милошево в Сербии (НИС);
 - Новозаринского месторождения в Оренбургской области (по факту открытия месторождения).
- Получены права недропользования на 6 новых лицензионных участках в Ханты-Мансийском автономном округе (Карабашский 17, Карабашский 18, Карабашский 19; Карабашский 25, Карабашский 26, Карабашский 27), на 2 новых лицензионных участках в Ямало-Ненецком округе (Южно-Новопортовский и Суровый участок) и на 2 новых лицензионных участках в Оренбургской области (Савицкий и Похвистневский);
- В марте Группа увеличила долю в Арктикгаз с 46,67% до 50%;
- В мае начато эксплуатационное бурение на проекте Северо-Самбург;
- В мае завершено бурение всех эксплуатационных скважин, запланированных в рамках сервисного контракта по проекту Бадра;
- В марте Группа разместила рублевые облигации в сумме на 25 млрд. руб.;
- В июне введен в эксплуатацию ледокол Александр Санников.

Результаты за 6 месяцев 2018 г. по сравнению с 6 месяцами 2017 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 2,0% и составила 44,92 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском, Восточно-Мессояхском месторождениях и вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз;
- Объем переработки нефти вырос на 9,8% вследствие проведения плановых капитальных ремонтов на НПЗ Группы в 1 полугодии 2017 г.;
- Выручка выросла на 24,4% в основном вследствие роста цен на нефть на мировом и внутреннем рынках;
- Рост цен на нефть, рост добычи по крупным проектам (Новопортовское и Восточно-Мессояхское месторождения) и повышение эффективности переработки привели к росту показателя скорректированная EBITDA (49,8%);

- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловленный ростом показателя EBITDA, сдерживался убытком по курсовым разницам за 6 месяцев 2018 г.

Результаты за 2 квартал 2018 по сравнению с 1 кварталом 2018

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 2,3% вследствие роста добычи в Ираке и увеличения доли владения Группы в Арктикгаз;
- Объем переработки нефти вырос на 3,1% в связи с проведением плановых капитальных ремонтов на Ярославском НПЗ и Панчево в 1 квартале 2018 г. Объем переработки на Омском и Московском НПЗ определялся экономической эффективностью и был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты;
- Выручка выросла на 18,5% в основном вследствие роста цен на нефть на мировом и внутреннем рынках;
- Рост показателя скорректированная EBITDA на 36,3% обусловлен ростом цен на нефть, ростом добычи и повышением эффективности переработки;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловленный ростом показателя EBITDA, сдерживался ростом убытка по курсовым разницам во 2 квартале 2018 г.

Анализ операционных результатов деятельности

Эксплуатационное бурение

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %		6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Дочерние компании						
568	457	24,3	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 025	1 199	(14,5)
126	117	7,7	Количество новых скважин (шт.)	243	296	(17,9)
62,98	92,18	(31,7)	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	71,05	59,15	20,1
Совместные операции						
186	169	10,1	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	355	399	(11,0)
43	28	53,6	Количество новых скважин (шт.)	71	85	(16,5)
Совместные предприятия						
436	351	24,2	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	786	705	11,5
87	70	24,3	Количество новых скважин (шт.)	157	150	4,7

- Снижение количества новых скважин и объемов эксплуатационного бурения по дочерним компаниям год к году обусловлено увеличением доли высокотехнологичных скважин и снижением активности ГТМ, в связи с ограничением добычи в рамках соглашения «ОПЕК+»;
- Рост среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям год к году обусловлен увеличением доли высокотехнологичных скважин на Приобском месторождении и вводом высокодебитных скважин на Новопортовском и Приразломном 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;
- Рост объемов бурения и количества новых скважин квартал к кварталу обусловлен в основном сезонным фактором;
- Снижение среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям квартал к кварталу обусловлено снижением доли высокодебитных скважин по Новопортовскому и Приразломному месторождениям.

Добыча

2кв. 2018	1кв. 2018	Δ, %		6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
(млн. т.)			Нефть, конденсат и ЖУВ	(млн. т.)		
2,70	2,57	5,1	Ноябрьскнефтегаз	5,27	5,96	(11,6)
3,47	3,45	0,6	Хантос***	6,92	7,09	(2,4)
1,06	1,05	1,0	Томскнефть	2,11	2,32	(9,1)
0,76	0,74	2,7	СПД	1,50	1,52	(1,3)
0,68	0,63	7,9	Оренбург****	1,31	1,40	(6,4)
0,24	0,23	4,3	НИС	0,47	0,48	(2,1)
0,41	0,40	2,5	Восток**	0,81	0,82	(1,2)
1,61	1,72	(6,4)	Новый Порт	3,33	2,67	24,7
0,90	0,78	15,4	Приразломное	1,68	1,62	3,7
0,43	0,33	30,3	Бадра и Курдистан	0,76	0,60	26,7
0,02	0,04	(50,0)	Прочие	0,06	0,05	20,0
12,28	11,94	2,8	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	24,22	24,53	(1,3)
1,71	1,64	4,3	Доля в добыче Славнефти	3,35	3,62	(7,5)
1,01	0,92	9,8	Доля в добыче Арктикгаз (СеверЭнергии)	1,93	1,83	5,5
0,08	0,08	-	Доля в добыче Нортгаза	0,16	0,19	(15,8)
0,54	0,50	8,0	Доля в добыче Мессояханефтегаз	1,04	0,70	48,6
3,34	3,14	6,4	Доля в добыче совместных предприятий	6,48	6,34	2,2
15,62	15,08	3,6	Итого добыча нефти, конденсата и ЖУВ	30,70	30,87	(0,6)
(млрд. куб. м.)			Газ*	(млрд. куб. м.)		
2,24	2,31	(3,0)	Ноябрьскнефтегаз	4,55	5,22	(12,8)
0,27	0,27	-	Хантос***	0,54	0,56	(3,6)
0,21	0,25	(16,0)	Томскнефть	0,46	0,45	2,2
0,03	0,03	-	СПД	0,06	0,06	-
0,63	0,66	(4,5)	Оренбург****	1,29	1,27	1,6
0,12	0,12	-	НИС	0,24	0,26	(7,7)
0,04	0,04	-	Восток**	0,08	0,07	14,3
0,78	0,88	(11,4)	Новый Порт	1,66	0,06	>200
0,08	0,06	33,3	Прочие	0,14	0,03	>200
4,40	4,62	(4,8)	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	9,02	7,98	13,0
0,11	0,11	-	Доля в добыче Славнефти	0,22	0,23	(4,3)
3,42	3,17	7,9	Доля в добыче Арктикгаз (СеверЭнергии)	6,59	6,04	9,1
0,90	0,94	(4,3)	Доля в добыче Нортгаза	1,84	2,11	(12,8)
0,02	0,02	-	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,04	0,02	100,0
4,45	4,24	5,0	Доля в добыче совместных предприятий	8,69	8,40	3,5
8,85	8,86	(0,1)	Итого добыча газа	17,71	16,38	8,1
(млн. т. н. э.)			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
15,81	15,65	1,0	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	31,46	30,94	1,7
6,91	6,55	5,5	Доля в добыче совместных предприятий	13,46	13,08	2,9
22,72	22,20	2,3	Итого добыча углеводородов млн. т. н. э.	44,92	44,02	2,0
168,51	164,55	2,4	млн. барр. н. э.	333,06	326,37	2,0
			Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)			
1,85	1,83	1,1		1,84	1,80	2,2

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

** Добыча нефти в 2016 -2017 гг. по ГПН-Хантос показана с учетом ШФЛУ в доле ГПН (50%). Использование попутного газа показано за вычетом газа, использованного при производстве ШФЛУ на ЮГПЗ (50%)

*** Добыча нефти с 3 квартала 2016 г. по ГПН-Оренбург показана с учетом СУГ. Использование попутного газа показано за вычетом газа, использованного при производстве СУГ

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

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 2,2% год к году;
- Добыча нефти и конденсата по Группе снизилась год к году на 0,6% и составила 30,70 млн. т.н. вследствие сокращения добычи в рамках соглашения по ограничению добычи «ОПЕК+»;
- Добыча нефти и конденсата по Группе квартал к кварталу увеличилась на 3,6% вследствие роста добычи в Ираке, увеличения доли владения Группы в Арктикгаз, а также большего количества суток во 2м квартале;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 8,1% год к году, в основном, вследствие роста утилизации попутного газа в связи с запуском установки комплексной подготовки газа на Новопортовском месторождении, роста добычи проиродного газа на месторождениях Арктикгаза и увеличения доли в Арктикгаз;
- Объем добычи газа по Группе снизился на 0,1% квартал к кварталу в основном вследствие плановых ремонтов установок по подготовке газа на Новопортовском, Муравленкоском месторождениях и в Оренбургском регионе. Снижение было частично нивелировано увеличением доли владения в Арктикгаз.

Покупка нефти

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %	(млн. т.)	6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
1,86	1,94	(4,1)	Покупки нефти в России *	3,80	3,65	4,1
0,38	0,17	123,5	Покупки нефти на международном рынке	0,55	0,68	(19,1)
2,24	2,11	6,2	Итого покупки нефти	4,35	4,33	0,5

* Покупки нефти в России:

- не включают покупки у совместных предприятий (Славнефть, Арктикгаз, Мессояханефтегаз)

- включают покупку стабильного газового конденсата (СГК) у Новатэк в объеме 25% добычи Арктикгаза

- Рост покупки нефти в России год к году обусловлен ростом переработки нефти на НПЗ дочерних компаний и снижением собственной добычи вследствие ограничений ОПЕК;
- Рост покупки нефти на международном рынке квартал к кварталу обусловлен ростом переработки в Панчево.

Переработка

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %	(млн. т.)	6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Переработка						
5,18	4,94	4,9	Омск	10,12	9,79	3,4
2,44	2,64	(7,6)	Москва	5,08	3,71	36,9
0,84	0,71	18,3	Панчево	1,55	1,53	1,3
8,46	8,29	2,1	Переработка на НПЗ дочерних компаний	16,75	15,03	11,4
1,98	1,84	7,6	Доля в Ярославском НПЗ	3,82	3,70	3,2
-	-	-	Доля в Мозырском НПЗ	-	-	-
10,44	10,13	3,1	Итого переработка	20,57	18,73	9,8
Производство нефтепродуктов						
2,24	2,13	5,2	Бензин	4,37	3,94	10,9
2,24	2,13	5,2	Класс 5	4,37	3,94	10,9
0,47	0,53	(11,3)	Нафта	1,00	0,64	56,3
3,02	2,93	3,1	Дизельное топливо	5,95	5,34	11,4
0,03	0,02	50,0	Класс 2 и ниже	0,05	0,06	(16,7)
2,99	2,91	2,7	Класс 5	5,90	5,28	11,7
1,26	1,55	(18,7)	Мазут	2,81	2,60	8,1
0,89	0,77	15,6	Авиатопливо	1,66	1,42	16,9
0,69	0,55	25,5	Судовое топливо	1,24	1,36	(8,8)
0,85	0,52	63,5	Битумы	1,37	1,02	34,3
0,12	0,12	-	Масла	0,24	0,22	9,1
0,63	0,60	5,0	Прочие	1,23	1,45	(15,2)
10,17	9,70	4,8	Итого производство нефтепродуктов	19,87	17,99	10,5

- Объем переработки нефти вырос год к году на 9,8% вследствие проведения плановых капитальных ремонтов на НПЗ Группы в 1 полугодии 2017 г.;
- Объем переработки нефти вырос на 3,1% квартал к кварталу в связи с проведением плановых капитальных ремонтов на Ярославском НПЗ и Панчево в 1 квартале 2018 г. Объем переработки на Омском и Московском НПЗ определялся экономической эффективностью и был оптимален в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты;
- Рост объема производства квартал к кварталу высокооктановых бензинов, дизельного топлива, авиатоплива, судового топлива и битумов обусловлен сезонным фактором;
- Рост объема производства высокооктановых бензинов на 10,9% и дизельного топлива на 11,4% год к году обусловлен общим увеличением объема переработки нефти на Московском НПЗ вследствие отсутствия остановок на реконструкцию и капитальный ремонт;
- Увеличение производства авиатоплива год к году на 16,9% обусловлено увеличением переработки нефти и увеличением выработки на Ярославском НПЗ за счет оптимизации технологических процессов;
- Рост объема производства битумов на 34,3% год к году обусловлен ростом спроса на внутреннем рынке и расширением географии экспортных поставок.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	2 кв. 2018		1 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	5 428	0,13	2 370	0,07	129,0	85,7
Авиатопливо	2 235	0,05	2 791	0,07	(19,9)	(28,6)
Судовое топливо	1 745	0,05	2 789	0,09	(37,4)	(44,4)
Масла	318	-	240	-	32,5	-
Итого	9 726	0,23	8 190	0,23	18,8	-

	6 месяцев 2018		6 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	7 798	0,20	4 441	0,17	75,6	17,6
Авиатопливо	5 026	0,12	3 180	0,09	58,1	33,3
Судовое топливо	4 534	0,14	2 031	0,09	123,2	55,6
Масла	558	-	405	-	37,8	-
Итого	17 916	0,46	10 057	0,35	78,1	31,4

- Рост объемов покупки дизельного топлива на международном рынке квартал к кварталу и год к году связан с реализацией проекта по развитию оптовой торговли дизельного топлива в западной Европе;
- Рост объемов покупки авиатоплива на международном рынке год к году связан с расширением географии присутствия и повышением спроса на международные авиаперевозки;
- Рост объемов покупки судового топлива на международном рынке год к году связан со снижением производства собственного ресурса.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	2 кв. 2018		1 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	2 805	0,14	1 796	0,06	56,2	133,3
Низкооктановый бензин	16	-	44	-	(63,6)	-
Дизельное топливо	4 163	0,18	2 105	0,07	97,8	157,1
Продукты нефтехимии	220	0,02	227	0,01	(3,1)	100,0
Прочие	69	0,01	62	-	11,3	-
Итого	7 273	0,35	4 234	0,14	71,8	150,0

	6 месяцев 2018		6 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	4 601	0,14	2 136	0,07	115,4	100,0
Низкооктановый бензин	60	-	129	-	(53,5)	-
Дизельное топливо	6 268	0,18	2 418	0,09	159,2	100,0
Продукты нефтехимии	447	0,02	328	0,02	36,3	-
Прочие	131	0,01	186	0,03	(29,6)	(66,7)
Итого	11 507	0,35	5 197	0,21	121,4	66,7

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

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	2 кв. 2018		1 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	17 651	0,41	13 064	0,36	35,1	13,9
Дизельное топливо	9 013	0,22	11 326	0,28	(20,4)	(21,4)
Авиатопливо	2 040	0,05	1 095	0,03	86,3	66,7
Судовое топливо	1 459	0,04	705	0,03	107,0	33,3
Битум	446	0,04	45	-	>200	-
Продукты нефтехимии	1 040	0,02	267	-	>200	-
Прочие	1 061	0,01	795	0,05	33,5	(80,0)
Итого	32 710	0,79	27 297	0,75	19,8	5,3

	6 месяцев 2018		6 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	30 715	0,77	32 531	0,92	(5,6)	(16,3)
Дизельное топливо	20 339	0,50	19 619	0,58	3,7	(13,8)
Авиатопливо	3 135	0,08	3 906	0,14	(19,7)	(42,9)
Судовое топливо	2 164	0,07	1 684	0,08	28,5	(12,5)
Битум	491	0,04	156	0,02	>200	100,0
Масла	-	-	176	0,01	-	-
Продукты нефтехимии	1 307	0,02	55	-	>200	-
Прочие	1 856	0,06	3 802	0,10	(51,2)	(40,0)
Итого	60 007	1,54	61 929	1,85	(3,1)	(16,8)

- Рост объема покупки высокооктанового бензина и битумов квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Рост объема покупки авиатоплива квартал к кварталу обусловлен повышением спроса на авиаперелеты в связи с проведением Чемпионата мира по футболу;
- Снижение объема покупки нефтепродуктов год к году обусловлено ростом собственного производства на НПЗ Группы.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %		6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 185	1 199	(1,2)	в России	1 185	1 201	(1,3)
192	191	0,5	в СНГ	192	189	1,6
416	416	-	в Восточной Европе	416	413	0,7
1 793	1 806	(0,7)	Итого АЗС (на конец периода)	1 793	1 803	(0,6)
			Среднесуточная реализация через одну АЗС			
20,50	19,73	3,9	по России (т./сут.)	20,12	19,07	5,5
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы		(млн. т.)	
5,05	4,74	6,5	Продажи автомобильного топлива	9,79	9,25	5,8
0,80	0,66	21,2	Продажи авиатоплива	1,46	1,29	13,2
0,70	0,61	14,8	Продажи судового топлива	1,31	1,28	2,3
0,08	0,07	14,3	Продажи масел	0,15	0,15	-
0,11	0,02	450,0	Битум	0,13	0,10	30,0
6,74	6,10	10,5	Итого объем продаж через премиальные	12,84	12,07	6,4

- Общее количество действующих АЗС снизилось на 0,7% квартал к кварталу вследствие реконструкции и ремонтов на АЗС;
- Среднесуточная реализация через одну АЗС в России год к году выросла на 5,5% за счет проведения маркетинговых мероприятий;
- Рост объема продаж через премиальные каналы квартал к кварталу обусловлен, главным образом, 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 г. Москвы вследствие увеличения активности авиаперевозок;
- Рост объема продаж судового топлива год к году связан с увеличением спроса на бункеровку.

Результаты деятельности

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
600 224	504 355	19,0	Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	1 104 579	883 397	25,0
16 879	16 278	3,7	Прочая выручка	33 157	30 935	7,2
617 103	520 633	18,5	Итого выручка от продаж*	1 137 736	914 332	24,4
Расходы и прочие затраты						
(143 479)	(122 618)	17,0	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(266 097)	(226 960)	17,2
(56 672)	(51 500)	10,0	Производственные и операционные расходы	(108 172)	(100 372)	7,8
(28 412)	(24 211)	17,4	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(52 623)	(47 948)	9,8
(34 106)	(36 680)	(7,0)	Транспортные расходы	(70 786)	(71 394)	(0,9)
(42 340)	(37 509)	12,9	Износ, истощение и амортизация	(79 849)	(66 294)	20,4
(166 033)	(141 075)	17,7	Налоги, за исключением налога на прибыль	(307 108)	(226 031)	35,9
(20 674)	(21 599)	(4,3)	Экспортные пошлины	(42 273)	(41 975)	0,7
(186)	(269)	(30,9)	Расходы на геологоразведочные работы	(455)	(146)	>200
(491 902)	(435 461)	13,0	Итого операционные расходы	(927 363)	(781 120)	18,7
125 201	85 172	47,0	Операционная прибыль	210 373	133 212	57,9
25 589	14 768	73,3	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	40 357	18 710	115,7
(19 939)	(4 378)	>200	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(24 317)	5 705	-
1 082	1 848	(41,5)	Финансовые доходы	2 930	5 226	(43,9)
(5 465)	(5 945)	(8,1)	Финансовые расходы	(11 410)	(13 261)	(14,0)
(2 964)	(2 665)	11,2	Прочие расходы	(5 629)	(3 379)	66,6
(1 697)	3 628	-	Итого прочие (расходы) / доходы	1 931	13 001	(85,1)
123 504	88 800	39,1	Прибыль до налогообложения	212 304	146 213	45,2
(16 835)	(11 106)	51,6	Расход по текущему налогу на прибыль	(27 941)	(20 614)	35,5
(3 675)	(3 549)	3,6	Расход по отложенному налогу на прибыль	(7 224)	(7 548)	(4,3)
(20 510)	(14 655)	40,0	Итого расход по налогу на прибыль	(35 165)	(28 162)	24,9
102 994	74 145	38,9	Прибыль за период	177 139	118 051	50,1
(6 184)	(4 480)	38,0	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(10 664)	(6 782)	57,2
96 810	69 665	39,0	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	166 475	111 269	49,6

*Выручка с учетом акциза с продаж

Выручка

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Нефть						
139 618	117 901	18,4	Продажи на экспорт	257 519	209 421	23,0
10 167	6 523	55,9	Международный рынок	16 690	9 839	69,6
9 826	9 505	3,4	Экспорт и продажи в СНГ	19 331	14 255	35,6
27 487	15 262	80,1	Внутренний рынок	42 749	46 171	(7,4)
187 098	149 191	25,4	Итого выручка от продаж нефти	336 289	279 686	20,2
Газ						
352	252	39,7	Международный рынок	604	707	(14,6)
8 673	8 636	0,4	Внутренний рынок	17 309	18 059	(4,2)
9 025	8 888	1,5	Итого выручка от продаж газа	17 913	18 766	(4,5)
Нефтепродукты						
79 432	80 013	(0,7)	Продажи на экспорт	159 445	110 375	44,5
39 152	28 279	38,4	Международный рынок	67 431	48 180	40,0
61 431	48 650	26,3	Продажи на международном рынке	110 081	77 567	41,9
(22 279)	(20 371)	9,4	Минус: акциз с продаж	(42 650)	(29 387)	45,1
22 884	19 597	16,8	СНГ	42 481	34 218	24,1
23 094	19 795	16,7	Экспорт и продажи в СНГ	42 889	34 773	23,3
(210)	(198)	6,1	Минус: акциз с продаж	(408)	(555)	(26,5)
262 633	218 387	20,3	Внутренний рынок	481 020	392 172	22,7
404 101	346 276	16,7	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	750 377	584 945	28,3
16 879	16 278	3,7	Прочая выручка	33 157	30 935	7,2
617 103	520 633	18,5	Итого выручка	1 137 736	914 332	24,4

Объем реализации

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %		6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
(млн. т.)			Нефть	(млн. т.)		
4,23	4,29	(1,4)	Продажи на экспорт	8,52	9,78	(12,9)
0,32	0,26	23,1	Продажи на международном рынке*	0,58	0,49	18,4
0,40	0,45	(11,1)	Продажи в СНГ	0,85	0,86	(1,2)
1,26	0,89	41,6	Продажи на внутреннем рынке	2,15	3,25	(33,8)
6,21	5,89	5,4	Итого продажи нефти	12,10	14,38	(15,9)
(млрд. куб. м.)			Газ	(млрд. куб. м.)		
0,02	0,02	-	Продажи на международном рынке	0,04	0,07	(42,9)
3,22	3,18	1,3	Продажи на внутреннем рынке	6,40	6,97	(8,2)
3,24	3,20	1,3	Итого продажи газа	6,44	7,04	(8,5)
(млн. т.)			Нефтепродукты	(млн. т.)		
2,30	2,82	(18,4)	Продажи на экспорт	5,12	4,83	6,0
0,90	0,76	18,4	Продажи на международном рынке	1,66	1,54	7,8
0,63	0,58	8,6	Продажи в СНГ	1,21	1,12	8,0
7,39	6,66	11,0	Продажи на внутреннем рынке	14,05	13,04	7,7
11,22	10,82	3,7	Итого продажи нефтепродуктов	22,04	20,53	7,4

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %		6 месяцев 2018	2017	Δ, %
(руб./т.)			Нефть	(руб./т.)		
33 007	27 483	20,1	Продажи на экспорт	30 225	21 413	41,2
24 565	21 122	16,3	Экспорт в СНГ	22 742	16 576	37,2
21 815	17 148	27,2	Продажи на внутреннем рынке	19 883	14 206	40,0
(руб./т.)			Нефтепродукты	(руб./т.)		
34 536	28 373	21,7	Продажи на экспорт	31 142	22 852	36,3
36 657	34 129	7,4	Экспорт и продажи в СНГ	35 445	31 047	14,2
35 539	32 791	8,4	Продажи на внутреннем рынке	34 236	30 075	13,8

Реализация нефти

- Снижение объемов продаж нефти на экспорт квартал к кварталу обусловлено перераспределением объемов реализации на внутренний рынок;
- Снижение объема продаж нефти на экспорт год к году обусловлено ростом переработки на НПЗ Группы;
- Рост объема продаж нефти на международном рынке год к году и квартал к кварталу обусловлен ростом добычи в Ираке;
- Снижение объемов продаж нефти на внутреннем рынке год к году обусловлено ростом переработки на собственных НПЗ Группы;
- Рост объемов продаж нефти на внутреннем рынке квартал к кварталу обусловлен увеличением спроса на сернистую нефть и эффективностью таких поставок.

Реализация газа

- Объем реализации газа на внутреннем рынке снизился на 8,2% год к году вследствие снижения добычи газа в Ноябрьском регионе в связи с ограничением добычи по соглашению с ОПЕК.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	2 кв. 2018		1 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	-	-	830	0,03	-	-
Нафта	13 104	0,33	12 022	0,37	9,0	(10,8)
Дизельное топливо	29 094	0,71	27 851	0,82	4,5	(13,4)
Мазут	18 527	0,78	21 136	1,06	(12,3)	(26,4)
Авиатопливо	5 160	0,11	4 616	0,11	11,8	-
Судовое топливо	9 509	0,27	8 988	0,31	5,8	(12,9)
Битумы	381	0,02	120	0,01	>200	100,0
Масла	1 322	0,02	1 688	0,03	(21,7)	(33,3)
Продукты нефтехимии	1 907	0,04	2 139	0,06	(10,8)	(33,3)
Прочие	428	0,02	623	0,02	(31,3)	-
Итого	79 432	2,30	80 013	2,82	(0,7)	(18,4)

	6 месяцев 2018		6 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	830	0,03				
Нафта	25 126	0,70	12 754	0,48	97,0	45,8
Дизельное топливо	56 945	1,53	39 274	1,41	45,0	8,5
Мазут	39 663	1,84	23 588	1,47	68,1	25,2
Авиатопливо	9 776	0,22	5 339	0,16	83,1	37,5
Судовое топливо	18 497	0,58	14 628	0,70	26,4	(17,1)
Битумы	501	0,03	383	0,03	30,8	-
Масла	3 010	0,05	2 357	0,05	27,7	-
Продукты нефтехимии	4 046	0,10	2 268	0,08	78,4	25,0
Прочие	1 051	0,04	9 784	0,45	(89,3)	(91,1)
Итого	159 445	5,12	110 375	4,83	44,5	6,0

- 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 1 полугодии 2017 г.;
- Снижение объема продаж судового топлива год к году обусловлено сокращением бункерного рынка Румынии.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	2 кв. 2018		1 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	8 338	0,21	8 055	0,23	3,5	(8,7)
Низкооктановый бензин	113	-	79	-	43,0	-
Дизельное топливо	9 235	0,23	7 748	0,22	19,2	4,5
Авиатопливо	1 895	0,05	2 289	0,06	(17,2)	(16,7)
Битумы	1 396	0,08	358	0,02	>200	>200
Масла	1 060	0,03	697	0,01	52,1	200,0
Продукты нефтехимии и прочие	1 057	0,03	569	0,04	85,8	(25,0)
Итого	23 094	0,63	19 795	0,58	16,7	8,6

	6 месяцев 2018		6 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	16 393	0,44	14 536	0,43	12,8	2,3
Низкооктановый бензин	192	-	346	0,01	(44,5)	-
Дизельное топливо	16 983	0,45	12 716	0,39	33,6	15,4
Авиатопливо	4 184	0,11	3 625	0,13	15,4	(15,4)
Битумы	1 754	0,10	1 120	0,08	56,6	25,0
Масла	1 757	0,04	1 262	0,03	39,2	33,3
Продукты нефтехимии и прочие	1 626	0,07	1 168	0,05	39,2	40,0
Итого	42 889	1,21	34 773	1,12	23,3	8,0

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	2 кв. 2018		1 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	102 424	2,33	86 861	2,20	17,9	5,9
Низкооктановый бензин	100	0,01	89	-	12,4	-
Нафта	1 945	0,06	1 096	0,04	77,5	50,0
Дизельное топливо	86 198	2,10	75 826	1,96	13,7	7,1
Мазут	5 879	0,42	4 888	0,46	20,3	(8,7)
Авиатопливо	30 274	0,78	23 461	0,65	29,0	20,0
Судовое топливо	13 021	0,47	8 598	0,39	51,4	20,5
Битумы	8 872	0,67	4 048	0,41	119,2	63,4
Масла	3 535	0,07	3 168	0,06	11,6	16,7
Продукты нефтехимии	6 587	0,25	6 863	0,27	(4,0)	(7,4)
Прочие	3 798	0,23	3 489	0,22	8,9	4,5
Итого	262 633	7,39	218 387	6,66	20,3	11,0

	6 месяцев 2018		6 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	189 285	4,53	165 247	4,30	14,5	5,3
Низкооктановый бензин	189	0,01	364	0,01	(48,1)	-
Нафта	3 041	0,10	-	-	-	-
Дизельное топливо	162 024	4,06	133 576	3,93	21,3	3,3
Мазут	10 767	0,88	7 230	0,79	48,9	11,4
Авиатопливо	53 735	1,43	38 572	1,32	39,3	8,3
Судовое топливо	21 619	0,86	17 021	0,95	27,0	(9,5)
Битумы	12 920	1,08	7 770	0,79	66,3	36,7
Масла	6 703	0,13	6 287	0,12	6,6	8,3
Продукты нефтехимии	13 450	0,52	11 098	0,43	21,2	20,9
Прочие	7 287	0,45	5 007	0,40	45,5	12,5
Итого	481 020	14,05	392 172	13,04	22,7	7,7

- Рост объема реализации нефтепродуктов квартал к кварталу обусловлено преимущественно сезонным фактором и увеличением спроса на нефтепродукты в рамках проведения Чемпионата мира по футболу;
- Рост объема реализации нефтепродуктов год к году в основном обусловлен увеличением объема производства на НПЗ Группы вследствие плановых капитальных ремонтов в течение 2017 г.;
- Увеличение объемов реализации авиатоплива год к году связано с повышением спроса на рынке и развитием сотрудничества с авиакомпаниями: заключение новых договоров, расширение аэропортов присутствия;
- Снижение объема продаж судового топлива год к году связано с переориентацией с Дальнего Востока на более маржинальные направления (Северо-Западное и Черноморское);
- Рост объема продаж битумов год к году обусловлен развитием комплексных поставок и логистических сервисов, заключением долгосрочных прямых контрактов с ведущими федеральными участниками рынка.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 17,2% год к году вследствие роста цен на нефть и нефтепродукты, что было частично компенсировано сокращением объема покупки нефтепродуктов (из-за роста переработки).

Производственные и операционные расходы

2кв. 2018	1кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев 2018	2017	Δ, %
27 041	25 297	6,9	Расходы на добычу углеводородов	52 338	53 592	(2,3)
1 710	1 616	5,8	руб./т.н.э.	1 664	1 732	(3,9)
3,77	3,88	(2,8)	долл. США*/барр. н. э.	3,82	4,07	(6,1)
20 273	18 957	6,9	Дочерние компании на территории РФ	39 230	41 264	(4,9)
1 563	1 467	6,5	руб./т.н.э.	1 515	1 628	(6,9)
3,45	3,52	(2,0)	долл. США ¹ /барр. н. э.	3,48	3,83	(9,1)
			в том числе			
14 585	13 697	6,5	расходы на добычу по зрелым	28 282	33 280	(15,0)
1 690	1 608	5,1	руб./т.н.э.	1 649	1 793	(8,0)
3,73	3,86	(3,4)	долл. США ¹ /барр. н. э.	3,79	4,22	(10,2)
5 688	5 260	8,1	расходы на добычу по новым	10 948	7 984	37,1
1 311	1 195	9,7	руб./т.н.э.	1 253	1 176	6,5
2,89	2,87	0,7	долл. США ¹ /барр. н. э.	2,88	2,77	4,0
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**			
2 331	2 048	13,8		4 379	3 871	13,1
2 878	2 968	(3,0)	руб./т.н.э.	2 919	2 978	(2,0)
6,35	7,12	(10,8)	долл. США ¹ /барр. н. э.	6,71	7,01	(4,3)
4 437	4 292	3,4	Совместные операции	8 729	8 457	3,2
2 207	2 125	3,9	руб./т.н.э.	2 166	1 985	9,1
4,87	5,10	(4,5)	долл. США ¹ /барр. н. э.	4,98	4,67	6,6
14 587	13 551	7,6	Расходы на переработку	28 138	26 135	7,7
7 885	7 452	5,8	Расходы на переработку нефти на НПЗ	15 337	14 561	5,3
932	899	3,7	руб./т.	916	969	(5,5)
2,06	2,16	(4,6)	долл. США ¹ /барр	2,11	2,28	(7,5)
			Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***			
3 173	2 978	6,5		6 151	5 717	7,6
1 603	1 618	(0,9)	руб./т.	1 610	1 545	4,2
3,54	3,88	(8,8)	долл. США ¹ /барр	3,70	3,63	1,9
3 529	3 121	13,1	Расходы на производство масел	6 650	5 857	13,5
7 653	7 842	(2,4)	Расходы на транспортировку до НПЗ	15 495	12 977	19,4
7 391	4 810	53,7	Прочие операционные расходы	12 201	7 668	59,1
56 672	51 500	10,0	Итого	108 172	100 372	7,8

* пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период

**СРП – соглашение о разделе продукции

*** по совместным предприятиям указана стоимость услуг процессинга

- Расходы на добычу углеводородов включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для добычи углеводородов, расходы на оплату труда, ГСМ и электроэнергию, затраты на мероприятия по увеличению нефтеотдачи и прочие подобные расходы на добывающих предприятиях Группы;
- Увеличение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на территории РФ на 6,5% квартал к кварталу обусловлено ростом расходов по зрелым месторождениям вследствие роста активности ГТМ и запуском более обводненного фонда скважин в Ноябрьском регионе;
- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на территории РФ на 6,9% год к году в основном обусловлено снижением расходов по зрелым месторождениям;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях снизились на 8,0% 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 4,3% год к году обусловлено ростом добычи в Ираке;

- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 9,1% 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 3,7% квартал к кварталу в связи с:
 - Ростом затрат на МТБЭ* в связи с ограничением поставки метанола;
 - Ростом затрат на текущие ремонты;
 - Ростом затрат на экологическую программу, затрат на услуги по экологическому мониторингу и чистке оборудования.
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний снизились на 5,5% год к году в связи с:
 - Ростом объема производства;
 - Снижением расходов по экологической программе;
 - Снижением затрат на МТБЭ* в связи с выходом из ремонта установок «большого кольца» на Московском НПЗ (останов на реконструкцию производился в 1-2 квартале 2017 г.).
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 4,2% год к году в связи с ростом затрат на процессинг (рост затрат на природный газ, ввод новых установок);
- Рост расходов на транспортировку до НПЗ год к году на 19,4% обусловлен в основном ростом объемов поставки нефти на НПЗ;
- Рост прочих операционных расходов год к году обусловлен 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 9,8% год к году вследствие:
 - Увеличения оценочного обязательства вследствие роста цены акции;
 - Роста расходов по иностранным дочерним обществам в результате укрепления курса сербского динара к рублю.

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 снизились год к году незначительно на 0,9%. Рост расходов на транспортировку нефтепродуктов вследствие роста объема реализации был нивелирован снижением расхода на транспортировку нефти вследствие снижения объема продаж на экспорт.

**МТБЭ - метил-трет-бутиловый эфир. Применяется в качестве добавки к моторным топливам, повышающей октановое число бензинов.*

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 20,4% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи на Новопортовском месторождении и в Ираке.

Налоги, за исключением налога на прибыль

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
122 310	97 177	25,9	Налог на добычу полезных ископаемых	219 487	151 388	45,0
34 121	34 390	(0,8)	Акциз	68 511	58 391	17,3
5 449	5 750	(5,2)	Взносы по социальному страхованию	11 199	9 860	13,6
4 153	3 758	10,5	Прочие налоги	7 911	6 392	23,8
166 033	141 075	17,7	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	307 108	226 031	35,9

- Рост расхода по НДС на 25,9% квартал к кварталу обусловлен ростом цен на нефть и объемов добычи;
- Рост расхода по НДС на 45,0% год к году обусловлен ростом цен на нефть и повышением корректирующего коэффициента (Кк в формуле расчета);
- Снижение расхода по акцизам на 0,8% квартал к кварталу обусловлено снижением ставок по акцизам с июня 2018 г.;
- Рост расхода по акцизам 17,3% год к году обусловлен повышением ставок и ростом объема переработки на НПЗ дочерних компаний в РФ в 2018 г.

Экспортные пошлины

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
10 226	11 106	(7,9)	Экспортная пошлина на нефть	21 332	27 723	(23,1)
10 448	10 493	(0,4)	Экспортная пошлина на нефтепродукты	20 941	14 252	46,9
20 674	21 599	(4,3)	Итого экспортная пошлина	42 273	41 975	0,7

- Снижение экспортных пошлин на нефть на 23,1% год к году обусловлено снижением объема продаж на экспорт и сокращением доли поставок облагаемых экспортными пошлинами;
- Рост экспортных пошлин на нефтепродукты на 46,9% год к году обусловлен ростом ставок вследствие увеличения цен на нефть и ростом объема продаж на экспорт.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
5 285	2 642	100,0	Славнефть	7 927	4 177	89,8
7 090	4 281	65,6	Мессояханефтегаз	11 371	4 172	172,6
11 144	6 509	71,2	Арктикгаз (СеверЭнергия)	17 653	7 762	127,4
972	737	31,9	Нортгаз	1 709	1 630	4,8
1 098	599	83,3	Прочие компании	1 697	969	75,1
25 589	14 768	73,3	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	40 357	18 710	115,7

- Доля Группы в прибыли Славнефти выросла год к году и квартал к кварталу, главным образом, за счет роста цен на нефть;
- Доля Группы в прибыли Арктикгаз (СеверЭнергии) выросла год к году на 127,4% 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.

Прочие доходы и расходы

- Прочие расходы в основном представлены выбытием внеоборотных активов и резервами под условные факты хозяйственной деятельности.

Прочие финансовые статьи

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

Ликвидность и источники капитала

Денежные средства

(млн. руб.)	6 месяцев		Δ %
	2018	2017	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	210 289	181 128	16,1
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(130 713)	(148 018)	(11,7)
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности	(109 895)	3 173	-
Чистое (уменьшение) / увеличение денежных средств и их эквивалентов	(30 319)	36 283	-

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	6 месяцев		Δ %
	2018	2017	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	287 415	198 771	44,6
Изменения в оборотном капитале	(32 535)	16 703	-
Уплаченный налог на прибыль	(24 984)	(14 835)	68,4
Проценты уплаченные	(25 079)	(20 283)	23,6
Дивиденды полученные	5 472	772	>200
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	210 289	181 128	16,1

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 16,1% год к году, в основном, в результате роста операционной прибыли и полученных дивидендов от СП. Рост сдерживался негативным изменением рабочего капитала вследствие роста цен на нефть и нефтепродукты.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	6 месяцев		Δ %
	2018	2017	
Капитальные затраты	(162 755)	(154 235)	5,5
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и	(250)	(457)	(45,3)
Поступление денежных средств с депозитов	7 116	654	>200
Погашение/(выдача) займов и прочих инвестиций	12 127	2 276	>200
Проценты полученные	11 890	3 074	>200
Прочие операции	1 159	670	73,0
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(130 713)	(148 018)	(11,7)

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, снизились на 11,7%. Рост капитальных затрат был нивелирован возвратом займа и полученных процентов от совместного предприятия Мессояханефтегаз.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	6 месяцев		Δ %
	2018	2017	
(Погашение) / Поступление займов и кредитов	(58 607)	4 135	-
Выплата дивидендов акционерам компании	(47 183)	(2)	>200
Прочие операции	(4 105)	(960)	>200
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности	(109 895)	3 173	-

- За 6 месяцев 2018 г. объем погашений кредитов и займов превысил объем привлечения (погашение рублевых и евро облигаций). В 1 квартале 2018 г. были выплачены дивиденды за 9 месяцев 2017 г.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	6 месяцев		Δ, %
	2018	2017	
Разведка и добыча	94 793	98 446	(3,7)
Дочерние компании	86 726	91 038	(4,7)
Совместные операции	8 067	7 408	8,9
Нефтепереработка	31 492	26 680	18,0
Маркетинг и сбыт	3 444	2 658	29,6
Прочие	6 308	4 891	29,0
Подытог капитальные вложения	136 037	132 675	2,5
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству, в том числе	26 718	21 560	23,9
Итого капитальные вложения	162 755	154 235	5,5

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча снизились на 3,7% вследствие:
 - снижения активности по строительству объектов инфраструктуры на Новопортовском месторождении;
 - снижения объемов эксплуатационного бурения и завершения строительства объектов инфраструктуры проекта Бадра;
 - снижения активности из-за ограничения добычи ОПЕК
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 18,0% в основном обусловлен модернизацией завода в Сербии (строительство установки замедленного коксования).

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	30 июня 2018	31 декабря 2017
Дочерние компании		
Краткосрочные кредиты и займы	68 611	131 760
Долгосрочные кредиты и займы	606 210	548 654
Денежные средства и денежные эквиваленты	(66 237)	(90 608)
Краткосрочные депозиты	(102)	(5 779)
Чистый долг	608 482	584 027
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	10,2	19,4
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	1,01	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 3,95 лет на 30 июня 2018 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 5,54% на 31 декабря 2017 г. до 5,99% на 30 июня 2018 г.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
2018	2018			2018	2017	Δ, %
102 994	74 145	38,9	Прибыль за период	177 139	118 051	50,1
20 510	14 655	40,0	Итого расход по налогу на прибыль	35 165	28 162	24,9
5 465	5 945	(8,1)	Финансовые расходы	11 410	13 261	(14,0)
(1 082)	(1 848)	(41,5)	Финансовые доходы	(2 930)	(5 226)	(43,9)
42 340	37 509	12,9	Износ, истощение и амортизация	79 849	66 294	20,4
19 939	4 378	>200	(Прибыль) / Убыток от курсовых разниц, нетто	24 317	(5 705)	-
2 964	2 665	11,2	Прочие расходы	5 629	3 379	66,6
193 130	137 449	40,5	EBITDA	330 579	218 216	51,5
(25 589)	(14 768)	73,3	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(40 357)	(18 710)	115,7
44 862	33 116	35,5	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	77 978	46 301	68,4
212 403	155 797	36,3	Итого скорректированная EBITDA	368 200	245 807	49,8

Финансовые показатели

Рентабельность

	30 июня 2018	30 июня 2017	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	32,36	26,88	5,5
Рентабельность по чистой прибыли, %	15,57	12,91	2,7
Рентабельность активов (ROA), %	11,28	9,09	2,2
Рентабельность капитала (ROE), %	19,49	16,44	3,1
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	16,91	12,54	4,4

Расчет скорректированного ROACE

	30 июня 2018	30 июня 2017
За предыдущие 12 месяцев		
Скорректированная EBITDA	673 360	498 474
Износ, истощение и амортизация	(195 859)	(167 974)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(89 559)	(73 078)
Скорректированный EBIT*	387 942	257 422
Средний используемый капитал	2 293 619	2 052 777
Скорректированный ROACE	16,91	12,54

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

Ликвидность

	30 июня 2018	30 июня 2017	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,12	0,96	16,7
Коэффициент срочной ликвидности	0,49	0,50	(2,0)
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,17	0,26	(34,6)

Лeverедж

	30 июня 2018	30 июня 2017	Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	19,54	22,27	(2,7)
Чистый долг/ Капитал, %	33,09	39,44	(6,3)
Лeverедж, %	24,63	27,99	(3,4)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,40	0,71	(43,7)
Чистый долг/ EBITDA	1,01	1,37	(26,3)
Итого долг/ EBITDA	1,12	1,53	(26,8)

Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности Группы, включают:

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

Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты

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

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

Рост цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке за 6 месяцев 2018 г. оказал положительное влияние на результат Группы.

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %		6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
(долл. США/барр.)			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
74,80	66,76	12,0	Нефть "Brent"	70,74	51,85	36,4
72,62	65,17	11,4	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	68,86	50,61	36,1
(долл. США/т.)				(долл. США/т.)		
712,39	644,40	10,6	Бензин Premium (ср. NWE)	678,12	536,38	26,4
628,74	565,18	11,2	Нафта (ср. Med и NWE)	596,70	452,01	32,0
658,82	591,34	11,4	Дизельное топливо (ср. NWE)	624,81	466,09	34,1
649,43	584,66	11,1	Газойль 0,1% (ср. Med)	616,79	460,02	34,1
392,80	345,05	13,8	Мазут 3,5% (ср. NWE)	368,74	274,50	34,3
(руб./т.)			Внутренний рынок	(руб./т.)		
43 753	37 005	18,2	Высокооктановый бензин	40 398	36 326	11,2
35 570	34 459	3,2	Низкооктановый бензин	35 018	30 558	14,6
39 569	36 405	8,7	Дизельное топливо	37 996	31 348	21,2
13 686	10 647	28,5	Мазут	12 175	8 880	37,1

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

Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция

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

2 кв. 2018	1 кв. 2018		6 месяцев	
			2018	2017
1,30	0,80	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	2,10	2,30
61,80	56,88	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	59,35	57,99
57,26	57,60	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	57,60	60,66
62,76	57,26	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	62,76	59,09
0,10	(0,01)	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	0,09	(0,03)

Налогообложение

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

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %		6 месяцев 2018	2017	Δ, %
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
120,57	117,00	3,1	Нефть	118,78	85,42	39,1
36,13	35,07	3,0	Светлые нефтепродукты	35,60	25,60	39,1
36,13	35,07	3,0	Дизельное топливо	35,60	25,60	39,1
36,13	35,07	3,0	Бензин	35,60	25,60	39,1
66,23	64,30	3,0	Нафта	65,27	46,95	39,0
120,57	117,00	3,1	Темные нефтепродукты	118,78	85,42	39,1
			Налог на добычу полезных ископаемых			
12 861	10 391	23,8	Нефть (руб./т.)	11 626	7 498	55,1

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

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

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
$\leq 109,50$	0%
$109,50 < P \leq 146,00$	$35\% \times (P - 109,50)$
$146,00 < P \leq 182,50$	$12,78 + 45\% \times (P - 146,00)$
$> 182,50$	$29,20 + 30\% \times (P - 182,50)$ с 2017 г.

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

б) В соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2012 г. № 239-ФЗ законодательно урегулирован вопрос установления Правительством РФ особых формул расчета пониженных ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую с особыми физико-химическими характеристиками, классифицируемую кодами ТН ВЭД ТС 2709 00 900 1 и 2709 00 900 3, размер которых в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 марта 2013 г. № 276 устанавливается в зависимости от сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки Urals в следующем размере:

$Ст = (P - 182,5) \times K - 56,57 - 0,14 \times P$, где P - цена на нефть "Urals" (в долларах США за тонну), а K - приростной коэффициент, равный 30% с 2017г.

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

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

в) В соответствии с п.1.1 ст.35 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» для нефти, добытой на новом морском месторождении, установлено освобождение от уплаты вывозной таможенной пошлины на срок до:

- 31 марта 2032 г. - для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50% и более своей площади в Балтийском море, Черном море (глубина до 100м), Печорском или Белом море, Охотском море (южнее 550 с.ш.), в российской части дна Каспийского моря;
- 31 марта 2042 г. - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина более 100м), Охотском море (севернее 550 с.ш.), Баренцевом море (южнее 720 с.ш.);
- неограниченно - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 720 с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море).

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

Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты

В соответствии со статьей 3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», ставка вывозной таможенной пошлины на отдельные категории товаров, выработанных из нефти, устанавливается Правительством РФ. При этом от вывозных таможенных пошлин освобождаются нефтепродукты, экспортируемые в Таджикистан, 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:

$Стп = K \times Стн$, 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

Акциз на нефтепродукты

Налогоплательщиками по уплате акциза на нефтепродукты на территории РФ являются производители нефтепродуктов. Кроме того, налог уплачивается юридическими лицами при ввозе подакцизных товаров на территорию РФ.

В соответствии со статьей 193 НК РФ установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты (с учетом положений Федерального закона от 19.07.2018 № 199-ФЗ), рублей за тонну:

	2017 г.	2018 г.	
		01.01.-31.05	01.06.-31.12
Бензин			
Ниже класса 5	13 100	13 100	13 100
Класс 5	10 130	11 213	8 213
Прямогонный	13 100	13 100	13 100
Дизельное топливо	6 800	7 665	5 665
Моторные масла	5 400	5 400	5 400
Средние дистилляты	7 800	8 662	6 665

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

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

с 2017 г.

НДПИ на нефть	919 x Кц - Дм
---------------	---------------

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

Кндпи = 559

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

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

Кз – 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_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 Кз рассчитывается по формуле: $Кз = 0,125 \times V_3 + 0,375$

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

- 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2×10^{-3} мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;
- 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2×10^{-3} мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;
- 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья.

Кдв - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. Кдв применяется для участков недр, на которых имеются залежи с коэффициентом $K_d < 1$. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ 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 НДПИ на нефть на участках недр, расположенных полностью или частично в регионах со сложными природно-климатическими и геологическими условиями (в частности, по Ямалу 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 руб. на 2019-2020 гг.

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 НДПИ (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 нулевая ставка налога в отношении нефти, добытой из залежей, отнесенных к баженским продуктивным отложениям, при условии соблюдения требований НК РФ.

Эффективная ставка НДС на нефть по Группе

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %		6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
12 861	10 391	23,8	Общеустановленная ставка НДС на нефть	11 626	7 498	55,1
10 486	8 480	23,7	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом	9 494	6 388	48,6
2 375	1 911		Отклонение эффективной ставки НДС на	2 132	1 110	
18,5%	18,4%		Отклонение эффективной ставки НДС на	18,3%	14,8%	

По итогам 6 месяцев 2018 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 9 494 руб./т., что на 2 132 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 установлены следующие ставки НДС на газ горючий природный и газовый конденсат:

Природный газ (руб./ тыс. куб. м.)	$35 \times \text{Еут} \times \text{Кс} + \text{Тг}$
Газовый конденсат (руб. / тонну)	$42 \times \text{Еут} \times \text{Кс} \times \text{Ккм}$

Еут - базовое значение единицы условного топлива, рассчитываемое налогоплательщиком в зависимости от цены природного газа и газового конденсата, а также соотношения объемов добычи указанных углеводородов.

Кс - коэффициент, характеризующий сложность добычи полезного ископаемого из залежи. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС и принимается равным минимальному значению из 5 понижающих коэффициентов - Кр (льгота по территориальному признаку), Квг (льгота для выработанных участков недр), Кгз (льгота для залежей с глубиной залегания более 1,7 км), Кас (льгота для участков недр региональной системы газоснабжения) и Корз (льгота для залежей, отнесенных к туронским продуктивным отложениям).

Тг - показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (согласно информации ФАС России на 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 6 месяцев 2018 г. составила 587 руб. за тыс. куб. м, что на 45 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 6 месяцев 2018 г.	Применимость к Группе
НДС на природный газ	
Понижающий коэффициент Кс к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Заполярье» ООО «Газпромнефть-Ямал» ООО «Газпромнефть-Оренбург»
НДС на нефть	
Понижающий коэффициент Кз к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Понижающий коэффициент Кв к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Восток» АО «Южуралнефтегаз» 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»
Налог на прибыль организаций	
Применение пониженной ставки в размере 16% (льгота 4% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	ООО «Газпромнефть-Хантос» АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 17% (льгота 3% в соответствии с региональным законодательством Оренбургской области)	АО «Южуралнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 16,5% (льгота 3,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Заполярье» 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»

Налоговые льготы, применяемые в течение 6 месяцев 2018 г.	Применимость к Группе
	ООО «Газпромнефть Бизнес-сервис» ООО «Газпромнефть-Региональные продажи» ООО «Газпромнефть Марин Бункер» АО «МФК «Лахта Центр» ООО «Газпромнефть Шиппинг» ООО «Газпром нефть шельф» ¹
Налог на имущество	
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 «Заполярье»
Освобождение от налога на имущество в отношении имущества, созданного/ приобретенного при реализации инвестиционных проектов в Оренбургской области (в соответствии с региональным законодательством Оренбургской области)	ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Освобождение от уплаты налога на имущество в отношении имущества, созданного/ приобретенного, а также введенного в эксплуатацию в рамках реализации инвестиционных проектов в размере 50 % от суммы налога, зачисляемой в бюджет Томской области (в соответствии с региональным законодательством Томской области)	ООО «Газпромнефть-Восток»
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»

¹ 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:

2 кв. 2018	1 кв. 2018	Δ, %	(руб./т.)	6 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Нефть						
Экспорт						
2 327	2 218	4,9	Трубопроводный	2 273	2 006	13,3
СНГ						
1 608	1 570	2,4	Трубопроводный	1 589	1 567	1,4
Транспортировка на НПЗ						
754	767	(1,7)	Омский НПЗ	760	713	6,6
1 530	1 517	0,9	Московский НПЗ	1 524	1 544	(1,3)
1 332	1 306	2,0	Ярославский НПЗ	1 319	1 310	0,7
Нефтепродукты						
Экспорт с Омского НПЗ						
3 769	3 342	12,8	Бензин	3 557	2 530	40,6
5 519	5 338	3,4	Мазут	5 429	5 289	2,6
4 537	4 176	8,6	Дизельное топливо	4 357	4 088	6,6
Экспорт с Московского НПЗ						
-	2 697	-	Бензин	1 341	2 797	(52,1)
3 222	3 099	4,0	Мазут	3 161	3 049	3,7
2 865	2 721	5,3	Дизельное топливо	2 793	2 044	36,6
Экспорт с Ярославского НПЗ						
3 311	2 857	15,9	Бензин	3 085	2 692	14,6
3 079	2 960	4,0	Мазут	3 020	2 882	4,8
2 493	2 212	12,7	Дизельное топливо	2 353	2 053	14,6

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 6 месяцев 2018 и 2017 гг. представлено ниже:

	6 месяцев	
	2018	2017
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего		
порт Балтийского моря – Приморск	11,2%	21,7%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	0,0%	2,0%
трубопровод «Дружба»	14,4%	10,0%
порт Новороссийск	6,6%	14,4%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	13,6%	10,0%
Мегет (трубопровода + ж/д) в Китай	0,0%	0,3%
экспортировано минуя систему Транснефть:	54,2%	41,6%
с месторождения Приразломное	18,0%	15,3%
с Новопортовского месторождения	36,2%	26,3%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	95,8%	100,0%
Узбекистан	4,2%	0,0%
Итого	100,0%	100,0%

www.gazprom-neft.com

Контакты: ПАО «Газпром нефть»

Управление по связям с инвесторами, эл. почта: ir@gazprom-neft.ru

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

Тел.: +7 812 385 95 48