

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

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 30 сентября 2018 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 30 сентября и 30 июня 2018 г., и девять месяцев, закончившихся 30 сентября 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

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %		9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
689 557	617 103	11,7	Выручка	1 827 293	1 407 856	29,8
246 262	212 403	15,9	Скорректированная EBITDA*	614 462	399 246	53,9
10 257	9 349	9,7	руб./т. н. э.	8 914	5 954	49,7
21,12	20,40	3,5	долл. США**/барр. н. э.	19,57	13,77	42,1
132 194	96 810	36,5	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО	298 669	189 000	58,0
Операционные результаты						
177,90	168,51	5,6	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	510,96	497,10	2,8
24,01	22,72	5,7	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	68,93	67,05	2,8
1,93	1,85	4,4	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э.)	1,87	1,82	2,8
122,14	116,43	4,9	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	350,96	350,33	0,2
334,54	312,50	7,1	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	959,98	880,68	9,0
11,24	10,44	7,7	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	31,81	29,85	6,6

* 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 9 месяцев 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 совместной разработке месторождений в Западной Сибири. В результате сделки миноритарная доля 49% в уставном капитале «Газпромнефть-Востока» перешла к консорциуму инвесторов;
- Получено право на разработку Новозаринского месторождения в Оренбургской области (по факту открытия месторождения);
- Получены права недропользования на 7 новых лицензионных участках в Ханты-Мансийском автономном округе (Южно-Юганский, Карабашский 17, Карабашский 18, Карабашский 19; Карабашский 25, Карабашский 26, Карабашский 27), на 3 новых лицензионных участках в Ямало-Ненецком округе (Осенний, Южно-Новопортовский и Суровый участок) и на 2 новых лицензионных участках в Оренбургской области (Савицкий и Похвистневский);
- 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 9 месяцев 2018 г. по сравнению с 9 месяцами 2017 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 2,8% и составила 68,93 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском, Приразломном, Восточно-Мессояхском месторождениях и вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз;
- Объем переработки нефти вырос на 6,6% вследствие завершения программы плановых капитальных ремонтов на НПЗ Группы в 2017 г.;
- Выручка выросла на 29,8% вследствие роста цен на нефть на мировом и внутреннем рынках, а также увеличения объема реализации нефтепродуктов;
- Рост цен на нефть и рост добычи по крупным проектам (Новопортовское, Приразломное и Восточно-Мессояхское месторождения) привели к росту показателя скорректированная EBITDA (53,9%);

- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловлен в основном ростом показателя EBITDA. Рост сдерживался убытком по курсовым разницам за 9 месяцев 2018 г.

Результаты за 3 квартал 2018 по сравнению с 2 кварталом 2018

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 5,7% вследствие смягчения ограничений на добычу нефти в рамках соглашения «ОПЕК+», и роста добычи на Новопортовском месторождении;
- Объем переработки нефти вырос на 7,7% квартал к кварталу, что было обусловлено сезонным ростом спроса на нефтепродукты;
- Выручка выросла на 11,7% вследствие роста цен на нефть на мировом и внутреннем рынках, а также увеличения объема реализации нефтепродуктов;
- Рост показателя скорректированная EBITDA на 15,9% обусловлен ростом цен на нефть, ростом добычи и объемов продаж нефтепродуктов через премиальные каналы;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловлен ростом показателя EBITDA и снижением убытка по курсовым разницам в 3 квартале 2018 г.

Анализ операционных результатов деятельности

Эксплуатационное бурение

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %		9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Дочерние компании						
593	568	4,4	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 619	1 935	(16,3)
153	126	21,4	Количество новых скважин (шт.)	396	472	(16,1)
80,08	62,98	27,2	Средний дебит новых скважин (т./сут.)	64,60	53,90	19,9
Совместные операции						
201	186	8,1	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	556	619	(10,2)
34	43	(20,9)	Количество новых скважин (шт.)	105	137	(23,4)
Совместные предприятия						
519	436	19,0	Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 305	1 191	9,6
96	87	10,3	Количество новых скважин (шт.)	253	253	-

- 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 рамках ограничения добычи по соглашению «ОПЕК+»;
- Рост среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям год к году в основном обусловлен вводом высокодебитных скважин на Новопортовском месторождении;
- Снижение количества новых скважин год к году по совместным операциям обусловлено увеличением доли высокотехнологичных скважин;
- Рост объемов бурения год к году по совместным предприятиям обусловлен дальнейшим разбуриванием Восточно-Мессояхского месторождения;
- Рост объемов бурения и количества новых скважин квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором.

Добыча

3кв. 2018	2кв. 2018	Δ, %		9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
(млн. т.)			Нефть, конденсат и ЖУВ	(млн. т.)		
3,28	2,70	21,5	Ноябрьскнефтегаз	8,55	9,70	(11,9)
3,46	3,47	(0,3)	Хантос***	10,38	10,85	(4,3)
1,11	1,06	4,7	Томскнефть	3,22	3,49	(7,7)
0,79	0,76	3,9	СПД	2,29	2,30	(0,4)
0,68	0,68	-	Оренбург****	1,99	2,11	(5,7)
0,24	0,24	-	НИС	0,71	0,73	(2,7)
0,42	0,41	2,4	Восток**	1,23	1,24	(0,8)
1,94	1,61	20,5	Новый Порт	5,27	4,27	23,4
0,68	0,90	(24,4)	Приразломное	2,36	1,76	34,1
0,42	0,43	(2,3)	Бадра и Курдистан	1,18	0,94	25,5
0,01	0,02	(50,0)	Прочие	0,07	0,05	40,0
13,03	12,28	6,1	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	37,25	37,44	(0,5)
1,77	1,71	3,5	Доля в добыче Славнефти	5,12	5,45	(6,1)
0,95	1,01	(5,9)	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	2,88	2,74	5,1
0,07	0,08	(12,5)	Доля в добыче Нортгаза	0,23	0,28	(17,9)
0,58	0,54	7,4	Доля в добыче Мессояханефтегаз	1,62	1,12	44,6
3,37	3,34	0,9	Доля в добыче совместных предприятий	9,85	9,59	2,7
16,40	15,62	5,0	Итого добыча нефти, конденсата и ЖУВ	47,10	47,03	0,1
(млрд. куб. м.)			Газ*	(млрд. куб. м.)		
2,31	2,24	3,1	Ноябрьскнефтегаз	6,86	7,69	(10,8)
0,27	0,27	-	Хантос***	0,81	0,83	(2,4)
0,24	0,21	14,3	Томскнефть	0,70	0,69	1,4
0,03	0,03	-	СПД	0,09	0,10	(10,0)
0,67	0,63	6,3	Оренбург****	1,96	1,89	3,7
0,12	0,12	-	НИС	0,36	0,39	(7,7)
0,04	0,04	-	Восток**	0,12	0,11	9,1
1,35	0,78	73,1	Новый Порт	3,01	0,50	>200
0,07	0,08	(12,5)	Прочие	0,21	0,06	>200
5,10	4,40	15,9	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	14,12	12,26	15,2
0,13	0,11	18,2	Доля в добыче Славнефти	0,35	0,34	2,9
3,26	3,42	(4,7)	Доля в добыче СеверЭнергии (Арктикгаз)	9,85	9,10	8,2
0,97	0,90	7,8	Доля в добыче Нортгаза	2,81	3,20	(12,2)
0,02	0,02	-	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,06	0,04	50,0
4,38	4,45	(1,6)	Доля в добыче совместных предприятий	13,07	12,68	3,1
9,48	8,85	7,1	Итого добыча газа	27,19	24,94	9,0
(млн. т. н. э.)			Углеводороды	(млн. т. н. э.)		
17,12	15,81	8,3	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	48,58	47,28	2,7
6,89	6,91	(0,3)	Доля в добыче совместных предприятий	20,35	19,77	2,9
24,01	22,72	5,7	Итого добыча углеводородов млн. т. н. э.	68,93	67,05	2,8
177,90	168,51	5,6	млн. барр. н. э.	510,96	497,10	2,8
1,93	1,85	4,3	Суточная добыча углеводородов (млн. барр.)	1,87	1,82	2,7

* 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 2,7% год к году;

- Добыча нефти и конденсата по Группе год к году увеличилась незначительно на 0,1% и составила 47,10 млн. т.н. в рамках ограничения добычи по соглашению «ОПЕК+»;
- Рост добычи нефти и конденсата по Группе квартал к кварталу на 5,0% обусловлен смягчением ограничений на добычу нефти в рамках «ОПЕК+». Плановая остановка на техническое перевооружение МЛСП «Приразломное» позволила увеличить добычу на месторождениях Западно-Сибирского региона в объемах установленного ограничения уровня добычи, а также изменение квот позволило увеличить добычу на Новопортовском месторождении;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 9,0% год к году, в основном, вследствие роста утилизации попутного газа в связи с запуском установки комплексной подготовки газа на Новопортовском месторождении, роста добычи природного газа на месторождениях Арктикгаза и увеличения доли в Арктикгаз;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 7,1% квартал к кварталу в основном вследствие роста утилизации попутного газа на Новопортовском месторождении в связи с запуском 2ой очереди установок по подготовке газа. Рост сдерживался снижением добычи на месторождениях Арктикгаза вследствие проведения плановых ремонтов установок комплексной подготовки газа в 3 квартале 2018 г.

Покупка нефти

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %	(млн. т.)	9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
1,91	1,85	3,2	Покупки нефти в России *	5,70	5,49	3,8
0,53	0,38	39,5	Покупки нефти на международном рынке	1,08	1,35	(20,0)
2,44	2,23	9,4	Итого покупки нефти	6,78	6,84	(0,9)

* 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 покупки нефти в России год к году обусловлен ростом переработки нефти на НПЗ Группы;
- Рост покупки нефти на международном рынке квартал к кварталу обусловлен ростом переработки в Панчево.

Переработка

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %	(млн. т.)	9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Переработка						
5,44	5,19	4,8	Омск	15,57	15,10	3,1
2,76	2,43	13,6	Москва	7,83	6,58	19,0
1,01	0,84	20,2	Панчево	2,56	2,42	5,8
9,21	8,46	8,9	Переработка на НПЗ дочерних компаний	25,96	24,10	7,7
2,03	1,98	2,5	Доля в Ярославском НПЗ	5,85	5,72	2,3
-	-	-	Доля в Мозырском НПЗ	-	0,03	-
11,24	10,44	7,7	Итого переработка	31,81	29,85	6,6
Производство нефтепродуктов						
2,34	2,24	4,5	Бензин	6,71	6,47	3,7
2,34	2,24	4,5	Класс 5	6,71	6,47	3,7
0,46	0,46	-	Нафта	1,45	0,97	49,5
3,19	3,02	5,6	Дизельное топливо	9,14	8,52	7,3
0,02	0,03	(33,3)	Класс 2 и ниже	0,07	0,09	(22,2)
3,17	2,99	6,0	Класс 5	9,07	8,43	7,6
1,41	1,26	11,9	Мазут	4,22	3,87	9,0
0,97	0,89	9,0	Авиатопливо	2,63	2,31	13,9
0,72	0,69	4,3	Судовое топливо	1,96	2,02	(3,0)
0,98	0,84	16,7	Битумы	2,34	2,04	14,7
0,13	0,11	18,2	Масла	0,36	0,35	2,9
0,64	0,66	(3,0)	Прочие	1,90	2,15	(11,6)
10,84	10,17	6,6	Итого производство нефтепродуктов	30,71	28,70	7,0

- Объем переработки нефти вырос на 7,7% квартал к кварталу, что было обусловлено сезонным ростом спроса на нефтепродукты. Доля основных продуктов в корзине осталась на уровне предыдущего квартала;
- Объем переработки нефти вырос год к году на 6,6% вследствие завершения программы плановых капитальных ремонтов на НПЗ Группы в 2017 г.;
- Рост объема производства высокооктановых бензинов на 3,7% и дизельного топлива на 7,3% год к году обусловлен общим увеличением объема переработки нефти на Московском НПЗ вследствие отсутствия остановок на реконструкцию и капитальный ремонт, а также роста объема переработки на Омском и Ярославском НПЗ;
- Увеличение производства нафты год к году обусловлено ростом переработки и экономической эффективностью ее выработки в условиях сложившегося уровня спроса и ценовой конъюнктуры на нефть и нефтепродукты;
- Увеличение производства авиатоплива год к году на 13,9% обусловлено увеличением переработки нефти и увеличением выработки на Ярославском НПЗ за счет оптимизации технологических процессов;
- Рост объема производства битумов на 14,7% год к году обусловлен ростом спроса на внутреннем рынке и расширением географии экспортных поставок.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	3 кв. 2018		2 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	3 524	0,08	5 428	0,13	(35,1)	(38,5)
Авиатопливо	2 416	0,05	2 235	0,05	8,1	-
Судовое топливо	939	0,03	1 745	0,05	(46,2)	(40,0)
Масла	298	0,01	318	-	(6,3)	-
Итого	7 177	0,17	9 726	0,23	(26,2)	(26,1)

	9 месяцев 2018		9 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	11 322	0,28	7 313	0,26	54,8	7,7
Авиатопливо	7 442	0,17	4 820	0,14	54,4	21,4
Судовое топливо	5 473	0,17	5 059	0,21	8,2	(19,0)
Масла	856	0,01	668	-	28,1	-
Итого	25 093	0,63	17 860	0,61	40,5	3,3

- Снижение объёмов покупки нефтепродуктов на международном рынке квартал к кварталу обусловлено ростом производства собственного ресурса;
- Рост объёмов покупки авиатоплива на международном рынке год к году связан с расширением географии присутствия и повышением спроса на международные авиаперевозки;
- Снижение объёмов покупки судового топлива квартал к кварталу и год к году обусловлено сокращением бункерного рынка Румынии.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	3 кв. 2018		2 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	4 451	0,16	2 805	0,08	58,7	100,0
Низкооктановый бензин	16	-	16	-	-	-
Дизельное топливо	5 505	0,14	4 163	0,11	32,2	27,3
Продукты нефтехимии	412	0,01	220	0,01	87,3	-
Прочие	84	-	69	0,01	21,7	-
Итого	10 468	0,31	7 273	0,21	43,9	47,6

	9 месяцев 2018		9 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	9 052	0,30	4 504	0,15	101,0	100,0
Низкооктановый бензин	76	-	167	0,01	(54,5)	-
Дизельное топливо	11 773	0,32	3 118	0,12	>200	166,7
Продукты нефтехимии	859	0,03	563	0,02	52,6	50,0
Прочие	215	0,01	259	0,04	(17,0)	(75,0)
Итого	21 975	0,66	8 611	0,34	155,2	94,1

- Рост покупки нефтепродуктов в СНГ квартал к кварталу и 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)

	3 кв. 2018		2 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	14 044	0,34	17 651	0,41	(20,4)	(17,1)
Дизельное топливо	10 089	0,24	9 013	0,22	11,9	9,1
Авиатопливо	2 191	0,06	2 040	0,05	7,4	20,0
Судовое топливо	1 878	0,05	1 459	0,04	28,7	25,0
Битум	653	0,03	446	0,04	46,4	(25,0)
Продукты нефтехимии	1 197	0,03	1 040	0,02	15,1	50,0
Прочие	1 292	0,03	1 061	0,01	21,8	200,0
Итого	31 344	0,78	32 710	0,79	(4,2)	(1,3)

	9 месяцев 2018		9 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	44 759	1,11	48 911	1,36	(8,5)	(18,4)
Дизельное топливо	30 428	0,74	30 075	0,89	1,2	(16,9)
Авиатопливо	5 326	0,14	7 222	0,24	(26,3)	(41,7)
Судовое топливо	4 042	0,12	2 577	0,12	56,8	-
Битум	1 144	0,07	627	0,05	82,5	40,0
Масла	-	-	176	0,01	-	-
Продукты нефтехимии	2 504	0,05	55	-	>200	-
Прочие	3 148	0,09	5 212	0,13	(39,6)	(30,8)
Итого	91 351	2,32	94 855	2,80	(3,7)	(17,1)

- Снижение объема покупки нефтепродуктов квартал к кварталу и год к году обусловлено ростом собственного производства на НПЗ Группы.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %		9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 176	1 185	(0,8)	в России	1 176	1 175	0,1
193	192	0,5	в СНГ	193	187	3,2
415	416	(0,2)	в Восточной Европе	415	413	0,5
1 784	1 793	(0,5)	Итого АЗС (на конец периода)	1 784	1 775	0,5
			Среднесуточная реализация через одну АЗС			
21,28	20,50	3,8	по России (т./сут.)	20,51	19,68	4,2
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы		(млн. т.)	
5,49	5,05	8,7	Продажи автомобильного топлива	15,28	14,79	3,3
0,90	0,80	12,5	Продажи авиатоплива	2,36	2,11	11,8
0,82	0,70	17,1	Продажи судового топлива	2,13	2,04	4,4
0,08	0,08	-	Продажи масел	0,23	0,22	4,5
0,14	0,11	27,3	Битум	0,27	0,21	28,6
7,43	6,74	10,2	Итого объем продаж через премиальные каналы	20,27	19,37	4,6

- Общее количество действующих АЗС снизилось на 0,5% квартал к кварталу вследствие реконструкции и ремонтов на АЗС;
- Среднесуточная реализация через одну АЗС в России год к году выросла на 4,2% за счет проведения маркетинговых мероприятий;
- Рост 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 г. Москвы вследствие увеличения активности авиаперевозок;
- Рост объема продаж судового топлива год к году связан с увеличением спроса на бункеровку.

Результаты деятельности

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
672 137	600 224	12,0	Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	1 776 716	1 360 521	30,6
17 420	16 879	3,2	Прочая выручка	50 577	47 335	6,8
689 557	617 103	11,7	Итого выручка от продаж*	1 827 293	1 407 856	29,8
Расходы и прочие затраты						
(166 581)	(143 479)	16,1	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(432 678)	(334 536)	29,3
(56 819)	(56 672)	0,3	Производственные и операционные расходы	(164 991)	(157 597)	4,7
(30 481)	(28 412)	7,3	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(83 104)	(72 788)	14,2
(35 492)	(34 106)	4,1	Транспортные расходы	(106 278)	(106 252)	-
(46 693)	(42 340)	10,3	Износ, истощение и амортизация	(126 542)	(102 075)	24,0
(182 721)	(166 033)	10,1	Налоги, за исключением налога на прибыль	(489 829)	(356 522)	37,4
(20 531)	(20 674)	(0,7)	Экспортные пошлины	(62 804)	(55 997)	12,2
(343)	(186)	84,4	Расходы на геологоразведочные работы	(798)	(269)	196,7
(539 661)	(491 902)	9,7	Итого операционные расходы	(1 467 024)	(1 186 036)	23,7
149 896	125 201	19,7	Операционная прибыль	360 269	221 820	62,4
29 305	25 589	14,5	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	69 662	31 236	123,0
(6 798)	(19 939)	(65,9)	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	(31 115)	7 942	-
1 665	1 082	53,9	Финансовые доходы	4 595	8 266	(44,4)
(4 870)	(5 465)	(10,9)	Финансовые расходы	(16 280)	(19 288)	(15,6)
(3 279)	(2 964)	10,6	Прочие расходы	(8 908)	(2 964)	>200
16 023	(1 697)	-	Итого прочие доходы / (расходы)	17 954	25 192	(28,7)
165 919	123 504	34,3	Прибыль до налогообложения	378 223	247 012	53,1
(19 339)	(16 835)	14,9	Расход по текущему налогу на прибыль	(47 280)	(33 733)	40,2
(6 318)	(3 675)	71,9	Расход по отложенному налогу на прибыль	(13 542)	(12 780)	6,0
(25 657)	(20 510)	25,1	Итого расход по налогу на прибыль	(60 822)	(46 513)	30,8
140 262	102 994	36,2	Прибыль за период	317 401	200 499	58,3
(8 068)	(6 184)	30,5	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(18 732)	(11 499)	62,9
132 194	96 810	36,5	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	298 669	189 000	58,0

*Выручка с учетом акциза с продаж

Выручка

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Нефть						
151 541	139 618	8,5	Продажи на экспорт	409 060	296 144	38,1
11 226	10 167	10,4	Международный рынок	27 916	14 993	86,2
10 349	9 826	5,3	Экспорт и продажи в СНГ	29 680	20 694	43,4
24 919	27 487	(9,3)	Внутренний рынок	67 668	63 040	7,3
198 035	187 098	5,8	Итого выручка от продаж нефти	534 324	394 871	35,3
Газ						
277	352	(21,3)	Международный рынок	881	1 005	(12,3)
9 388	8 673	8,2	Внутренний рынок	26 697	27 432	(2,7)
9 665	9 025	7,1	Итого выручка от продаж газа	27 578	28 437	(3,0)
Нефтепродукты						
79 034	79 432	(0,5)	Продажи на экспорт	238 479	163 923	45,5
51 190	39 152	30,7	Международный рынок	118 621	78 871	50,4
76 085	61 431	23,9	Продажи на международном рынке	186 166	127 708	45,8
(24 895)	(22 279)	11,7	Минус: акциз с продаж	(67 545)	(48 837)	38,3
25 292	22 884	10,5	СНГ	67 773	55 476	22,2
25 502	23 094	10,4	Экспорт и продажи в СНГ	68 391	56 308	21,5
(210)	(210)	-	Минус: акциз с продаж	(618)	(832)	(25,7)
308 921	262 633	17,6	Внутренний рынок	789 941	638 943	23,6
464 437	404 101	14,9	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	1 214 814	937 213	29,6
17 420	16 879	3,2	Прочая выручка	50 577	47 335	6,8
689 557	617 103	11,7	Итого выручка	1 827 293	1 407 856	29,8

Объем реализации

3 кв. 2018	2 кв. 2018			9 месяцев		
		Δ, %		2018	2017	Δ, %
(млн. т.)			Нефть	(млн. т.)		
4,22	4,23	(0,2)	Продажи на экспорт	12,74	13,67	(6,8)
0,33	0,32	3,1	Продажи на международном рынке*	0,91	0,75	21,3
0,39	0,40	(2,5)	Продажи в СНГ	1,24	1,26	(1,6)
1,07	1,26	(15,1)	Продажи на внутреннем рынке	3,22	4,44	(27,5)
6,01	6,21	(3,2)	Итого продажи нефти	18,11	20,12	(10,0)
(млрд. куб. м.)			Газ	(млрд. куб. м.)		
0,02	0,02	-	Продажи на международном рынке	0,06	0,10	(40,0)
3,42	3,22	6,2	Продажи на внутреннем рынке	9,82	10,47	(6,2)
3,44	3,24	6,2	Итого продажи газа	9,88	10,57	(6,5)
(млн. т.)			Нефтепродукты	(млн. т.)		
2,10	2,30	(8,7)	Продажи на экспорт	7,22	7,10	1,7
1,08	0,90	20,0	Продажи на международном рынке	2,74	2,49	10,0
0,68	0,63	7,9	Продажи в СНГ	1,89	1,83	3,3
8,22	7,39	11,2	Продажи на внутреннем рынке	22,27	21,07	5,7
12,08	11,22	7,7	Итого продажи нефтепродуктов	34,12	32,49	5,0

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %		9 месяцев 2018	2017	Δ, %
(руб./т.)				(руб./т.)		
35 910	33 007	8,8	Нефть	32 108	21 664	48,2
26 536	24 565	8,0	Продажи на экспорт	23 935	16 424	45,7
23 288	21 815	6,8	Экспорт в СНГ	21 015	14 198	48,0
			Продажи на внутреннем рынке			
(руб./т.)				(руб./т.)		
37 635	34 536	9,0	Нефтепродукты	33 030	23 088	43,1
37 503	36 657	2,3	Продажи на экспорт	36 186	30 769	17,6
37 582	35 539	5,7	Экспорт и продажи в СНГ	35 471	30 325	17,0
			Продажи на внутреннем рынке			

Реализация нефти

- 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 обусловлен ростом добычи в Ираке;
- Снижение объемов продаж нефти на внутреннем рынке год к году и квартал к кварталу обусловлено ростом переработки на собственных НПЗ Группы.

Реализация газа

- Объем реализации газа на внутреннем рынке снизился на 6,2% год к году вследствие снижения добычи газа в Ноябрьском регионе в связи с ограничением добычи по соглашению с ОПЕК.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	3 кв. 2018		2 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Нафта	11 897	0,28	13 104	0,33	(9,2)	(15,2)
Дизельное топливо	28 168	0,64	29 094	0,71	(3,2)	(9,9)
Мазут	19 699	0,73	18 527	0,78	6,3	(6,4)
Авиатопливо	6 463	0,13	5 160	0,11	25,3	18,2
Судовое топливо	7 544	0,20	9 509	0,27	(20,7)	(25,9)
Битумы	469	0,02	381	0,02	23,1	-
Масла	1 577	0,03	1 322	0,02	19,3	50,0
Продукты нефтехимии	1 499	0,03	1 907	0,04	(21,4)	(25,0)
Прочие	1 718	0,04	428	0,02	>200	100,0
Итого	79 034	2,10	79 432	2,30	(0,5)	(8,7)

	9 месяцев 2018		9 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	830	0,03	-	-	-	-
Нафта	37 023	0,98	18 275	0,69	102,6	42,0
Дизельное топливо	85 113	2,17	57 856	2,04	47,1	6,4
Мазут	59 362	2,57	36 753	2,25	61,5	14,2
Авиатопливо	16 239	0,35	8 547	0,26	90,0	34,6
Судовое топливо	26 041	0,78	23 233	1,04	12,1	(25,0)
Битумы	970	0,05	745	0,05	30,2	-
Масла	4 587	0,08	3 450	0,06	33,0	33,3
Продукты нефтехимии	5 545	0,13	2 808	0,12	97,5	8,3
Прочие	2 769	0,08	12 256	0,59	(77,4)	(86,4)
Итого	238 479	7,22	163 923	7,10	45,5	1,7

- Сокращение объемов реализации на экспорт квартал к кварталу на 8,7% обусловлено рыночной конъюнктурой и эффективностью реализации на внутреннем 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 год к году и квартал к кварталу обусловлено в основном сокращением бункерного рынка Румынии;
- Увеличение объема реализации авиатоплива на экспорт год к году и квартал к кварталу связано с расширением географии присутствия.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	3 кв. 2018		2 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	8 699	0,21	8 338	0,21	4,3	-
Низкооктановый бензин	154	0,01	113	-	36,3	-
Дизельное топливо	11 038	0,26	9 235	0,23	19,5	13,0
Авиатопливо	1 000	0,02	1 895	0,05	(47,2)	(60,0)
Судовое топливо	268	0,01	-	-	-	-
Битумы	2 200	0,12	1 396	0,08	57,6	50,0
Масла	1 024	0,02	1 060	0,03	(3,4)	(33,3)
Продукты нефтехимии и прочие	1 119	0,03	1 057	0,03	5,9	-
Итого	25 502	0,68	23 094	0,63	10,4	7,9

	9 месяцев 2018		9 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	25 092	0,65	22 509	0,67	11,5	(3,0)
Низкооктановый бензин	346	0,01	500	0,01	(30,8)	-
Нафта	-	-	230	0,01	-	-
Дизельное топливо	28 021	0,71	21 020	0,64	33,3	10,9
Мазут	-	-	109	0,01	-	-
Авиатопливо	5 184	0,13	4 419	0,15	17,3	(13,3)
Судовое топливо	268	0,01	-	-	-	-
Битумы	3 954	0,22	2 874	0,21	37,6	4,8
Масла	2 781	0,06	2 082	0,05	33,6	20,0
Продукты нефтехимии и прочие	2 745	0,10	2 565	0,08	7,0	25,0
Итого	68 391	1,89	56 308	1,83	21,5	3,3

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	3 кв. 2018		2 кв. 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	111 629	2,48	102 424	2,33	9,0	6,4
Низкооктановый бензин	115	-	100	0,01	15,0	-
Нафта	1 874	0,05	1 945	0,06	(3,7)	(16,7)
Дизельное топливо	103 124	2,41	86 198	2,10	19,6	14,8
Мазут	9 247	0,56	5 879	0,42	57,3	33,3
Авиатопливо	35 706	0,87	30 274	0,78	17,9	11,5
Судовое топливо	16 390	0,55	13 021	0,47	25,9	17,0
Битумы	12 029	0,71	8 872	0,67	35,6	6,0
Масла	4 537	0,08	3 535	0,07	28,3	14,3
Продукты нефтехимии	8 198	0,24	6 587	0,25	24,5	(4,0)
Прочие	6 072	0,27	3 798	0,23	59,9	17,4
Итого	308 921	8,22	262 633	7,39	17,6	11,2

	9 месяцев 2018		9 месяцев 2017		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	300 914	7,01	269 442	6,92	11,7	1,3
Низкооктановый бензин	304	0,01	643	0,02	(52,7)	(50,0)
Нафта	4 915	0,15	-	-	-	-
Дизельное топливо	265 148	6,47	214 861	6,34	23,4	2,1
Мазут	20 014	1,44	11 140	1,19	79,7	21,0
Авиатопливо	89 441	2,30	62 549	2,13	43,0	8,0
Судовое топливо	38 009	1,41	26 460	1,42	43,6	(0,7)
Битумы	24 949	1,79	18 549	1,60	34,5	11,9
Масла	11 240	0,21	10 126	0,19	11,0	10,5
Продукты нефтехимии	21 648	0,76	16 714	0,68	29,5	11,8
Прочие	13 359	0,72	8 459	0,58	57,9	24,1
Итого	789 941	22,27	638 943	21,07	23,6	5,7

- Рост объема реализации нефтепродуктов квартал к кварталу обусловлен ростом производства на НПЗ Группы и эффективностью реализации на внутреннем рынке;
- 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 (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 федеральными участниками рынка.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 29,3% 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

3кв. 2018	2кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев 2018	2017	Δ, %
28 102	27 041	3,9	Расходы на добычу углеводородов	80 440	82 569	(2,6)
1 641	1 710	(4,0)	руб./т.н.э.	1 656	1 746	(5,2)
3,42	3,77	(9,3)	долл. США*/барр. н. э.	3,68	4,08	(9,8)
20 938	20 273	3,3	Дочерние компании на территории РФ	60 168	63 557	(5,3)
1 477	1 563	(5,5)	руб./т.н.э.	1 502	1 638	(8,3)
3,07	3,45	(11,0)	долл. США ¹ /барр. н. э.	3,34	3,83	(12,8)
			в том числе			
15 028	14 585	3,0	расходы на добычу по зрелым	43 310	50 737	(14,6)
1 623	1 690	(4,0)	руб./т.н.э.	1 640	1 767	(7,2)
3,38	3,73	(9,4)	долл. США ¹ /барр. н. э.	3,64	4,13	(11,9)
5 910	5 688	3,9	расходы на добычу по новым	16 858	12 820	31,5
1 201	1 311	(8,4)	руб./т.н.э.	1 234	1 271	(2,9)
2,50	2,89	(13,5)	долл. США ¹ /барр. н. э.	2,74	2,97	(7,7)
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**	6 925	5 998	15,5
2 546	2 331	9,2	руб./т.н.э.	3 011	2 999	0,4
3 182	2 878	10,6	долл. США ¹ /барр. н. э.	6,69	7,01	(4,6)
6,62	6,35	4,3	Совместные операции	13 347	13 014	2,6
4 618	4 437	4,1	руб./т.н.э.	2 170	2 027	7,1
2 178	2 207	(1,3)	долл. США ¹ /барр. н. э.	4,82	4,74	1,7
4,53	4,87	(7,0)				
14 729	14 587	1,0	Расходы на переработку	42 867	40 113	6,9
7 659	7 885	(2,9)	Расходы на переработку нефти на НПЗ	22 996	22 439	2,5
832	932	(10,7)	руб./т.	886	931	(4,8)
1,73	2,06	(16,0)	долл. США ¹ /барр	1,97	2,18	(9,6)
			Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***	9 321	8 889	4,9
3 170	3 173	(0,1)	руб./т.	1 593	1 546	3,0
1 562	1 603	(2,6)	долл. США ¹ /барр	3,54	3,62	(2,2)
3,25	3,54	(8,2)				
3 900	3 529	10,5	Расходы на производство масел	10 550	8 785	20,1
8 716	8 129	7,2	Расходы на транспортировку до НПЗ	24 687	21 455	15,1
5 272	6 915	(23,8)	Прочие операционные расходы	16 997	13 460	26,3
56 819	56 672	0,3	Итого	164 991	157 597	4,7

* 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;
- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на территории РФ на 5,5% квартал к кварталу обусловлено снижением расходов по зрелым месторождениям вследствие роста добычи в Ноябрьском регионе и снижением расходов по новым месторождениям вследствие роста добычи на Новопортовском месторождении;
- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям на территории РФ на 8,3% 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 7,2% 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 4,6% год к году обусловлено ростом добычи в Ираке;

- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 7,1% 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 снизились на 10,7% квартал к кварталу в связи с:
 - Ростом объема переработки;
 - Снижением 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;
 - 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 2,5% 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 15,1% 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 бытовые 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 14,2% год к году вследствие:
 - Увеличения оценочного обязательства вследствие роста цены акции;
 - 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 остались на уровне прошлого года. Рост расходов на транспортировку нефтепродуктов вследствие роста объема реализации был нивелирован снижением расхода на транспортировку нефти вследствие снижения объема продаж на экспорт.

Износ, истощение и амортизация

Износ, истощение и амортизация включают истощение нефтегазовых активов, амортизацию прочих основных средств и обесценение нефтегазовых активов.

- Рост расходов по износу, истощению и амортизации на 24,0% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи на Новопортовском месторождении и в Ираке.

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

Налоги, за исключением налога на прибыль

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
142 200	122 310	16,3	Налог на добычу полезных ископаемых	361 687	236 071	53,2
30 883	34 121	(9,5)	Акциз	99 394	95 958	3,6
5 319	5 449	(2,4)	Взносы по социальному страхованию	16 518	14 583	13,3
4 319	4 153	4,0	Прочие налоги	12 230	9 910	23,4
182 721	166 033	10,1	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	489 829	356 522	37,4

- Рост расхода по НДС на 16,3% квартал к кварталу обусловлен ростом цен на нефть и объемов добычи;
- Рост расхода по НДС на 53,2% год к году обусловлен ростом цен на нефть и повышением корректирующего коэффициента (Кк в формуле расчета);
- Снижение расхода по акцизам на 9,5% квартал к кварталу обусловлено снижением ставок по акцизам с июня 2018 г.;
- Рост расхода по акцизам 3,6% год к году обусловлен повышением ставок в 1 м полугодии 2018 г. и ростом объема переработки на НПЗ дочерних компаний в РФ в 2018 г.

Экспортные пошлины

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
9 852	10 226	(3,7)	Экспортная пошлина на нефть	31 184	35 242	(11,5)
10 679	10 448	2,2	Экспортная пошлина на нефтепродукты	31 620	20 755	52,3
20 531	20 674	(0,7)	Итого экспортная пошлина	62 804	55 997	12,2

- Снижение экспортных пошлин на нефть на 11,5% год к году обусловлено снижением объема продаж на экспорт и сокращением доли поставок облагаемых экспортными пошлинами;
- Рост экспортных пошлин на нефтепродукты на 52,3% год к году обусловлен ростом ставок вследствие увеличения цен на нефть и ростом объема продаж на экспорт.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
5 871	5 285	11,1	Славнефть	13 798	7 549	82,8
9 213	7 090	29,9	Мессояханефтегаз	20 584	7 040	192,4
12 256	11 144	10,0	СеверЭнергия (Арктикгаз)	29 909	12 672	136,0
980	972	0,8	Нортгаз	2 689	2 514	7,0
985	1 098	(10,3)	Прочие компании	2 682	1 461	83,6
29 305	25 589	14,5	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	69 662	31 236	123,0

- 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 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 и квартал к кварталу вследствие роста добычи и роста цен на нефть.

Прочие доходы и расходы

- Прочие расходы в основном представлены выбытием внеоборотных активов.

Прочие финансовые статьи

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

Ликвидность и источники капитала

Денежные средства

(млн. руб.)	9 месяцев		
	2018	2017	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	391 636	325 781	20,2
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(220 946)	(235 661)	(6,2)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(137 437)	(54 141)	153,9
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов	33 253	35 979	(7,6)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

(млн. руб.)	9 месяцев		
	2018	2017	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	481 862	323 377	49,0
Изменения в оборотном капитале	(20 761)	54 352	-
Уплаченный налог на прибыль	(43 808)	(25 494)	71,8
Проценты уплаченные	(35 244)	(29 760)	18,4
Дивиденды полученные	9 587	3 306	190,0
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	391 636	325 781	20,2

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 20,2% год к году, в основном, в результате роста операционной прибыли и полученных дивидендов от совместных предприятий. Рост сдерживался негативным изменением рабочего капитала вследствие роста цен на нефть и нефтепродукты.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

(млн. руб.)	9 месяцев		
	2018	2017	Δ %
Капитальные затраты	(256 790)	(242 768)	5,8
Приобретение дочерних компаний, долей в совместной деятельности и инвестиций, учитываемых по методу долевого участия	(1 176)	(8 093)	(85,5)
Изменение денежных средств на депозитах	7 185	(3 943)	-
Изменение займов и прочих инвестиций	12 116	10 119	19,7
Проценты полученные	16 278	6 542	148,8
Прочие операции	1 441	2 482	(41,9)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(220 946)	(235 661)	(6,2)

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, снизились на 6,2%. Рост капитальных затрат был нивелирован возвратом займа и полученных процентов от совместного предприятия Мессояханефтегаз.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

(млн. руб.)	9 месяцев		Δ %
	2018	2017	
Погашение займов и кредитов	(74 535)	(726)	>200
Выплата дивидендов акционерам компании	(70 773)	(50 383)	40,5
Поступления от реализации неконтролирующих долей в дочерних обществах	20 728	-	-
Прочие операции	(12 857)	(3 032)	>200
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(137 437)	(54 141)	153,9

- Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, увеличились на 153,9%. За 9 месяцев 2018 г. объем погашений кредитов и займов превысил объем привлечения (погашение рублевых и евро облигаций). 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.)	9 месяцев		Δ, %
	2018	2017	
Разведка и добыча	155 279	152 409	1,9
Дочерние компании	143 534	140 759	2,0
Совместные операции	11 745	11 650	0,8
Нефтепереработка	58 493	45 353	29,0
Маркетинг и сбыт	6 626	4 509	47,0
Прочие	7 924	7 478	6,0
Подытог капитальные вложения	228 322	209 749	8,9
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	28 468	33 019	(13,8)
Итого капитальные вложения	256 790	242 768	5,8

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча выросли на 1,9% вследствие:
 - введения в эксплуатацию высокотехнологичного ледокола;
 - участия в аукционах на право пользования недрами (Савицкий, Похвистневский, Карабашский ЛУ).
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 29,0% в основном обусловлен модернизацией завода в Сербии (строительство установки замедленного коксования).

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	30 сентября 2018	31 декабря 2017
Дочерние компании		
Краткосрочные кредиты и займы	110 789	131 760
Долгосрочные кредиты и займы	566 419	548 654
Денежные средства и денежные эквиваленты	(131 211)	(90 608)
Краткосрочные депозиты	(89)	(5 779)
Чистый долг	545 908	584 027
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	16,4	19,4
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	0,79	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 3,91 лет на 30 сентября 2018 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 5,54% на 31 декабря 2017 г. до 6,01% на 30 сентября 2018 г.

Финансовые приложения

Расчет EBITDA

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
140 262	102 994	36,2	Прибыль за период	317 401	200 499	58,3
25 657	20 510	25,1	Итого расход по налогу на прибыль	60 822	46 513	30,8
4 870	5 465	(10,9)	Финансовые расходы	16 280	19 288	(15,6)
(1 665)	(1 082)	53,9	Финансовые доходы	(4 595)	(8 266)	(44,4)
46 693	42 340	10,3	Износ, истощение и амортизация	126 542	102 075	24,0
6 798	19 939	(65,9)	(Прибыль) / Убыток от курсовых разниц, нетто	31 115	(7 942)	-
3 279	2 964	10,6	Прочие расходы	8 908	2 964	>200
225 894	193 130	17,0	EBITDA	556 473	355 131	56,7
(29 305)	(25 589)	14,5	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(69 662)	(31 236)	123,0
49 673	44 862	10,7	Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	127 651	75 351	69,4
246 262	212 403	15,9	Итого скорректированная EBITDA	614 462	399 246	53,9

Финансовые показатели

Рентабельность

	30 сентября 2018	30 сентября 2017	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	33,63	28,36	5,3
Рентабельность по чистой прибыли, %	17,37	14,24	3,1
Рентабельность активов (ROA), %	12,62	9,75	2,9
Рентабельность капитала (ROE), %	21,34	17,08	4,3
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	19,15	13,04	6,1

Расчет скорректированного ROACE

За предыдущие 12 месяцев	30 сентября 2018	30 сентября 2017
Скорректированная EBITDA	766 183	530 575
Износ, истощение и амортизация	(207 327)	(177 029)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(102 507)	(75 857)
Скорректированный EBIT*	456 349	277 689
Средний используемый капитал	2 382 474	2 128 821
Скорректированный ROACE	19,15	13,04

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

Ликвидность

	30 сентября 2018	30 сентября 2017	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,20	0,98	22,4
Коэффициент срочной ликвидности	0,61	0,51	19,6
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,28	0,25	12,0

Лeverедж

	30 сентября 2018	30 сентября 2017	Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	16,39	21,32	(4,9)
Чистый долг/ Капитал, %	27,28	36,71	(9,4)
Лeverедж, %	21,23	26,66	(5,4)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,31	0,56	(44,6)
Чистый долг/ EBITDA	0,79	1,27	(37,8)
Итого долг/ EBITDA	0,98	1,42	(31,0)

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 9 месяцев 2018 г. оказал положительное влияние на результат Группы.

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %		9 месяцев		
(долл. США/барр.)			Международный рынок	2018	2017	Δ, %
75,27	74,80	0,6	Нефть "Brent"	72,28	51,93	39,2
74,27	72,62	2,3	Нефть "Urals" (ср. Med и NWE)	70,69	50,70	39,4
(долл. США/т.)				(долл. США/т.)		
732,73	712,39	2,9	Бензин Premium (ср. NWE)	696,61	545,25	27,8
645,89	628,74	2,7	Нафта (ср. Med и NWE)	613,36	453,64	35,2
667,20	658,82	1,3	Дизельное топливо (ср. NWE)	639,16	473,58	35,0
662,43	649,43	2,0	Газойль 0,1% (ср. Med)	632,24	464,18	36,2
415,73	392,80	5,8	Мазут 3,5% (ср. NWE)	384,65	279,07	37,8
(руб./т.)			Внутренний рынок	(руб./т.)		
42 704	43 753	(2,4)	Высокооктановый бензин	41 175	36 624	12,4
37 128	35 570	4,4	Низкооктановый бензин	35 729	31 622	13,0
42 455	39 569	7,3	Дизельное топливо	39 499	31 936	23,7
15 785	13 686	15,3	Мазут	13 391	9 156	46,3

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.

3 кв. 2018	2 кв. 2018		9 месяцев	
			2018	2017
0,40	1,30	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	2,50	1,66
65,53	61,80	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	61,44	58,33
62,76	57,26	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	57,60	60,66
65,59	62,76	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	65,59	58,02
0,05	0,10	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	0,14	(0,04)

Налогообложение

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

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %		9 месяцев 2018	2017	Δ, %
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
134,83	120,57	11,8	Нефть	124,13	83,54	48,6
40,43	36,13	11,9	Светлые нефтепродукты	37,21	25,03	48,7
40,43	36,13	11,9	Дизельное топливо	37,21	25,03	48,7
40,43	36,13	11,9	Бензин	37,21	25,03	48,7
74,13	66,23	11,9	Нафта	68,22	45,91	48,6
134,83	120,57	11,8	Темные нефтепродукты	124,13	83,54	48,6
			Налог на добычу полезных ископаемых			
14 026	12 861	9,1	Нефть (руб./т.)	12 426	7 604	63,4

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 - природной 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:

$Стп = К \times Стн$, 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

Акциз на нефтепродукты

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

В соответствии со статьей 193 НК РФ установлены следующие ставки акцизов на нефтепродукты рублей за тонну:

	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
		01.01.-31.05	01.06.-31.12	
Бензин				
Ниже класса 5	13 100	13 100	13 100	13 100
Класс 5	10 130	11 213	8 213	12 752
Прямогонный	13 100	13 100	13 100	13 100
Дизельное топливо	6 800	7 665	5 665	8 541
Моторные масла	5 400	5 400	5 400	5 400
Средние дистилляты	7 800	8 662	6 665	9 241

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

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

2017-2018 г.

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

$Дм = К_{ндпи} \times Кц \times (1 - Кв \times Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан) - Кк$

$К_{ндпи} = 559$

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

Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки 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 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 Кз рассчитывается по формуле: $K_z = 0,125 \times V_3 + 0,375$

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

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

Кдв – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. Кдв применяется для участков недр, на которых имеются залежи с коэффициентом $K_d < 1$. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на нефть для залежей с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов для залежи с $K_d < 1$ определяется как $N_{дв}/V_{дв}$, где $N_{дв}$ – сумма накопленной добычи нефти на конкретной залежи, а $V_{дв}$ – начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий по конкретной залежи на 1 января года, предшествующего году налогового периода. В случае если степень выработанности запасов конкретной залежи больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент Кдв рассчитывается по формуле: $K_{дв} = 3,8 - 3,5 \times N_{дв}/V_{дв}$. В случае, если степень выработанности запасов конкретной залежи превышает 1, коэффициент Кдв принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент Кдв принимается равным 1. Для иных залежей данного участка (коэффициент K_d для которых равен 1) коэффициент Кдв принимается равным значению коэффициента K_v , определяемому для всего участка недр.

Ккан – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на нефть на участках недр, расположенных полностью или частично в регионах со сложными природно-климатическими и геологическими условиями (в частности, 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 предельного 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 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 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

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %		9 месяцев		Δ, %
				2018	2017	
14 026	12 861	9,1	Общественная ставка НДС на нефть	12 426	7 604	63,4
11 484	10 486	9,5	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом	10 190	6 448	58,0
2 542	2 375		Отклонение эффективной ставки НДС на	2 236	1 156	
18,1%	18,5%		Отклонение эффективной ставки НДС на	18,0%	15,2%	

По итогам 9 месяцев 2018 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 10 190 руб./т., что на 2 236 руб./т ниже средней общественной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДС на нефть, в том числе понижающих коэффициентов Кв, Кз, Кд, Кдв и Ккан.

НДС на природный газ и газовый конденсат

В соответствии со статьей 342 НК РФ установлены следующие ставки НДС на газ горючий природный и газовый конденсат:

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

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

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

Тг - показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (согласно информации ФАС России на 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 9 месяцев 2018 г. составила 593 руб. за тыс. куб. м, что на 42 руб. за тыс. куб. м ниже средней общественной 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 9 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 9 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:

3 кв. 2018	2 кв. 2018	Δ, %	(руб./т.)	9 месяцев		
				2018	2017	Δ, %
Нефть						
Экспорт						
2 333	2 327	0,3	Трубопроводный	2 293	2 046	12,1
СНГ						
1 608	1 608	-	Трубопроводный	1 595	1 558	2,4
Транспортировка на НПЗ						
737	754	(2,3)	Омский НПЗ	753	716	5,2
1 597	1 530	4,4	Московский НПЗ	1 548	1 535	0,8
1 324	1 332	(0,6)	Ярославский НПЗ	1 321	1 280	3,2
Нефтепродукты						
Экспорт с Омского НПЗ						
4 149	3 769	10,1	Бензин	3 756	2 480	51,5
5 542	5 519	0,4	Мазут	5 467	5 259	4,0
4 705	4 537	3,7	Дизельное топливо	4 474	3 993	12,0
Экспорт с Московского НПЗ						
1 620	-	-	Бензин	1 435	2 505	(42,7)
3 411	3 222	5,9	Мазут	3 245	3 078	5,4
2 907	2 865	1,5	Дизельное топливо	2 832	2 113	34,0
Экспорт с Ярославского НПЗ						
3 149	3 311	(4,9)	Бензин	3 106	2 736	13,5
3 167	3 079	2,9	Мазут	3 069	2 896	6,0
2 540	2 493	1,9	Дизельное топливо	2 416	2 011	20,1

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 9 месяцев 2018 и 2017 гг. представлено ниже:

	9 месяцев	
	2018	2017
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего		
порт Балтийского моря – Приморск	10,4%	19,1%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	0,0%	1,4%
трубопровод «Дружба»	14,7%	11,4%
порт Новороссийск	5,8%	13,7%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	13,3%	11,3%
Мегет (трубопровода + ж/д) в Китай	0,0%	0,2%
экспортировано минуя систему Транснефть:	55,8%	42,9%
с месторождения Приразломное	17,2%	13,1%
с Новопортовского месторождения	38,6%	29,8%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	97,1%	100,0%
Узбекистан	2,9%	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