

**Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы
за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2019 г. и шесть месяцев,
закончившихся 30 июня 2019 и 2018 гг.**

Содержание

Определения и методика пересчета.....	3
Заявления прогнозного характера.....	3
Основные финансовые и операционные показатели	4
Анализ операционных результатов деятельности	6
Добыча.....	6
Логистика, переработка и сбыт	7
Анализ финансовых результатов деятельности	11
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о прибылях и убытках	11
Выручка от продаж	12
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	15
Производственные и операционные расходы	16
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	18
Транспортные расходы	18
Износ, истощение и амортизация	18
Налоги, за исключением налога на прибыль	18
Экспортные пошлины	19
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	19
Прочие доходы и расходы	19
Прочие финансовые статьи.....	19
Анализ движения денежных средств и капитальных вложений.....	20
Операционная деятельность.....	20
Инвестиционная деятельность	20
Финансовая деятельность	21
Капитальные вложения.....	21
Долг и ликвидность	21
Финансовые коэффициенты	22
Расчет EBITDA.....	22
Рентабельность	22
Ликвидность	23
Лeverедж.....	23
Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности	23
Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты	23
Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция.....	24
Налогообложение	25
Средние ставки налогов и сборов, действовавшие в отчетных периодах для налогообложения нефтегазовых компаний в России	25
Вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты	25
Акциз на нефтепродукты	27
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).....	28
Налог на дополнительный доход (НДД)	31
Налоговые льготы	32
Транспортировка нефти и нефтепродуктов	34

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 30 июня 2019 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2019 г., и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2019 и 2018 г., и должен рассматриваться вместе с промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетностью Группы и примечаниями к ней, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

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

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

Заявления прогнозного характера

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

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

Основные финансовые и операционные показатели

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %		6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
628 315	586 359	7,2	Выручка	1 214 674	1 137 736	6,8
210 367	197 688	6,4	Скорректированная EBITDA*	408 055	368 200	10,8
8 696	8 506	2,2	руб./т. н. э.	8 603	8 197	5,0
18,15	17,42	4,2	долл. США**/барр. н. э.	17,78	18,63	(4,6)
107 145	107 894	(0,7)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	215 039	166 475	29,2
Операционные результаты						
179,60	171,67	4,6	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	351,27	333,06	5,5
24,19	23,24	4,1	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	47,43	44,92	5,6
1,97	1,91	3,1	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,94	1,84	5,4
119,37	113,54	5,1	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	232,91	228,82	1,8
361,46	348,80	3,6	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	710,26	625,44	13,6
10,03	9,96	0,7	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	19,99	20,57	(2,8)

* 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 2019 г.

- Получены права недропользования на 4 новых лицензионных участка в Ямало-Ненецком автономном округе, 3 новых участка в Оренбургской области, 4 новых участка в Ханты-Мансийском автономном округе и 1 новый лицензионный участок в Свердловской области;
- В июне 2019 г. собрание акционеров утвердило итоговые дивиденды за 2018 г. в размере 30 рублей на акцию (с учетом промежуточных дивидендов в размере 22,05 рубля на акцию);
- На Омском нефтеперерабатывающем заводе завершили монтаж ключевого оборудования установки каталитического риформинга, которая позволит в 1,5 раза увеличить производство компонентов высокооктанового бензина;
- «Газпром нефть» ввела в эксплуатацию новый топливный терминал «Гладкое» в Тосненском районе Ленинградской области, который уникален по уровню технологической оснащенности процессов и построен в рамках реализации стратегии комплексного развития терминальной инфраструктуры «Газпром нефти»;
- На Восточно-Мессояхском месторождении построена уникальная для отрасли многозабойная скважина с восемью боковыми стволами, выполненная по технологии «фишбон»;
- Заключены долгосрочные рискованные операторские договоры между Газпром нефть и Газпром, которые позволили вовлечь в разработку ранее неразрабатываемые запасы нефтяных оторочек месторождений Группы Газпром;
- В июле была завершена сделка, в результате которой АО «Сибгазполимер» (совместное предприятие «Газпром нефть» и СИБУРа) увеличил свою долю в ООО «Омский завод полипропилена» с 50% до 100%.

Результаты за 6 месяцев 2019 г. по сравнению с 6 месяцами 2018 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 5,6% и составила 47,43 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском месторождении, в Оренбургском регионе, на Восточно-Мессояхском месторождении, а также вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз;
- Объем переработки нефти снизился на 2,8% вследствие проведения плановых ремонтных работ на НПЗ в Панчево и на Ярославском НПЗ в течение 6 месяцев 2019 г.;
- Выручка выросла на 6,8% вследствие роста объемов продаж нефти и нефтепродуктов на экспорт и изменения курса рубля;
- Рост добычи по крупным проектам (Новопортовское, Восточно-Мессояхское месторождения) и изменение ценовой конъюнктуры привели к росту показателя скорректированная EBITDA на 10,8%;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловлен в основном ростом показателя EBITDA и доходом по курсовым разницам за 6 месяцев 2019 г.

Результаты за 2 квартал 2019 г. по сравнению с 1 кварталом 2019 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла на 4,1% вследствие большего количества дней во 2 квартале, развитием новых активов и выполнением программ геолого-технических мероприятий;
- Объем переработки нефти остался на уровне прошлого квартала;
- Выручка выросла на 7,2% вследствие роста объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке и роста цен на нефть и нефтепродукты;
- Рост показателя скорректированная EBITDA на 6,4% обусловлен ростом объемов добычи нефти, ростом объемов продаж нефтепродуктов через премиальные каналы и ростом цен на нефть и нефтепродукты;
- Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть», осталась на уровне прошлого квартала. Рост EBITDA сдерживался курсовыми разницами вследствие меньшего укрепления рубля во 2 квартале 2019 г.

Анализ операционных результатов деятельности

Добыча

2кв. 2019	1кв. 2019	Δ, %		6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
			Нефть, конденсат и ЖУВ			
	(млн. т.)				(млн. т.)	
2,91	2,47	17,8	Ноябрьскнефтегаз	5,38	5,27	2,1
3,14	3,08	1,9	Хантос**	6,22	6,92	(10,1)
0,99	1,03	(3,9)	Томскнефть	2,02	2,11	(4,3)
0,76	0,76	-	- СПД	1,52	1,50	1,3
0,75	0,72	4,2	Оренбург	1,47	1,31	12,2
0,23	0,23	-	- НИС	0,46	0,47	(2,1)
0,42	0,40	5,0	Восток***	0,82	0,81	1,2
1,98	1,93	2,6	Ямал	3,91	3,33	17,4
0,84	0,80	5,0	Приразломное	1,64	1,68	(2,4)
0,41	0,39	5,1	Бадра и Курдистан	0,80	0,76	5,3
0,09	0,06	50,0	Прочие	0,15	0,06	150,0
12,52	11,87	5,5	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	24,39	24,22	0,7
1,69	1,75	(3,4)	Доля в добыче Славнефти	3,44	3,35	2,7
1,04	1,00	4,0	Доля в добыче Арктикгаз	2,04	1,93	5,7
0,07	0,07	-	- Доля в добыче Нортгаза	0,14	0,16	(12,5)
0,65	0,62	4,8	Доля в добыче Мессояханефтегаз	1,27	1,04	22,1
3,45	3,44	0,3	Доля в добыче совместных предприятий	6,89	6,48	6,3
15,97	15,31	4,3	Итого добыча нефти, конденсата и ЖУВ	31,28	30,70	1,9
			Газ*			
	(млрд. куб. м.)				(млрд. куб. м.)	
2,13	2,17	(1,8)	Ноябрьскнефтегаз	4,30	4,55	(5,5)
0,27	0,27	-	- Хантос**	0,54	0,54	-
0,23	0,25	(8,0)	Томскнефть	0,48	0,46	4,3
0,03	0,03	-	- СПД	0,06	0,06	-
0,80	0,74	8,1	Оренбург	1,54	1,29	19,4
0,11	0,11	-	- НИС	0,22	0,24	(8,3)
0,04	0,04	-	- Восток	0,08	0,08	-
2,05	1,73	18,5	Ямал	3,78	1,66	127,7
0,06	0,06	-	- Бадра	0,12	0,09	33,3
0,02	0,02	-	- Прочие	0,04	0,05	(20,0)
5,74	5,42	5,9	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	11,16	9,02	23,7
0,12	0,12	-	Доля в добыче Славнефти	0,24	0,22	9,1
3,47	3,43	1,2	Доля в добыче Арктикгаз	6,90	6,59	4,7
0,89	0,88	1,1	Доля в добыче Нортгаза	1,77	1,84	(3,8)
0,02	0,03	(33,3)	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,05	0,04	25,0
4,50	4,46	0,9	Доля в добыче совместных предприятий	8,96	8,69	3,1
10,24	9,88	3,6	Итого добыча газа	20,12	17,71	13,6
			Углеводороды			
	(млн. т. н. э.)				(млн. т. н. э.)	
17,13	16,22	5,6	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	33,35	31,46	6,0
7,06	7,02	0,6	Доля в добыче совместных предприятий	14,08	13,46	4,6
24,19	23,24	4,1	млн. т. н. э.	47,43	44,92	5,6
179,60	171,67	4,6	млн. барр. н. э.	351,27	333,06	5,5
Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)						
1,97	1,91	3,1		1,94	1,84	5,4

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

** Добыча нефти в 2018 – 2019 гг. по ГПН-Хантос показана с учетом ШФЛУ в доле ГПН (50%). Использование попутного газа показано за вычетом газа, использованного при производстве ШФЛУ на ЮГПЗ (50%)

*** Добыча нефти в 2018 – 2019 гг. по ГПН-Восток показана с учетом СОГ. Использование попутного газа показано за вычетом газа, использованного при производстве СОГ

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 5,4% год к году и на 3,1% квартал к кварталу;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась на 1,9% год к году и составила 31,28 млн. т.н. вследствие роста добычи на Новопортовском, Восточно-Мессояхском месторождениях и месторождениях Оренбургского региона, а также вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз с конца марта 2018 г.;
- Увеличение добычи нефти и конденсата по Группе на 4,3% квартал к кварталу обусловлено большим количеством дней во 2 квартале, развитием новых активов и выполнением программ геолого-технических мероприятий, вводом новых скважин на Приразломном месторождении и в Арктикгаз;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 13,6% год к году вследствие запуска второй очереди установок комплексной подготовки газа на Новопортовском месторождении в 3 квартале 2018 г., роста добычи природного газа на месторождениях Арктикгаза и увеличения доли в Арктикгаз, а также ввода газокomppressorной станции в Оренбургском регионе.

Логистика, переработка и сбыт

Покупка нефти

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %	(млн. т.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
2,19	1,98	10,6	Покупки нефти в России *	4,17	3,79	10,0
0,29	0,18	61,1	Покупки нефти на международном рынке	0,47	0,55	(14,5)
2,48	2,16	14,8	Итого покупки нефти	4,64	4,34	6,9

* 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 на внутреннем рынке квартал к кварталу и год к году обусловлен ростом предложения на рынке;
- Рост покупки нефти на международном рынке квартал к кварталу обусловлен меньшим уровнем закупок в 1 квартале в связи с использованием накопленных запасов нефти.

Переработка

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %	(млн. т.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Переработка						
5,22	5,13	1,8	Омск	10,35	10,13	2,2
2,72	2,32	17,2	Москва	5,04	5,07	(0,6)
0,55	0,56	(1,8)	Панчево	1,11	1,55	(28,4)
8,49	8,01	6,0	Переработка на НПЗ дочерних компаний	16,50	16,75	(1,5)
1,54	1,95	(21,0)	Доля в Ярославском НПЗ	3,49	3,82	(8,6)
10,03	9,96	0,7	Итого переработка	19,99	20,57	(2,8)
Производство нефтепродуктов						
2,02	1,79	12,8	Бензин	3,81	4,37	(12,8)
2,02	1,79	12,8	Класс 5	3,81	4,37	(12,8)
0,48	0,56	(14,3)	Нафта	1,04	0,99	5,1
2,81	2,92	(3,8)	Дизельное топливо	5,73	5,95	(3,7)
0,02	0,02	-	Класс 2 и ниже	0,04	0,05	(20,0)
2,79	2,90	(3,8)	Класс 5	5,69	5,90	(3,6)
1,31	1,78	(26,4)	Мазут	3,09	2,81	10,0
0,82	0,76	7,9	Авиатопливо	1,58	1,66	(4,8)
0,65	0,63	3,2	Судовое топливо	1,28	1,24	3,2
0,83	0,31	167,7	Битумы	1,14	1,36	(16,2)
0,13	0,13	-	Масла	0,26	0,23	13,0
0,35	0,37	(5,4)	Продукты нефтехимии	0,72	0,67	7,5
0,32	0,34	(5,9)	Прочие	0,66	0,59	11,9
9,72	9,59	1,4	Итого производство нефтепродуктов	19,31	19,87	(2,8)

- Объем переработки нефти снизился на 2,8% год к году вследствие проведения плановых ремонтных работ на НПЗ в Панчево и на Ярославском НПЗ в 1 полугодии 2019;
- Объем переработки нефти остался на уровне прошлого квартала;
- Снижение объема производства высокооктановых бензинов на 12,8% год к году обусловлено сложившимся уровнем спроса на высокооктановые бензины и общим снижением объема переработки нефти;
- Снижение объема производства дизельного топлива на 3,7% и авиатоплива на 4,8% год к году обусловлено общим снижением объема переработки нефти;
- Снижение объема производства дизельного топлива на 3,8% квартал к кварталу обусловлено, в основном, проведением капитальных ремонтов технологических установок во 2 квартале 2019 г. на Ярославском НПЗ;
- Рост объема производства авиатоплива на 7,9% квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором и ростом объема переработки;
- Рост объема производства мазута на 10,0% год к году обусловлен снижением производства битумов и ценовой конъюнктурой на внутреннем и международном рынках;
- Рост объемов производства битумов на 167,7% квартал к кварталу обусловлен преимущественно сезонным фактором, что привело к снижению объема производства мазута на 26,4%.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	2 кв. 2019		1 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	10 884	0,27	1 687	0,04	>200	>200
Авиатопливо	3 281	0,07	3 837	0,09	(14,5)	(22,2)
Судовое топливо	676	0,02	1 107	0,03	(38,9)	(33,3)
Масла	214	-	258	-	(17,1)	-
Итого	15 055	0,36	6 889	0,16	118,5	125,0

	6 месяцев 2019		6 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	12 571	0,31	7 798	0,20	61,2	55,0
Авиатопливо	7 118	0,16	5 026	0,12	41,6	33,3
Судовое топливо	1 783	0,05	4 534	0,14	(60,7)	(64,3)
Масла	472	-	558	-	(15,4)	-
Итого	21 944	0,52	17 916	0,46	22,5	13,0

- Рост объемов покупки дизельного топлива на международном рынке квартал к кварталу и год к году обусловлен развитием программы оптовой торговли дизельного топлива в Европе;
- Рост объемов покупки авиатоплива на международном рынке год к году связан с расширением географии присутствия и повышением спроса на международные авиаперевозки;
- Снижение объемов покупки судового топлива год к году обусловлено сложившимся уровнем спроса и ценовой конъюнктурой на международном рынке.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	2 кв. 2019		1 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	4 178	0,13	3 386	0,11	23,4	18,2
Дизельное топливо	5 020	0,12	4 926	0,12	1,9	-
Продукты нефтехимии	262	0,01	208	0,01	26,0	-
Прочие	50	-	39	-	28,2	-
Итого	9 510	0,26	8 559	0,24	11,1	8,3

	6 месяцев 2019		6 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	7 564	0,24	4 601	0,14	64,4	71,4
Дизельное топливо	9 946	0,24	6 268	0,18	58,7	33,3
Продукты нефтехимии	470	0,02	447	0,02	5,1	-
Прочие	89	-	191	0,01	(53,4)	-
Итого	18 069	0,50	11 507	0,35	57,0	42,9

- Рост объемов покупки нефтепродуктов в СНГ год к году обусловлен увеличением поставок от местных НПЗ в условиях изменения рыночной конъюнктуры и действующими ограничениями на ввоз автобензинов из РФ в Казахстан с марта 2019 г.

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	2 кв. 2019		1 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	13 217	0,34	12 187	0,34	8,5	-
Дизельное топливо	7 427	0,18	6 842	0,15	8,6	20,0
Авиатопливо	2 424	0,06	699	0,02	>200	200,0
Судовое топливо	1 482	0,04	790	0,02	87,6	100,0
Битум	654	0,04	-	-	-	-
Продукты нефтехимии	1 334	0,03	721	0,01	85,0	200,0
Прочие	1 037	0,02	769	0,02	34,9	-
Итого	27 575	0,71	22 008	0,56	25,3	26,8

	6 месяцев 2019		6 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	25 404	0,68	30 715	0,77	(17,3)	(11,7)
Дизельное топливо	14 269	0,33	20 339	0,50	(29,8)	(34,0)
Авиатопливо	3 123	0,08	3 135	0,08	(0,4)	-
Судовое топливо	2 272	0,06	2 164	0,07	5,0	(14,3)
Продукты нефтехимии	2 055	0,04	1 307	0,02	57,2	100,0
Прочие	2 460	0,08	2 347	0,10	4,8	(20,0)
Итого	49 583	1,27	60 007	1,54	(17,4)	(17,5)

- Рост объема покупки нефтепродуктов на внутреннем рынке квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Снижение объема покупки нефтепродуктов год к году обусловлено общим снижением реализации нефтепродуктов через премиальные каналы.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %		6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 237	1 191	3,9	в России	1 237	1 185	4,4
199	200	(0,5)	в СНГ	199	192	3,6
408	409	(0,2)	в Восточной Европе	408	416	(1,9)
1 844	1 800	2,4	Итого АЗС (на конец периода)	1 844	1 793	2,8
			Среднесуточная реализация через одну АЗС			
18,43	17,96	2,6	по России (т./сут.)	18,20	20,12	(9,5)
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы		(млн. т.)	
4,82	4,41	9,3	Продажи автомобильного топлива	9,23	9,79	(5,7)
0,81	0,69	17,4	Продажи авиатоплива	1,50	1,46	2,7
0,84	0,76	10,5	Продажи судового топлива	1,60	1,31	22,1
0,09	0,07	28,6	Продажи масел	0,16	0,15	6,7
0,12	0,03	300,0	Продажи битума	0,15	0,13	15,4
6,68	5,96	12,1	Итого объем продаж через премиальные каналы	12,64	12,84	(1,6)

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 2,4% квартал к кварталу и 2,8% год к году вследствие аренды новых АЗС;
- Снижение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 9,5% год к году обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой;
- Увеличение объемов продаж через премиальные каналы на 12,1% квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором;
- Уменьшение продаж автомобильного топлива через премиальные каналы на 5,7% год к году обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой;
- Рост объемов продаж судового топлива на 22,1% год к году обусловлен увеличением спроса на бункеровку в мелкооптовом канале продаж на Северо-Западе и Черном море.

Анализ финансовых результатов деятельности

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о прибылях и убытках

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
610 550	570 840	7,0	Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	1 181 390	1 104 579	7,0
17 765	15 519	14,5	Прочая выручка	33 284	33 157	0,4
628 315	586 359	7,2	Итого выручка от продаж*	1 214 674	1 137 736	6,8
Расходы и прочие затраты						
(165 179)	(145 099)	13,8	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(310 278)	(266 097)	16,6
(60 437)	(56 055)	7,8	Производственные и операционные расходы	(116 492)	(108 172)	7,7
(32 462)	(25 538)	27,1	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(58 000)	(52 623)	10,2
(32 479)	(38 906)	(16,5)	Транспортные расходы	(71 385)	(70 786)	0,8
(44 849)	(41 696)	7,6	Износ, истощение и амортизация	(86 545)	(79 849)	8,4
(154 429)	(146 291)	5,6	Налоги, за исключением налога на прибыль	(300 720)	(307 108)	(2,1)
(15 519)	(18 026)	(13,9)	Экспортные пошлины	(33 545)	(42 273)	(20,6)
(119)	(82)	45,1	Расходы на геологоразведочные работы	(201)	(455)	(55,8)
(505 473)	(471 693)	7,2	Итого операционные расходы	(977 166)	(927 363)	5,4
122 842	114 666	7,1	Операционная прибыль	237 508	210 373	12,9
22 248	22 690	(1,9)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	44 938	40 357	11,4
(499)	5 461	-	(Убыток) / Прибыль от курсовых разниц, нетто	4 962	(24 317)	-
6 406	5 096	25,7	Финансовые доходы	11 502	2 930	>200
(9 299)	(9 209)	1,0	Финансовые расходы	(18 508)	(11 410)	62,2
(4 317)	(6 079)	(29,0)	Прочие расходы	(10 396)	(5 629)	84,7
14 539	17 959	(19,0)	Итого прочие доходы	32 498	1 931	>200
137 381	132 625	3,6	Прибыль до налогообложения	270 006	212 304	27,2
(15 286)	(10 610)	44,1	Расход по текущему налогу на прибыль	(25 896)	(27 941)	(7,3)
(9 315)	(9 343)	(0,3)	Расход по отложенному налогу на прибыль	(18 658)	(7 224)	158,3
(24 601)	(19 953)	23,3	Итого расход по налогу на прибыль	(44 554)	(35 165)	26,7
112 780	112 672	0,1	Прибыль за период	225 452	177 139	27,3
(5 635)	(4 778)	17,9	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(10 413)	(10 664)	(2,4)
107 145	107 894	(0,7)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	215 039	166 475	29,2

*Выручка с учетом акциза с продаж

Выручка от продаж

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Нефть						
146 650	145 050	1,1	Продажи на экспорт	291 700	257 519	13,3
8 379	7 202	16,3	Международный рынок	15 581	16 690	(6,6)
12 617	9 744	29,5	Экспорт и продажи в СНГ	22 361	19 331	15,7
25 075	22 463	11,6	Внутренний рынок	47 538	42 749	11,2
192 721	184 459	4,5	Итого выручка от продаж нефти	377 180	336 289	12,2
Газ						
267	513	(48,0)	Международный рынок	780	604	29,1
7 976	7 608	4,8	Внутренний рынок	15 584	17 309	(10,0)
8 243	8 121	1,5	Итого выручка от продаж газа	16 364	17 913	(8,6)
Нефтепродукты						
84 413	98 791	(14,6)	Продажи на экспорт	183 204	159 445	14,9
36 447	31 535	15,6	Международный рынок	67 982	67 431	0,8
58 665	51 297	14,4	Продажи на международном рынке	109 962	110 081	(0,1)
(22 218)	(19 762)	12,4	Минус: акциз с продаж	(41 980)	(42 650)	(1,6)
20 609	20 308	1,5	СНГ	40 917	42 481	(3,7)
20 808	20 551	1,3	Экспорт и продажи в СНГ	41 359	42 889	(3,6)
(199)	(243)	(18,1)	Минус: акциз с продаж	(442)	(408)	8,3
268 117	227 626	17,8	Внутренний рынок	495 743	481 020	3,1
409 586	378 260	8,3	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	787 846	750 377	5,0
17 765	15 519	14,5	Прочая выручка	33 284	33 157	0,4
628 315	586 359	7,2	Итого выручка	1 214 674	1 137 736	6,8

Объем реализации

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %		6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
			(млн. т.)	(млн. т.)		
4,48	4,69	(4,5)	Нефть	9,17	8,52	7,6
0,31	0,28	10,7	Продажи на экспорт	0,59	0,58	1,7
0,49	0,40	22,5	Продажи на международном рынке*	0,89	0,85	4,7
1,14	1,07	6,5	Продажи в СНГ	2,21	2,15	2,8
6,42	6,44	(0,3)	Продажи на внутреннем рынке	12,86	12,10	6,3
			(млрд. куб. м.)	(млрд. куб. м.)		
0,02	0,03	(33,3)	Газ	0,05	0,04	25,0
3,41	3,17	7,6	Продажи на международном рынке	6,58	6,40	2,8
3,43	3,20	7,2	Продажи на внутреннем рынке	6,63	6,44	3,0
			(млн. т.)	(млн. т.)		
2,45	3,06	(19,9)	Нефтепродукты	5,51	5,12	7,6
0,79	0,73	8,2	Продажи на экспорт	1,52	1,66	(8,4)
0,56	0,52	7,7	Продажи на международном рынке	1,08	1,21	(10,7)
7,43	6,33	17,4	Продажи в СНГ	13,76	14,05	(2,1)
11,23	10,64	5,5	Продажи на внутреннем рынке	21,87	22,04	(0,8)

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %		6 месяцев 2019	2018	Δ, %
(руб./т.)				(руб./т.)		
			Нефть			
32 734	30 928	5,8	Продажи на экспорт	31 810	30 225	5,2
25 749	24 360	5,7	Экспорт в СНГ	25 125	22 742	10,5
21 996	20 993	4,8	Продажи на внутреннем рынке	21 510	19 883	8,2
			Нефтепродукты			
(руб./т.)				(руб./т.)		
34 454	32 285	6,7	Продажи на экспорт	33 249	31 142	6,8
37 157	39 521	(6,0)	Экспорт и продажи в СНГ	38 295	35 445	8,0
36 086	35 960	0,4	Продажи на внутреннем рынке	36 028	34 236	5,2

Реализация нефти

- Объем реализации нефти квартал к кварталу снизился незначительно (на 0,3%);
- Рост объемов продаж нефти на экспорт год к году обусловлен ростом добычи на Новопортовском месторождении;
- Рост объемов продаж нефти на внутреннем рынке год к году обусловлен снижением переработки на собственных НПЗ Группы, а также ростом покупки нефти у сторонних поставщиков.

Реализация газа

- Снижение выручки от реализации газа на внутреннем рынке год к году обусловлено изменением контрактных условий поставки газа конечным потребителям.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	2 кв. 2019		1 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Нафта	12 136	0,35	11 904	0,37	1,9	(5,4)
Дизельное топливо	33 322	0,84	36 974	0,95	(9,9)	(11,6)
Мазут	16 926	0,69	27 191	1,13	(37,8)	(38,9)
Авиатопливо	5 952	0,13	5 856	0,13	1,6	-
Судовое топливо	8 628	0,25	5 311	0,16	62,5	56,3
Битумы	647	0,03	427	0,02	51,5	50,0
Масла	1 789	0,03	1 685	0,03	6,2	-
Продукты нефтехимии	2 337	0,07	3 549	0,08	(34,2)	(12,5)
Прочие	2 676	0,06	5 894	0,19	(54,6)	(68,4)
Итого	84 413	2,45	98 791	3,06	(14,6)	(19,9)

	6 месяцев 2019		6 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	447	0,01	830	0,03	(46,1)	(66,7)
Нафта	24 040	0,72	25 126	0,70	(4,3)	2,9
Дизельное топливо	70 296	1,79	56 945	1,53	23,4	17,0
Мазут	44 117	1,82	39 663	1,84	11,2	(1,1)
Авиатопливо	11 808	0,26	9 776	0,22	20,8	18,2
Судовое топливо	13 939	0,41	18 497	0,58	(24,6)	(29,3)
Битумы	1 074	0,05	501	0,03	114,4	66,7
Масла	3 474	0,06	3 010	0,05	15,4	20,0
Продукты нефтехимии	5 886	0,15	4 046	0,10	45,5	50,0
Прочие	8 123	0,24	1 051	0,04	>200	>200
Итого	183 204	5,51	159 445	5,12	14,9	7,6

- Рост объема продаж судового топлива квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Снижение объема реализации мазута на экспорт квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором спроса на битумы на внутреннем рынке;
- Увеличение объема реализации дизельного топлива на экспорт год к году обусловлено развитием программы оптовой торговли дизельного топлива в Европе;
- Снижение объема продаж судового топлива год к году обусловлено перераспределением на более премиальный внутренний рынок и сложившимся уровнем спроса и ценовой конъюнктурой на международном рынке;
- Рост реализации нефтехимии год к году обусловлен ростом спроса на европейских рынках сбыта;
- Увеличение объема реализации прочих нефтепродуктов на экспорт год к году и снижение квартал к кварталу связано преимущественно с повышением уровня производства вакуумного газойля на Московском НПЗ в 1 квартале 2019 г.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	2 кв. 2019		1 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	7 675	0,20	8 032	0,22	(4,4)	(9,1)
Дизельное топливо	8 906	0,21	8 999	0,20	(1,0)	5,0
Авиатопливо	580	0,02	999	0,02	(41,9)	-
Судовое топливо	92	-	178	0,01	(48,3)	-
Битумы	1 200	0,07	432	0,02	177,8	>200
Масла	1 015	0,01	856	0,02	18,6	(50,0)
Продукты нефтехимии и прочие	1 340	0,05	1 055	0,03	27,0	66,7
Итого	20 808	0,56	20 551	0,52	1,3	7,7

	6 месяцев 2019		6 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	15 707	0,42	16 393	0,44	(4,2)	(4,5)
Дизельное топливо	17 905	0,41	16 983	0,45	5,4	(8,9)
Авиатопливо	1 579	0,04	4 184	0,11	(62,3)	(63,6)
Судовое топливо	270	0,01	-	-	-	-
Битумы	1 632	0,09	1 754	0,10	(7,0)	(10,0)
Масла	1 871	0,03	1 757	0,04	6,5	(25,0)
Продукты нефтехимии и прочие	2 395	0,08	1 818	0,07	31,7	14,3
Итого	41 359	1,08	42 889	1,21	(3,6)	(10,7)

- Снижение объемов реализации авиатоплива в СНГ год к году связано с ростом конкуренции и предложения от местных производителей на рынке авиатоплива в странах Ближнего Зарубежья.

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	2 кв. 2019		1 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	96 614	2,19	82 940	1,98	16,5	10,6
Нафта	2 505	0,08	2 078	0,08	20,5	-
Дизельное топливо	89 986	2,10	79 010	1,79	13,9	17,3
Мазут	9 789	0,59	8 414	0,58	16,3	1,7
Авиатопливо	30 801	0,79	26 787	0,68	15,0	16,2
Судовое топливо	13 238	0,46	10 876	0,45	21,7	2,2
Битумы	10 594	0,69	3 326	0,26	>200	165,4
Масла	4 289	0,07	3 791	0,07	13,1	-
Продукты нефтехимии	7 172	0,25	6 097	0,23	17,6	8,7
Прочие	3 129	0,21	4 307	0,21	(27,4)	-
Итого	268 117	7,43	227 626	6,33	17,8	17,4

	6 месяцев 2019		6 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	179 554	4,17	189 285	4,53	(5,1)	(7,9)
Нафта	4 583	0,16	3 041	0,10	50,7	60,0
Дизельное топливо	168 996	3,89	162 024	4,06	4,3	(4,2)
Мазут	18 203	1,17	10 767	0,88	69,1	33,0
Авиатопливо	57 588	1,47	53 735	1,43	7,2	2,8
Судовое топливо	24 114	0,91	21 619	0,86	11,5	5,8
Битумы	13 920	0,95	12 920	1,08	7,7	(12,0)
Масла	8 080	0,14	6 703	0,13	20,5	7,7
Продукты нефтехимии	13 269	0,48	13 450	0,52	(1,3)	(7,7)
Прочие	7 436	0,42	7 476	0,45	(0,5)	(6,7)
Итого	495 743	13,76	481 020	14,05	3,1	(2,1)

- Увеличение объема реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором;
- Снижение объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке год к году обусловлено экономической эффективностью реализации на международном рынке, а также снижением производства на НПЗ Группы;
- Снижение объемов реализации высокооктановых бензинов год к году на внутреннем рынке обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой;
- Рост объемов продаж судового топлива год к году связан с увеличением спроса на бункеровку в мелкооптовом канале продаж на Северо-Западе и Черном море;
- Снижение объемов реализации битумов год к году обусловлено прошлогодним увеличением спроса в связи с подготовкой к Чемпионату Мира по футболу.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 16,6% год к году в основном вследствие роста объемов приобретаемой нефти на внутреннем рынке и нефтепродуктов на международном рынке, а также в связи с изменением курса рубля.

Производственные и операционные расходы

2кв. 2019	1кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
28 806	26 955	6,9	Расходы на добычу углеводородов	55 761	50 746	9,9
1 682	1 662	1,2	руб./т.н.э.	1 672	1 613	3,7
3,55	3,43	3,5	долл. США*/барр. н. э.	3,49	3,71	(5,9)
22 114	20 580	7,5	Дочерние компании на территории РФ	42 694	37 638	13,4
1 543	1 534	0,6	руб./т.н.э.	1 539	1 454	5,8
3,26	3,17	2,8	долл. США*/барр. н. э.	3,21	3,34	(3,9)
			в том числе			
			расходы на добычу по зрелым месторождениям ****			
17 789	16 531	7,6		34 320	30 280	13,3
1 812	1 787	1,4	руб./т.н.э.	1 800	1 553	15,9
3,83	3,69	3,8	долл. США*/барр. н. э.	3,76	3,57	5,3
			расходы на добычу по новым месторождениям ****			
4 325	4 049	6,8		8 374	7 358	13,8
959	988	(2,9)	руб./т.н.э.	973	1 166	(16,6)
2,03	2,04	(0,5)	долл. США*/барр. н. э.	2,03	2,68	(24,3)
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**			
2 063	1 936	6,6		3 999	4 379	(8,7)
2 645	2 547	3,8	руб./т.н.э.	2 597	2 919	(11,0)
5,59	5,26	6,3	долл. США*/барр. н. э.	5,42	6,71	(19,2)
4 629	4 439	4,3	Совместные операции	9 068	8 729	3,9
2 350	2 208	6,4	руб./т.н.э.	2 278	2 166	5,2
4,97	4,56	9,0	долл. США*/барр. н. э.	4,76	4,98	(4,4)
16 555	15 677	5,6	Расходы на переработку	32 232	28 138	14,5
			Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний			
9 387	8 680	8,1		18 067	15 337	17,8
1 106	1 084	2,0	руб./т.	1 095	916	19,5
2,34	2,24	4,5	долл. США*/барр	2,29	2,11	8,5
			Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***			
2 696	3 525	(23,5)		6 221	6 151	1,1
1 751	1 808	(3,2)	руб./т.	1 783	1 610	10,7
3,70	3,73	(0,8)	долл. США*/барр	3,72	3,70	0,5
4 472	3 472	28,8	Расходы на производство масел	7 944	6 650	19,5
8 051	7 981	0,9	Расходы на транспортировку до НПЗ	16 032	15 971	0,4
7 025	5 442	29,1	Прочие операционные расходы*****	12 467	13 317	(6,4)
60 437	56 055	7,8	Итого	116 492	108 172	7,7

* пересчет в доллары США произведен по среднему курсу за период

**СРП – соглашение о разделе продукции

*** по совместным предприятиям указана стоимость услуг процессинга

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

***** Расходы по новым месторождениям на этапе опытной промышленной разработки включены в прочие операционные расходы (в отчете за 2018 г. и 1 квартал 2019 были раскрыты в составе расходов на добычу по новым месторождениям)

- 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 0,6% квартал к кварталу обусловлено ростом расходов по зрелым месторождениям, которое было частично нивелировано ростом добычи по новым месторождениям;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 15,9% год к году в результате:
 - Сравнения с низкой базой за 6 месяцев 2018 г., обусловленной остановкой высокообводненного фонда скважин в течение 6 месяцев 2018 г. в рамках ограничений «ОПЕК+»;
 - Инфляционного давления;
 - Роста активности ГТМ;
- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по новым месторождениям год к году на 16,6% в основном обусловлено ростом добычи на Новопортовском месторождении;
- Снижение удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ в долларах на баррель н.э. на 19,2% год к году обусловлено в основном ростом добычи в Ираке;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 5,2% год к году в основном обусловлен ростом расходов на электроэнергию, ростом объема добываемой жидкости и объемов закачки воды в пласт;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 6,4% квартал к кварталу обусловлен снижением объемов добычи нефти и увеличением расходов на ремонт скважин в связи с ростом фонда скважин;
- 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 19,5% год к году в связи с:
 - Ростом затрат на текущие ремонты;
 - Ростом закупки МТБЭ¹ в 1 полугодии 2019 года;
 - Ростом расходов на экологические программы;
 - Снижением объема переработки;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 10,7% год к году в связи с ростом затрат на процессинг (рост затрат на ввод новых установок и ремонты);
- Рост расходов на транспортировку до НПЗ на 0,4% год к году обусловлен в основном ростом тарифов на транспортировку нефти;
- Рост прочих операционных расходов квартал к кварталу в основном обусловлен ростом прочей выручки и началом разработки нефтяных оторочек;
- Снижение прочих операционных расходов год к году в основном обусловлено применением МСФО (IFRS) 16 с января 2019 г.

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

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 10,2% год к году и на 27,1% квартал к кварталу вследствие:
 - Увеличения оценочного обязательства вследствие роста цены акции;
 - Роста расходов на рекламу и маркетинг в составе коммерческих расходов.

Транспортные расходы

Транспортные расходы включают затраты на доставку нефти и нефтепродуктов до конечного покупателя. Такие затраты состоят из транспортировки по трубопроводу, морского фрахта, железнодорожных перевозок, погрузочно-разгрузочных работ и прочих транспортных затрат.

- Транспортные расходы выросли на 0,8% год к году вследствие роста расходов на транспортировку нефти и нефтепродуктов в связи с ростом объема продаж нефти и роста тарифов на транспортировку нефтепродуктов. Рост был нивелирован снижением расхода на транспортировку газа вследствие изменения условий поставки конечным потребителям, а также применением МСФО (IFRS) 16 с января 2019 г.;
- Транспортные расходы снизились на 16,5% квартал к кварталу вследствие снижения объемов реализации нефти и нефтепродуктов 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 8,4% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы и ростом добычи на Новопортовском месторождении, а также применением МСФО (IFRS) 16 с января 2019 г.

Налоги, за исключением налога на прибыль

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
129 100	112 052	15,2	Налог на добычу полезных ископаемых	241 152	219 487	9,9
4 233	2 675	58,2	Налог на дополнительный доход	6 908	-	-
10 325	21 379	(51,7)	Акциз	31 704	68 511	(53,7)
6 564	6 183	6,2	Взносы по социальному страхованию	12 747	11 199	13,8
4 207	4 002	5,1	Прочие налоги	8 209	7 911	3,8
154 429	146 291	5,6	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	300 720	307 108	(2,1)

- Рост расхода по НДС на 15,2% квартал к кварталу обусловлен увеличением добычи в РФ и ростом средней ставки НДС с связи с ростом цен на нефть;
- Рост расхода по НДС на 9,9% год к году обусловлен ростом средней ставки НДС в рамках завершения налогового маневра;
- С 1 января 2019 г. введен налог на дополнительный доход. Группа перевела на НДС ряд месторождений в Западной и Восточной Сибири;
- Снижение расхода по акцизам на 53,7% год к году преимущественно обусловлено введением вычета по акцизу на нефтяное сырье с учетом демпфирующей составляющей с 1 января 2019 г.;
- Снижение расхода по акцизам на 51,7% квартал к кварталу обусловлено ростом демпфирующей составляющей, которое частично сдерживалось ростом расхода по акцизу в связи с увеличением объемов продаж нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Экспортные пошлины

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
7 729	8 209	(5,8)	Экспортная пошлина на нефть	15 938	21 332	(25,3)
7 790	9 817	(20,6)	Экспортная пошлина на нефтепродукты	17 607	20 941	(15,9)
15 519	18 026	(13,9)	Итого экспортная пошлина	33 545	42 273	(20,6)

- Снижение экспортных пошлин на 20,6% год к году обусловлено снижением средней ставки экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в рамках завершения налогового маневра, а также ростом доли поставок нефти, не облагаемых экспортными пошлинами;
- Снижение экспортных пошлин на 13,9% квартал к кварталу обусловлено в основном снижением объемов реализации нефти и нефтепродуктов на экспорт, которое сдерживалось ростом средних ставок экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
2 257	5 386	(58,1)	Славнефть	7 643	7 927	(3,6)
7 435	6 604	12,6	Мессояханефтегаз	14 039	11 371	23,5
10 697	9 409	13,7	Арктикгаз	20 106	17 653	13,9
885	798	10,9	Нортгаз	1 683	1 709	(1,5)
974	493	97,6	Прочие компании	1 467	1 697	(13,6)
22 248	22 690	(1,9)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	44 938	40 357	11,4

- Снижение доли Группы в прибыли Славнефти квартал к кварталу вызвано капитальным ремонтом на НПЗ во 2 квартале 2019 и снижением объемов добычи;
- Доля Группы в прибыли Мессояханефтегаз и Арктикгаз выросла квартал к кварталу преимущественно в связи с ростом объемов добычи и ростом 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.

Анализ движения денежных средств и капитальных вложений

(млн. руб.)	6 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	303 105	210 289	44,1
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(115 463)	(130 713)	(11,7)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(144 431)	(109 895)	31,4
Чистое увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	43 211	(30 319)	-

Операционная деятельность

(млн. руб.)	6 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	320 774	287 415	11,6
Изменения в оборотном капитале	4 924	(32 535)	-
Уплаченный налог на прибыль	(27 747)	(24 984)	11,1
Проценты уплаченные	(34 213)	(25 079)	36,4
Дивиденды полученные	39 367	5 472	>200
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	303 105	210 289	44,1

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 44,1% год к году, в основном, в результате роста операционной прибыли, положительного эффекта от изменений в оборотном капитале и увеличения полученных дивидендов от совместных предприятий.

Инвестиционная деятельность

(млн. руб.)	6 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Капитальные затраты	(183 872)	(162 755)	13,0
Приобретение нефтегазовых лицензий	(7 651)	-	-
(Размещение) / Поступление денежных средств с депозитов	(37 090)	7 116	-
Поступления от продажи основных средств, нематериальных активов с налоговым эффектом	104 456	1 159	>200
Погашение / (выдача) займов и прочих инвестиций	613	11 877	(94,8)
Проценты полученные	8 081	11 890	(32,0)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(115 463)	(130 713)	(11,7)

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, уменьшились на 11,7%. Отток денежных средств по инвестиционной деятельности, направленный на капитальные затраты, приобретение нефтегазовых лицензий и размещение денежных средств на депозитах, был частично компенсирован поступлением от передачи объекта капитального строительства материнской компании в 1 квартале 2019 г.

Финансовая деятельность

(млн. руб.)	6 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Погашение займов и кредитов	(31 832)	(58 607)	(45,7)
Выплата дивидендов акционерам компании	(104 028)	(47 183)	120,5
Прочие операции	(8 571)	(4 105)	108,8
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(144 431)	(109 895)	31,4

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

Капитальные вложения

(млн. руб.)	6 месяцев		
	2019	2018	Δ, %
Разведка и добыча	105 848	94 793	11,7
Дочерние компании	97 826	86 726	12,8
Совместные операции	8 022	8 067	(0,6)
Нефтепереработка	46 539	31 492	47,8
Маркетинг и сбыт	4 336	3 444	25,9
Прочие	5 636	6 308	(10,7)
Капитальные вложения	162 359	136 037	19,3
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	15 562	26 718	(41,8)
Итого капитальные вложения	177 921	162 755	9,3
Инвестиции в активы, подлежащие передаче	5 951	-	-
Итого капитальные вложения с учетом инвестиций в активы, подлежащие передаче	183 872	162 755	13,0

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча выросли на 11,7%, главным образом, по дочерним компаниям за счет:
 - увеличения объемов бурения и ГТМ на зрелых месторождениях, Приразломном и Пальяновском месторождении;
 - увеличения объемов бурения, строительства капитальных объектов и объектов инфраструктуры на новых месторождениях (Тазовское и Новопортовское месторождения, проекты нефтяных оторочек);
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 47,8% в основном обусловлен ростом расходов на Омском НПЗ в связи с реализацией проектов глубокой переработки.

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	30 июня 2019	31 декабря 2018
Краткосрочные кредиты и займы	29 739	90 923
Долгосрочные кредиты и займы	693 561	684 530
Денежные средства и денежные эквиваленты	(276 128)	(247 585)
Краткосрочные депозиты	(37 864)	-
Чистый долг	409 308	527 868
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	4,1	11,7
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	0,54	0,73

- Кредитный портфель Группы диверсифицирован и включает синдицированные и двусторонние кредиты, облигации и прочие инструменты;
- Средний срок погашения долга снизился с 3,84 года по состоянию на 31 декабря 2018 г. до 3,71 года по состоянию на 30 июня 2019 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 6,29% по состоянию на 31 декабря 2018 г. до 6,38% по состоянию на 30 июня 2019 г.

Финансовые коэффициенты

Расчет EBITDA

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
112 780	112 672	0,1	Прибыль за период	225 452	177 139	27,3
24 601	19 953	23,3	Итого расход по налогу на прибыль	44 554	35 165	26,7
9 299	9 209	1,0	Финансовые расходы	18 508	11 410	62,2
(6 406)	(5 096)	25,7	Финансовые доходы	(11 502)	(2 930)	>200
44 849	41 696	7,6	Износ, истощение и амортизация	86 545	79 849	8,4
499	(5 461)	-	Убыток / (Прибыль) от курсовых разниц, нетто	(4 962)	24 317	-
4 317	6 079	(29,0)	Прочие расходы	10 396	5 629	84,7
189 939	179 052	6,1	EBITDA	368 991	330 579	11,6
(22 248)	(22 690)	(1,9)	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(44 938)	(40 357)	11,4
42 676	41 326	3,3	Плюс: Доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	84 002	77 978	7,7
210 367	197 688	6,4	Итого скорректированная EBITDA	408 055	368 200	10,8

Рентабельность

	30 июня 2019	30 июня 2018	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	33,59	32,36	1,2
Рентабельность по чистой прибыли, %	18,56	15,57	3,0
Рентабельность активов (ROA), %	13,29	11,28	2,0
Рентабельность капитала (ROE), %	22,72	19,49	3,2
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	19,95	16,91	3,0

Расчет скорректированного ROACE

За предыдущие 12 месяцев	30 июня 2019	30 июня 2018
Скорректированная EBITDA	839 361	673 360
Износ, истощение и амортизация	(223 725)	(195 859)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(119 646)	(89 559)
Скорректированный EBIT*	495 990	387 942
Средний используемый капитал	2 486 568	2 293 619
Скорректированный ROACE	19,95	16,91

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

Ликвидность

	30 июня 2019	30 июня 2018	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,63	1,12	45,5
Коэффициент срочной ликвидности	0,97	0,49	98,0
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,65	0,17	282,4

Лeverедж

	30 июня 2019	30 июня 2018	Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	11,22	19,54	(8,3)
Чистый долг/ Капитал, %	19,34	33,09	(13,8)
Лeverедж, %	16,90	24,63	(7,7)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,27	0,40	(32,5)
Чистый долг/ EBITDA	0,54	1,01	(46,5)
Итого долг/ EBITDA	0,95	1,12	(15,2)

Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности Группы, включают:

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

Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты

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

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

Снижение цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке за 6 месяцев 2019 г. оказало негативное влияние на результат Группы.

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %		6 месяцев 2019	2018	Δ, %
(долл. США/барр.)			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
68,82	63,20	8,9	Нефть «Brent»	65,97	70,74	(6,7)
67,83	63,23	7,3	Нефть «Urals» (ср. Med и NWE)	65,49	68,86	(4,9)
(долл. США/т.)				(долл. США/т.)		
682,23	547,73	24,6	Бензин Premium (ср. NWE)	613,90	678,12	(9,5)
518,06	487,01	6,4	Нафта (ср. Med и NWE)	502,28	596,70	(15,8)
609,15	588,60	3,5	Дизельное топливо (ср. NWE)	598,71	624,81	(4,2)
595,77	577,52	3,2	Газойль 0,1% (ср. Med)	586,50	616,79	(4,9)
379,51	367,08	3,4	Мазут 3,5% (ср. NWE)	373,19	368,74	1,2
(руб./т.)			Внутренний рынок	(руб./т.)		
39 644	36 401	8,9	Высокооктановый бензин	38 031	40 398	(5,9)
-	34 531	-	Низкооктановый бензин	17 170	35 018	(51,0)
39 992	39 862	0,3	Дизельное топливо	39 928	37 996	5,1
15 207	14 211	7,0	Мазут	14 712	12 175	20,8

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. 2019	1 кв. 2019		6 месяцев 2019	2018
0,67	1,78	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	2,45	2,10
64,55	66,10	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	65,32	59,35
64,73	69,47	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	69,47	57,60
63,08	64,73	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	63,08	62,76
(2,56)	(6,82)	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	(9,21)	8,95

Налогообложение

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

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %		6 месяцев 2019	2018	Δ, %
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
104,13	86,97	19,7	Нефть	95,55	118,78	(19,6)
31,20	26,07	19,7	Светлые нефтепродукты	28,63	35,60	(19,6)
31,20	26,07	19,7	Дизельное топливо	28,63	35,60	(19,6)
31,20	26,07	19,7	Бензин	28,63	35,60	(19,6)
57,23	47,77	19,8	Нафта	52,50	65,27	(19,6)
104,13	86,97	19,7	Темные нефтепродукты	95,55	118,78	(19,6)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
14 160	12 952	9,3	Нефть (руб./т.)	13 556	11 626	16,6

Вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты

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

Вывозная таможенная пошлина на нефть сырую

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

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

Котировка цены Urals (P), доллар США за тонну	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
$\leq 109,50$	0%
$109,50 < P \leq 146,00$	$35\% \times (P - 109,50)$
$146,00 < P \leq 182,50$	$12,78 + 45\% \times (P - 146,00)$
$> 182,50$	$29,20 + 30\% \times (P - 182,50)$ на 2018 г.
	$K_{\text{нефть}} \times (29,20 + 30\% \times (P - 182,50))$ с 2019 г.

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

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

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

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

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

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

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

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

- 31 марта 2032 г. - для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50% и более своей площади в Балтийском море, Черном море (глубина до 100м), Печорском или Белом море, Охотском море (южнее 55° 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 100 м), Охотском море (севернее 55° с.ш.), Баренцевом море (южнее 72° с.ш.);
- неограниченно - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Карском море, Баренцевом море (севернее 72° с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море).

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

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

Вывозная таможенная пошлина на нефтепродукты

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

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

$Ст_{п} = K \times Ст_{н}$, где $Ст_{н}$ – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, а K - расчетный коэффициент в отношении отдельной категории нефтепродуктов.

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

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

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

Акциз на нефтепродукты

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

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

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

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

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

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

P – средний курс доллара США к рублю РФ

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

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

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

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

$$K_{демп} = ((D_{аб} + \Phi_{аб}) \times V_{аб} + (D_{дт} + \Phi_{дт}) \times V_{дт}) \times K_{комп}$$

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

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

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

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

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

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

НДПИ на нефть

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

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

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

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

$K_{\text{ндпи}} = 559$

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

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

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ для малых участков недр. В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти ($V_{\text{з}}$ – начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий по конкретному участку недр на 1 января года, предшествующего году налогового периода) меньше 5 млн. тонн и степень выработанности его запасов на 1 января 2012 г. (либо на 1 января года выдачи лицензии, если лицензия выдана после 1 января 2012 г.) меньше или равна 0,05, коэффициент $K_{\text{з}}$ рассчитывается по формуле: $K_{\text{з}} = 0,125 \times V_{\text{з}} + 0,375$

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти. Его значение варьируется от 0,2 до 1 в зависимости от сложности добычи нефти из конкретной залежи:

- 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2×10^{-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.

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. $K_{\text{дв}}$ применяется для участков недр, на которых имеются залежи с коэффициентом $K_{\text{д}} < 1$. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть для залежей с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов для залежи с $K_{\text{д}} < 1$ определяется как $N_{\text{дв}}/V_{\text{дв}}$, где $N_{\text{дв}}$ – сумма накопленной добычи нефти на конкретной залежи, а $V_{\text{дв}}$ – 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 К_{дв} 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 К_{дв} принимается равным 0,3. В иных случаях коэффициент К_{дв} принимается равным 1. Для иных залежей данного участка (коэффициент К_д для которых равен 1) коэффициент К_{дв} принимается равным значению коэффициента К_в, определяемому для всего участка недр.

К_{кан} - коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДС на нефть на участках недр, расположенных полностью или частично в регионах со сложными природно-климатическими и геологическими условиями (в частности, по Ямал в ЯНАО, Иркутская область, Республика Саха (Якутия)). Коэффициент К_{кан} 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 К_{кан} принимается равным 1.

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

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

ЭП - коэффициент, рассчитываемый в следующем порядке:

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

P - средний курс доллара США к рублю РФ

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

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

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

$K_{абдт} = H_{аб} \times I_{аб} + H_{дт} \times I_{дт}$

H_{аб}, H_{дт} - коэффициент, характеризующий надбавку за автомобильный бензин (125 на 2019 г. и 105 с 2020 г.) или дизельное топливо (110 на 2019 г. и 92 с 2020 г.).

I_{аб} и I_{дт} - бинарный коэффициент для автомобильного бензина (дизельного топлива), равный 0 при значении D_{аб} (D_{дт}) не более 0. При D_{аб} (D_{дт}) более 0, I_{аб} (I_{дт}) принимает значение 1.

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

- 30% до истечения 5 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья - для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50% и более своей площади в Балтийском море;
- 15% до истечения 7 лет с даты начала промышленной добычи углеводородного сырья - для месторождений, расположенных на 50% и более своей площади в Черном море (глубина до 100 м), Японском, Печорском или Белом море, Охотском море (южнее 55° 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 55° с.ш.), в Черном море (глубина более 100 м), Баренцевом море (южнее 72° 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 72° с.ш.), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Берингово море).

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

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

НДПИ на нефть	$(50\% \times (\text{Ц} - 15) \times 7,3 \times K_{г} - \text{ЭП}) \times P$
---------------	------------------------------------------------------------------------------

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

P – среднемесячный курс рубля к доллару США

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

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

Эффективная ставка НДПИ на нефть по Группе

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %		6 месяцев 2019	2018	Δ, %
14 160	12 952	9,3	Общественная ставка НДПИ на нефть	13 556	11 626	16,6
			Эффективная ставка НДПИ на нефть (с учетом применения $K_{в}$, $K_{з}$, $K_{г}$, $K_{д}$, $K_{дв}$ и $K_{кан}$)	10 347	9 494	9,0
10 783	9 886	9,1	Отклонение эффективной ставки НДПИ на нефть от общественной (руб./т.)	3 209	2 132	
3 377	3 066		Отклонение эффективной ставки НДПИ на нефть от общественной (%)	23,7%	18,3%	
23,8%	23,7%					

По итогам 6 месяцев 2019 г. эффективная ставка НДПИ на нефть составила 10 347 руб./т., что на 3 209 руб./т ниже средней общественной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДПИ на нефть, в том числе понижающих коэффициентов $K_{в}$, $K_{з}$, $K_{д}$, $K_{дв}$ и $K_{г}$.

НДПИ на природный газ и газовый конденсат

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

	2018 г.	С 2019 г.
Природный газ (руб./ тыс. куб. м.)	$35 \times \text{Еут} \times K_{с} + T_{г}$	$35 \times \text{Еут} \times K_{с} + T_{г}$
Газовый конденсат (руб. / тонну)	$42 \times \text{Еут} \times K_{с} \times K_{км}$	$42 \times \text{Еут} \times K_{с} \times K_{км} + 0,75 \times K_{ман}$

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

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

Тг - показатель, характеризующий расходы на транспортировку природного газа (согласно информации ФАС России на 2017-2019 гг. принимается равным 0).

Ккм - корректирующий коэффициент, равный $6,5/K_g$, где K_g - коэффициент, характеризующий экспортную доходность единицы условного топлива.

Эффективная ставка НДС на природный газ по итогам 6 месяцев 2019 г. составила 596 руб. за тыс. куб. м, что на 43 руб. за тыс. куб. м ниже средней общеустановленной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДС на природный газ, в частности, понижающего коэффициента Кс.

Налог на дополнительный доход (НДД)

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

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

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

Налоговые льготы

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

Налоговые льготы, применяемые в течение 6 месяцев 2019 г.	Применимость к Группе
НДС на природный газ	
Понижающий коэффициент Кс к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» 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 «Газпромнефть-Хантос» ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Понижающий коэффициент Кдв к ставке НДС	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Понижающий коэффициент Кг к ставке НДС	ПАО «Газпром нефть» ООО «Газпромнефть-Ангара» ООО «Газпромнефть-Ямал» ООО «Газпромнефть-Хантос»
Пониженная ставка при добыче нефти из залежей баженовских продуктивных отложений	ООО «Технологический центр «Бажен»
Пониженная ставка НДС при добыче на новом морском месторождении, расположенном в Печорском море	ООО «Газпром нефть шельф»
Налог на прибыль организаций	
Применение пониженной ставки в размере 16% (льгота 4% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
Применение пониженной ставки в размере 17% (льгота 3% в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	ООО «Газпромнефть-Хантос»
Применение пониженной ставки в размере 16,5% (льгота 3,5% в соответствии с региональным законодательством ЯНАО)	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» ООО «Газпромнефть-Ямал»
Налог на имущество	
Освобождение от налога на имущество в отношении месторождений, введенных в разработку после	ООО «Газпромнефть-Хантос» АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Налоговые льготы, применяемые в течение 6 месяцев 2019 г.	Применимость к Группе
1 января 2011 г. (в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	
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»
Освобождение от налога на имущество в отношении имущества, созданного/ приобретенного при реализации инвестиционных проектов в Оренбургской области (в соответствии с региональным законодательством Оренбургской области)	ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Освобождение от уплаты налога на имущество в отношении имущества, созданного/ приобретенного, а также введенного в эксплуатацию в рамках реализации инвестиционных проектов в размере 50 % от суммы налога, зачисляемой в бюджет Томской области (в соответствии с региональным законодательством Томской области)	ООО «Газпромнефть-Восток»
Освобождение от уплаты налога на имущество в отношении имущества, созданного/ приобретенного, а также введенного в эксплуатацию в рамках разработки технологий поиска и разведки запасов доюрского комплекса Томской области (в соответствии с региональным законодательством Томской области)	ООО «Газпромнефть-Восток»

Транспортировка нефти и нефтепродуктов

Политика в отношении транспортных тарифов определяется государственными органами для того, чтобы обеспечить баланс интересов государства и всех участников процесса транспортировки. Транспортные тарифы естественных монополий устанавливаются Федеральной антимонопольной службой Российской Федерации («ФАС»). Тарифы зависят от направления транспортировки, объема поставок, расстояния до пункта назначения и нескольких других факторов. Изменения тарифов зависят от инфляции, прогнозируемой Министерством экономического развития Российской Федерации, потребностей владельцев транспортной инфраструктуры в капитальных вложениях, прочих макроэкономических факторов, а также от окупаемости экономически обоснованных затрат, понесенных естественными монополиями. Тарифы пересматриваются ФАС на периодической основе, включая тарифы на погрузочно-разгрузочные работы, перевалку, перевозку и другие тарифы.

В таблице ниже указаны средние затраты на транспортировку тонны нефти на экспорт, до заводов Группы, а также средние затраты на транспортировку тонны нефтепродуктов на экспорт от заводов Группы:

2 кв. 2019	1 кв. 2019	Δ, %	(руб./т.)	6 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Нефть						
Экспорт						
2 478	2 394	3,5	Трубопроводный	2 436	2 273	7,2
СНГ						
1 676	1 671	0,3	Трубопроводный	1 673	1 589	5,3
Транспортировка на НПЗ						
764	762	0,3	Омский НПЗ	763	760	0,4
1 643	1 643	-	Московский НПЗ	1 643	1 524	7,8
1 371	1 385	(1,0)	Ярославский НПЗ	1 378	1 319	4,5
Нефтепродукты						
Экспорт с Омского НПЗ						
4 735	4 762	(0,6)	Бензин	4 749	3 557	33,5
6 535	5 242	24,7	Мазут	5 892	5 429	8,5
4 558	4 319	5,5	Дизельное топливо	4 439	4 357	1,9
Экспорт с Московского НПЗ						
3 612	3 155	14,5	Бензин	3 385	1 341	152,4
4 501	3 207	40,3	Мазут	3 858	3 161	22,0
2 969	2 889	2,8	Дизельное топливо	2 929	2 793	4,9
Экспорт с Ярославского НПЗ						
3 044	3 108	(2,1)	Бензин	3 076	3 085	(0,3)
3 225	3 139	2,7	Мазут	3 182	3 020	5,4
2 571	2 539	1,3	Дизельное топливо	2 555	2 353	8,6

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 6 месяцев 2019 и 2018 гг. представлено ниже:

	6 месяцев	
	2019	2018
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	13,7%	11,2%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	1,1%	0,0%
трубопровод «Дружба»	8,6%	14,4%
порт Новороссийск	5,4%	6,6%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	13,9%	13,6%
Мегет (трубопровода + ж/д) в Китай	0,0%	0,0%
экспортировано минуя систему Транснефть:	57,3%	54,2%
с месторождения Приразломное	17,0%	18,0%
с Новопортовского месторождения	40,3%	36,2%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	100,0%	95,8%
Узбекистан	0,0%	4,2%
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