

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы за три месяца, закончившихся 30 сентября и 30 июня 2019 г. и девять месяцев, закончившихся 30 сентября 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	20
Капитальные вложения.....	21
Долг и ликвидность	21
Финансовые коэффициенты	22
Расчет EBITDA.....	22
Рентабельность	22
Ликвидность	22
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	24
Средние ставки налогов и сборов, действовавшие в отчетных периодах для налогообложения нефтегазовых компаний в России	24
Вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты	24
Акциз на нефтепродукты	26
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	27
Налог на дополнительный доход (НДД)	31
Налоговые льготы	31
Транспортировка нефти и нефтепродуктов	33

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 30 сентября 2019 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 30 сентября и 30 июня 2019 г., и девять месяцев, закончившихся 30 сентября 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

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %		9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
656 764	628 315	4,5	Выручка	1 871 438	1 827 293	2,4
207 456	210 367	(1,4)	Скорректированная EBITDA*	615 511	614 462	0,2
8 468	8 696	(2,6)	руб./т. н. э.	8 557	8 914	(4,0)
17,67	18,15	(2,6)	долл. США**/барр. н. э.	17,75	19,57	(9,3)
104 934	107 145	(2,1)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	319 973	298 669	7,1
Операционные результаты						
181,87	179,60	1,3	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	533,14	510,96	4,3
24,50	24,19	1,3	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	71,93	68,93	4,4
1,98	1,97	0,5	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,95	1,87	4,3
122,61	119,37	2,7	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	355,52	350,96	1,3
355,54	361,46	(1,6)	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	1 065,80	959,98	11,0
11,09	10,03	10,6	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	31,08	31,81	(2,3)

* 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 2019 г.

- В июне 2019 г. собрание акционеров утвердило итоговые дивиденды за 2018 г. в размере 30 рублей на акцию (с учетом промежуточных дивидендов за 9 месяцев в размере 22,05 рубля на акцию);
- В октябре 2019 г. собрание акционеров утвердило промежуточные дивиденды за 6 месяцев 2019 г. в размере 18,14 рублей на акцию;
- 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%;
- Получены права недропользования на 5 новых лицензионных участков в Ямало-Ненецком автономном округе, 3 новых участка в Оренбургской области, 4 новых участка в Ханты-Мансийском автономном округе, 12 новых лицензионных участков в Красноярском крае, 1 новый лицензионный участок в Обской губе Карского моря, 1 новый лицензионный участок в Свердловской области и 1 новый лицензионный участок в Тюменской области;
- На Омском НПЗ завершили монтаж ключевого оборудования установки каталитического риформинга, которая позволит в 1,5 раза увеличить производство компонентов высокооктанового бензина;
- На Московском НПЗ завершили строительство новой станции налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт мощностью 6,5 тысяч тонн нефтепродуктов в сутки. Новый терминал позволяет одновременно отгружать бензин, дизельное и авиационное топлива, что приводит к сокращению времени отгрузки в 4 раза;
- 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 нефть.

Результаты за 9 месяцев 2019 г. по сравнению с 9 месяцами 2018 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 4,4% и составила 71,93 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском и Восточно-Мессояхском месторождении, в Оренбургском регионе, а также вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз;
- Объем переработки нефти снизился на 2,3% вследствие проведения плановых ремонтных работ на НПЗ в Панчево и Ярославском НПЗ в 1 полугодии 2019 г.;
- Выручка выросла на 2,4% вследствие роста объема продаж нефти и нефтепродуктов на экспорт. Рост выручки сдерживался снижением цен на международном и внутреннем рынках;
- Скорректированная EBITDA увеличилась на 0,2%. Рост добычи по крупным проектам и повышение эффективности переработки сдерживались изменением ценовой конъюнктуры;
- Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», обусловлен в основном ростом показателя EBITDA и доходом по курсовым разницам за 9 месяцев 2019 г.

Результаты за 3 квартал 2019 г. по сравнению с 2 кварталом 2019 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях выросла на 1,3% вследствие большего количества дней в 3 квартале. Суточная добыча углеводородов осталась практически на уровне предыдущего квартала (+0,5%);
- Объем переработки нефти вырос на 10,6% вследствие окончания плановых ремонтных работ на НПЗ в Панчево и Ярославском НПЗ;
- Выручка выросла на 4,5% вследствие роста объемов реализации нефтепродуктов (рост переработки). Рост выручки сдерживался снижением цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке;
- Снижение показателя скорректированная EBITDA на 1,4% в основном обусловлено снижением цен на нефть и нефтепродукты, что было частично компенсировано ростом эффективности бизнеса (рост добычи и эффективности переработки, а также рост продаж нефтепродуктов через премиальные каналы);
- Снижение чистой прибыли, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в основном обусловлено снижением EBITDA.

Анализ операционных результатов деятельности

Добыча

Зкв. 2019	2кв. 2019	Δ, %	9 месяцев		
			2019	2018	Δ, %
(млн. т.)			(млн. т.)		
Нефть, конденсат и ЖУВ					
3,05	2,91	4,8	8,43	8,55	(1,4)
3,29	3,14	4,8	9,51	10,38	(8,4)
1,02	0,99	3,0	3,04	3,22	(5,6)
0,80	0,76	5,3	2,32	2,29	1,3
0,78	0,75	4,0	2,25	1,99	13,1
0,24	0,23	4,3	0,70	0,71	(1,4)
0,44	0,42	4,8	1,26	1,23	2,4
1,95	1,94	0,5	5,79	5,20	11,3
0,67	0,84	(20,2)	2,31	2,36	(2,1)
0,39	0,41	(4,9)	1,19	1,18	0,8
0,15	0,13	15,4	0,37	0,14	164,3
12,78	12,52	2,1	37,17	37,25	(0,2)
Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям					
1,80	1,69	6,5	5,24	5,12	2,3
1,03	1,04	(1,0)	3,07	2,88	6,6
0,08	0,07	14,3	0,22	0,23	(4,3)
0,72	0,65	10,8	1,99	1,62	22,8
3,63	3,45	5,2	10,52	9,85	6,8
16,41	15,97	2,8	47,69	47,10	1,3
(млрд. куб. м.)			(млрд. куб. м.)		
Газ*					
2,14	2,13	0,5	6,44	6,86	(6,1)
0,26	0,27	(3,7)	0,80	0,81	(1,2)
0,21	0,23	(8,7)	0,69	0,70	(1,4)
0,04	0,03	33,3	0,10	0,09	11,1
0,85	0,80	6,3	2,39	1,96	21,9
0,12	0,11	9,1	0,34	0,36	(5,6)
0,04	0,04	-	0,12	0,12	-
1,95	2,03	(3,9)	5,68	2,95	92,5
0,05	0,06	(16,7)	0,17	0,16	6,3
0,04	0,04	-	0,13	0,11	18,2
5,70	5,74	(0,7)	16,86	14,12	19,4
Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям					
0,12	0,12	-	0,36	0,35	2,9
3,32	3,47	(4,3)	10,22	9,85	3,8
0,89	0,89	-	2,66	2,81	(5,3)
0,03	0,02	50,0	0,08	0,06	33,3
4,36	4,50	(3,1)	13,32	13,07	1,9
10,06	10,24	(1,8)	30,18	27,19	11,0
(млн. т. н. э.)			(млн. т. н. э.)		
Углеводороды					
Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями					
17,36	17,13	1,3	50,71	48,58	4,4
7,14	7,06	1,1	21,22	20,35	4,3
Итого добыча углеводородов					
24,50	24,19	1,3	71,93	68,93	4,4
181,87	179,60	1,3	533,14	510,96	4,3
Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)					
1,98	1,97	0,5	1,95	1,87	4,3

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

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

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

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 4,3% год к году и на 0,5% квартал к кварталу;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась на 1,3% год к году и составила 47,69 млн. т. вследствие ввода новых скважин и 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 2,8% квартал к кварталу обусловлено в основном большим количеством дней в 3 квартале. Рост добычи нефти на Новопортовском месторождении сдерживался проведением комплекса мероприятий по диагностике трубопроводов для поддержания экологической безопасности, что повлияло на объем добычи газа;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 11,0% 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 газокompрессорной станции в Оренбургском регионе;
- Объем добычи газа по Группе снизился на 1,8% квартал к кварталу в связи со снижением потребления в силу сезонности, плановыми ремонтами установок комплексной подготовки газа на Арктикгаз и комплексом мероприятий на Новопортовском месторождении.

Логистика, переработка и сбыт

Покупка нефти

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %	(млн. т.)	9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
2,35	2,19	7,3	Покупки нефти в России *	6,52	5,70	14,4
0,48	0,29	65,5	Покупки нефти на международном рынке	0,95	1,08	(12,0)
2,83	2,48	14,1	Итого покупки нефти	7,47	6,78	10,2

* 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 связан с кратковременным изменением предложения нефти на рынке;
- Рост покупки нефти на международном рынке квартал к кварталу обусловлен ростом переработки на НПЗ в Панчево.

Переработка

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %	(млн. т.)	9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Переработка						
5,24	5,22	0,4	Омск	15,59	15,57	0,1
2,78	2,72	2,2	Москва	7,82	7,83	(0,1)
1,04	0,55	89,1	Панчево	2,15	2,56	(16,0)
9,06	8,49	6,7	Переработка на НПЗ дочерних компаний	25,56	25,96	(1,5)
2,03	1,54	31,8	Доля в Ярославском НПЗ	5,52	5,85	(5,6)
11,09	10,03	10,6	Итого переработка	31,08	31,81	(2,3)
Производство нефтепродуктов						
2,24	2,02	10,9	Бензин	6,05	6,71	(9,8)
2,24	2,02	10,9	Класс 5	6,05	6,71	(9,8)
0,48	0,48	-	Нафта	1,52	1,45	4,8
3,09	2,81	10,0	Дизельное топливо	8,82	9,14	(3,5)
0,02	0,02	-	Класс 2 и ниже	0,06	0,07	(14,3)
3,07	2,79	10,0	Класс 5	8,76	9,07	(3,4)
1,49	1,31	13,7	Мазут	4,58	4,22	8,5
0,94	0,82	14,6	Авиатопливо	2,52	2,63	(4,2)
0,76	0,65	16,9	Судовое топливо	2,04	1,96	4,1
1,05	0,83	26,5	Битумы	2,19	2,34	(6,4)
0,13	0,13	-	Масла	0,39	0,36	8,3
0,34	0,35	(2,9)	Продукты нефтехимии	1,06	0,99	7,1
0,30	0,32	(6,2)	Прочие	0,96	0,91	5,5
10,82	9,72	11,3	Итого производство нефтепродуктов	30,13	30,71	(1,9)

- Объем переработки нефти снизился на 2,3% год к году вследствие проведения плановых ремонтных работ на НПЗ в Панчево и на Ярославском НПЗ в 1 полугодии 2019;
- Объем переработки нефти вырос на 10,6% квартал к кварталу вследствие окончания плановых ремонтных работ на НПЗ в Панчево и на Ярославском НПЗ;
- Снижение объема производства высокооктановых бензинов на 9,8% год к году обусловлено сложившимся уровнем спроса на высокооктановые бензины и общим снижением объема переработки нефти;
- Рост объема производства продуктов нефтехимии на 7,1% год к году обусловлен ростом спроса на европейских рынках сбыта, а также экономической эффективностью;
- Снижение объема производства дизельного топлива на 3,5% и авиатоплива на 4,2% год к году обусловлено общим снижением объема переработки нефти;
- Рост объема производства мазута на 8,5% год к году обусловлен снижением производства битумов и ценовой конъюнктурой на внутреннем и международном рынках;
- Рост объема производства авиатоплива на 14,6%, судового топлива на 16,9% и битумов на 26,5% квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором и ростом объема переработки.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	3 кв. 2019		2 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	5 118	0,13	10 884	0,27	(53,0)	(51,9)
Авиатопливо	3 119	0,06	3 281	0,07	(4,9)	(14,3)
Судовое топливо	735	0,03	676	0,02	8,7	50,0
Масла	177	-	214	-	(17,3)	-
Итого	9 149	0,22	15 055	0,36	(39,2)	(38,9)

	9 месяцев 2019		9 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	17 689	0,44	11 322	0,28	56,2	57,1
Авиатопливо	10 237	0,22	7 442	0,17	37,6	29,4
Судовое топливо	2 518	0,08	5 473	0,17	(54,0)	(52,9)
Масла	649	-	856	0,01	(24,2)	-
Итого	31 093	0,74	25 093	0,63	23,9	17,5

- Снижение объемов покупки дизельного топлива на международном рынке квартал к кварталу обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой;
- Рост объемов покупки дизельного топлива на международном рынке год к году обусловлен развитием программы оптовой торговли дизельного топлива в Европе.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	3 кв. 2019		2 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	4 923	0,14	4 178	0,13	17,8	7,7
Дизельное топливо	4 711	0,11	5 020	0,12	(6,2)	(8,3)
Продукты нефтехимии	345	0,01	262	0,01	31,7	-
Прочие	46	0,01	50	-	(8,0)	-
Итого	10 025	0,27	9 510	0,26	5,4	3,8

	9 месяцев 2019		9 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	12 487	0,38	9 052	0,30	37,9	26,7
Дизельное топливо	14 657	0,35	11 773	0,32	24,5	9,4
Продукты нефтехимии	815	0,03	859	0,03	(5,1)	-
Прочие	135	0,01	291	0,01	(53,6)	-
Итого	28 094	0,77	21 975	0,66	27,8	16,7

- 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. и в Белоруссию с октября 2018 г.

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	3 кв. 2019		2 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	15 208	0,37	13 217	0,34	15,1	8,8
Дизельное топливо	9 132	0,22	7 427	0,18	23,0	22,2
Авиатопливо	3 399	0,09	2 424	0,06	40,2	50,0
Судовое топливо	2 062	0,06	1 482	0,04	39,1	50,0
Битум	786	0,05	654	0,04	20,2	25,0
Продукты нефтехимии	1 748	0,03	1 334	0,03	31,0	-
Прочие	1 051	0,03	1 037	0,02	1,4	50,0
Итого	33 386	0,85	27 575	0,71	21,1	19,7

	9 месяцев 2019		9 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	40 612	1,05	44 759	1,11	(9,3)	(5,4)
Дизельное топливо	23 401	0,55	30 428	0,74	(23,1)	(25,7)
Авиатопливо	6 522	0,17	5 326	0,14	22,5	21,4
Судовое топливо	4 334	0,12	4 042	0,12	7,2	-
Битум	1 440	0,09	1 144	0,07	25,9	28,6
Продукты нефтехимии	3 803	0,07	2 504	0,05	51,9	40,0
Прочие	2 857	0,07	3 148	0,09	(9,2)	(22,2)
Итого	82 969	2,12	91 351	2,32	(9,2)	(8,6)

- Рост объема покупки высокооктанового бензина, дизельного топлива и авиатоплива на внутреннем рынке квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Снижение объема покупки высокооктанового бензина и дизельного топлива год к году обусловлено общим снижением реализации нефтепродуктов через премиальные каналы.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %		9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 218	1 237	(1,5)	в России	1 218	1 176	3,6
204	199	2,5	в СНГ	204	193	5,7
405	408	(0,7)	в Восточной Европе	405	415	(2,4)
1 827	1 844	(0,9)	Итого АЗС (на конец периода)	1 827	1 784	2,4
			Среднесуточная реализация через одну АЗС			
19,18	18,43	4,1	по России (т./сут.)	18,53	20,51	(9,7)
	(млн. т.)		Объем продаж через премиальные каналы		(млн. т.)	
5,37	4,82	11,4	Продажи автомобильного топлива	14,60	15,28	(4,5)
0,95	0,81	17,3	Продажи авиатоплива	2,45	2,36	3,8
0,91	0,84	8,3	Продажи судового топлива	2,51	2,13	17,8
0,08	0,09	(11,1)	Продажи масел	0,24	0,23	4,3
0,16	0,12	33,3	Продажи битума	0,31	0,27	14,8
7,47	6,68	11,8	Итого объем продаж через премиальные каналы	20,11	20,27	(0,8)

- Общее количество действующих АЗС увеличилось на 2,4% год к году вследствие аренды новых АЗС;
- Снижение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 9,7% год к году обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой;
- Рост среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 4,1% и увеличение объемов продаж через премиальные каналы на 11,8% квартал к кварталу обусловлены сезонным фактором;
- Уменьшение объемов продаж автомобильного топлива через премиальные каналы на 4,5% год к году обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой;
- Рост объемов продаж судового топлива на 17,8% год к году обусловлен ростом эффективности бизнеса в мелкооптовом канале продаж на Северо-Западе и Черном море;
- Увеличение объемов продаж битума на 14,8% год к году обусловлено, в основном, ростом продаж премиальной продукции на экспорт.

Анализ финансовых результатов деятельности

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о прибылях и убытках

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
636 745	610 550	4,3	Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	1 818 135	1 776 716	2,3
20 019	17 765	12,7	Прочая выручка	53 303	50 577	5,4
656 764	628 315	4,5	Итого выручка от продаж*	1 871 438	1 827 293	2,4
Расходы и прочие затраты						
(189 814)	(165 179)	14,9	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(500 092)	(432 678)	15,6
(64 216)	(60 437)	6,3	Производственные и операционные расходы	(180 708)	(164 991)	9,5
(32 393)	(32 462)	(0,2)	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(90 393)	(83 104)	8,8
(34 975)	(32 479)	7,7	Транспортные расходы	(106 360)	(106 278)	0,1
(47 297)	(44 849)	5,5	Износ, истощение и амортизация	(133 842)	(126 542)	5,8
(148 660)	(154 429)	(3,7)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(449 380)	(489 829)	(8,3)
(19 925)	(15 519)	28,4	Экспортные пошлины	(53 470)	(62 804)	(14,9)
(432)	(119)	>200	Расходы на геологоразведочные работы	(633)	(798)	(20,7)
(537 712)	(505 473)	6,4	Итого операционные расходы	(1 514 878)	(1 467 024)	3,3
119 052	122 842	(3,1)	Операционная прибыль	356 560	360 269	(1,0)
19 913	22 248	(10,5)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	64 851	69 662	(6,9)
2 134	(499)	-	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	7 096	(31 115)	-
6 047	6 406	(5,6)	Финансовые доходы	17 549	4 595	>200
(7 813)	(9 299)	(16,0)	Финансовые расходы	(26 321)	(16 280)	61,7
(5 259)	(4 317)	21,8	Прочие расходы	(15 655)	(8 908)	75,7
15 022	14 539	3,3	Итого прочие доходы	47 520	17 954	164,7
134 074	137 381	(2,4)	Прибыль до налогообложения	404 080	378 223	6,8
(16 430)	(15 286)	7,5	Расход по текущему налогу на прибыль	(42 326)	(47 280)	(10,5)
(6 345)	(9 315)	(31,9)	Расход по отложенному налогу на прибыль	(25 003)	(13 542)	84,6
(22 775)	(24 601)	(7,4)	Итого расход по налогу на прибыль	(67 329)	(60 822)	10,7
111 299	112 780	(1,3)	Прибыль за период	336 751	317 401	6,1
(6 365)	(5 635)	13,0	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(16 778)	(18 732)	(10,4)
104 934	107 145	(2,1)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	319 973	298 669	7,1

*Выручка с учетом акциза с продаж

Выручка от продаж

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Нефть						
156 660	146 650	6,8	Продажи на экспорт	448 360	409 060	9,6
6 509	8 379	(22,3)	Международный рынок	22 090	27 916	(20,9)
9 286	12 617	(26,4)	Экспорт и продажи в СНГ	31 647	29 680	6,6
21 379	25 075	(14,7)	Внутренний рынок	68 917	67 668	1,8
193 834	192 721	0,6	Итого выручка от продаж нефти	571 014	534 324	6,9
Газ						
42	267	(84,3)	Международный рынок	822	881	(6,7)
6 409	7 976	(19,6)	Внутренний рынок	21 993	26 697	(17,6)
6 451	8 243	(21,7)	Итого выручка от продаж газа	22 815	27 578	(17,3)
Нефтепродукты						
67 215	84 413	(20,4)	Продажи на экспорт	250 419	238 479	5,0
45 546	36 447	25,0	Международный рынок	113 528	118 621	(4,3)
70 724	58 665	20,6	Продажи на международном рынке	180 686	186 166	(2,9)
(25 178)	(22 218)	13,3	Минус: акциз с продаж	(67 158)	(67 545)	(0,6)
24 174	20 609	17,3	СНГ	65 091	67 773	(4,0)
24 401	20 808	17,3	Экспорт и продажи в СНГ	65 760	68 391	(3,8)
(227)	(199)	14,1	Минус: акциз с продаж	(669)	(618)	8,3
299 525	268 117	11,7	Внутренний рынок	795 268	789 941	0,7
436 460	409 586	6,6	Итого выручка от продажи нефтепродуктов	1 224 306	1 214 814	0,8
20 019	17 765	12,7	Прочая выручка	53 303	50 577	5,4
656 764	628 315	4,5	Итого выручка	1 871 438	1 827 293	2,4

Объем реализации

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %		9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
			Нефть			
			(млн. т.)			
5,35	4,48	19,4	Продажи на экспорт	14,52	12,74	14,0
0,27	0,31	(12,9)	Продажи на международном рынке*	0,86	0,91	(5,5)
0,41	0,49	(16,3)	Продажи в СНГ	1,30	1,24	4,8
1,12	1,14	(1,8)	Продажи на внутреннем рынке	3,33	3,22	3,4
7,15	6,42	11,4	Итого продажи нефти	20,01	18,11	10,5
			Газ			
			(млрд. куб. м.)			
-	0,02	-	Продажи на международном рынке	0,05	0,06	(16,7)
3,46	3,41	1,5	Продажи на внутреннем рынке	10,04	9,82	2,2
3,46	3,43	0,9	Итого продажи газа	10,09	9,88	2,1
			Нефтепродукты			
			(млн. т.)			
2,25	2,45	(8,2)	Продажи на экспорт	7,76	7,22	7,5
1,10	0,79	39,2	Продажи на международном рынке	2,62	2,74	(4,4)
0,67	0,56	19,6	Продажи в СНГ	1,75	1,89	(7,4)
8,26	7,43	11,2	Продажи на внутреннем рынке	22,02	22,27	(1,1)
12,28	11,23	9,3	Итого продажи нефтепродуктов	34,15	34,12	0,1

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %		9 месяцев 2019	2018	Δ, %
(руб./т.)			Нефть	(руб./т.)		
29 282	32 734	(10,5)	Продажи на экспорт	30 879	32 108	(3,8)
22 649	25 749	(12,0)	Экспорт в СНГ	24 344	23 935	1,7
19 088	21 996	(13,2)	Продажи на внутреннем рынке	20 696	21 015	(1,5)
(руб./т.)			Нефтепродукты	(руб./т.)		
29 873	34 454	(13,3)	Продажи на экспорт	32 270	33 030	(2,3)
36 419	37 157	(2,0)	Экспорт и продажи в СНГ	37 577	36 186	3,8
36 262	36 086	0,5	Продажи на внутреннем рынке	36 116	35 471	1,8

Реализация нефти

- Рост объемов продаж нефти на экспорт на 14,0% год к году обусловлен ростом добычи на Новопортовском и Восточно-Мессояхском месторождениях;
- Рост объема реализации нефти на 11,4% квартал к кварталу преимущественно обусловлен ростом добычи и закупок нефти в 3 квартале 2019 г.

Реализация газа

- Снижение выручки от реализации газа на внутреннем рынке год к году обусловлено изменением контрактных условий поставки газа конечным потребителям, которое компенсировано снижением транспортных расходов.

Реализация нефтепродуктов на экспорт

	3 кв. 2019		2 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Нафта	8 455	0,26	12 136	0,35	(30,3)	(25,7)
Дизельное топливо	20 037	0,52	33 322	0,84	(39,9)	(38,1)
Мазут	18 140	0,85	16 926	0,69	7,2	23,2
Авиатопливо	5 933	0,13	5 952	0,13	(0,3)	-
Судовое топливо	10 266	0,32	8 628	0,25	19,0	28,0
Битумы	732	0,03	647	0,03	13,1	-
Масла	1 351	0,02	1 789	0,03	(24,5)	(33,3)
Продукты нефтехимии	528	0,04	2 337	0,07	(77,4)	(42,9)
Прочие	1 773	0,08	2 676	0,06	(33,7)	33,3
Итого	67 215	2,25	84 413	2,45	(20,4)	(8,2)

	9 месяцев 2019		9 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	473	0,01	830	0,03	(43,0)	(66,7)
Нафта	32 495	0,98	37 023	0,98	(12,2)	-
Дизельное топливо	90 333	2,31	85 113	2,17	6,1	6,5
Мазут	62 257	2,67	59 362	2,57	4,9	3,9
Авиатопливо	17 741	0,39	16 239	0,35	9,2	11,4
Судовое топливо	24 205	0,73	26 041	0,78	(7,1)	(6,4)
Битумы	1 806	0,08	970	0,05	86,2	60,0
Масла	4 825	0,08	4 587	0,08	5,2	-
Продукты нефтехимии	6 414	0,19	5 545	0,13	15,7	46,2
Прочие	9 870	0,32	2 769	0,08	>200	>200
Итого	250 419	7,76	238 479	7,22	5,0	7,5

- Рост объема продаж судового топлива квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;

- Увеличение объемов реализации мазута на экспорт квартал к кварталу и год к году обусловлено экономической эффективностью реализации на международном рынке;
- Увеличение объема реализации дизельного топлива на экспорт год к году обусловлено развитием программы оптовой торговли дизельного топлива в Европе;
- Снижение объема реализации дизельного топлива на экспорт квартал к кварталу обусловлено сложившимся уровнем спроса и ценовой конъюнктурой на международном рынке;
- Увеличение объема реализации прочих нефтепродуктов на экспорт год к году связано преимущественно с повышением уровня производства вакуумного газойля на Московском НПЗ в 1 квартале 2019 г.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	3 кв. 2019		2 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	7 968	0,20	7 675	0,20	3,8	-
Дизельное топливо	10 198	0,23	8 906	0,21	14,5	9,5
Авиатопливо	1 104	0,03	580	0,02	90,3	50,0
Судовое топливо	521	0,02	92	-	>200	-
Битумы	1 619	0,09	1 200	0,07	34,9	28,6
Масла	913	0,02	1 015	0,01	(10,0)	100,0
Продукты нефтехимии и прочие	2 078	0,08	1 340	0,05	55,1	60,0
Итого	24 401	0,67	20 808	0,56	17,3	19,6

	9 месяцев 2019		9 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	23 675	0,62	25 092	0,65	(5,6)	(4,6)
Дизельное топливо	28 103	0,64	28 021	0,71	0,3	(9,9)
Авиатопливо	2 683	0,07	5 184	0,13	(48,2)	(46,2)
Судовое топливо	791	0,03	268	0,01	195,1	200,0
Битумы	3 251	0,18	3 954	0,22	(17,8)	(18,2)
Масла	2 784	0,05	2 781	0,06	0,1	(16,7)
Продукты нефтехимии и прочие	4 473	0,16	3 091	0,11	44,7	45,5
Итого	65 760	1,75	68 391	1,89	(3,8)	(7,4)

- Рост объемов реализации в СНГ квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором;
- Снижение реализации автомобильных видов топлива в СНГ год к году обусловлено, в основном, увеличением поставки местных НПЗ и отсутствием дефицита ресурса в Казахстане, который наблюдался в 2018 году;
- 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

	3 кв. 2019		2 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	110 789	2,47	96 614	2,19	14,7	12,8
Нафта	1 175	0,05	2 505	0,08	(53,1)	(37,5)
Дизельное топливо	100 798	2,35	89 986	2,10	12,0	11,9
Мазут	4 743	0,36	5 007	0,34	(5,3)	7,8
Авиатопливо	36 340	0,91	30 801	0,79	18,0	15,2
Судовое топливо	17 262	0,75	18 020	0,72	(4,2)	4,8
Битумы	13 617	0,80	10 594	0,69	28,5	15,9
Масла	4 752	0,08	4 289	0,07	10,8	14,3
Продукты нефтехимии	6 122	0,26	7 172	0,25	(14,6)	4,0
Прочие	3 927	0,23	3 129	0,21	25,5	9,5
Итого	299 525	8,26	268 117	7,43	11,7	11,2

	9 месяцев 2019		9 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	290 343	6,64	300 914	7,01	(3,5)	(5,3)
Нафта	5 758	0,21	4 915	0,15	17,2	40,0
Дизельное топливо	269 794	6,24	265 148	6,47	1,8	(3,6)
Мазут	14 749	1,08	12 310	1,00	19,8	8,4
Авиатопливо	93 928	2,38	89 441	2,30	5,0	3,5
Судовое топливо	49 573	2,11	45 713	1,85	8,4	13,8
Битумы	27 537	1,75	24 949	1,79	10,4	(2,2)
Масла	12 832	0,22	11 240	0,21	14,2	4,8
Продукты нефтехимии	19 391	0,74	21 648	0,76	(10,4)	(2,6)
Прочие	11 363	0,65	13 663	0,73	(16,8)	(11,0)
Итого	795 268	22,02	789 941	22,27	0,7	(1,1)

- 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;
- Рост объемов продаж судового топлива год к году обусловлен ростом эффективности бизнеса в мелкооптовом канале продаж на Северо-Западе и Черном море;
- Снижение объемов реализации прочих нефтепродуктов год к году преимущественно связано со снижением реализации газойля.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов увеличилась на 15,6% 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

3кв. 2019	2кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
30 696	29 431	4,3	Расходы на добычу углеводородов	87 453	78 056	12,0
1 768	1 718	2,9	руб./т.н.э.	1 725	1 607	7,3
3,74	3,63	3,0	долл. США*/барр. н. э.	3,62	3,57	1,4
23 314	22 357	4,3	Дочерние компании на территории РФ	66 251	57 784	14,7
1 605	1 560	2,9	руб./т.н.э.	1 567	1 442	8,7
3,39	3,30	2,7	долл. США*/барр. н. э.	3,29	3,20	2,8
			в том числе			
			расходы на добычу по зрелым месторождениям ****			
18 352	17 789	3,2		52 672	46 504	13,3
1 797	1 812	(0,8)	руб./т.н.э.	1 799	1 551	16,0
3,80	3,83	(0,8)	долл. США*/барр. н. э.	3,77	3,44	9,6
			расходы на добычу по новым месторождениям ****			
4 962	4 568	8,6		13 579	11 280	20,4
1 170	1 024	14,3	руб./т.н.э.	1 062	1 133	(6,3)
2,47	2,16	14,4	долл. США*/барр. н. э.	2,23	2,52	(11,5)
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**			
2 407	2 445	(1,6)		7 159	6 925	3,4
3 209	3 135	2,4	руб./т.н.э.	3 126	3 011	3,8
6,78	6,63	2,3	долл. США*/барр. н. э.	6,56	6,69	(1,9)
4 975	4 629	7,5	Совместные операции	14 043	13 347	5,2
2 463	2 350	4,8	руб./т.н.э.	2 341	2 170	7,9
5,21	4,97	4,8	долл. США*/барр. н. э.	4,91	4,82	1,9
16 979	16 555	2,6	Расходы на переработку	49 211	42 867	14,8
			Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний			
8 789	9 387	(6,4)		26 856	22 996	16,8
970	1 106	(12,3)	руб./т.	1 051	886	18,6
2,05	2,34	(12,4)	долл. США*/барр	2,20	1,97	11,7
			Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***			
3 551	2 696	31,7		9 772	9 321	4,8
1 749	1 751	(0,1)	руб./т.	1 770	1 593	11,1
3,70	3,70	-	долл. США*/барр	3,71	3,54	4,8
4 639	4 472	3,7	Расходы на производство масел	12 583	10 550	19,3
8 707	8 051	8,1	Расходы на транспортировку до НПЗ	24 739	24 687	0,2
7 834	6 400	22,4	Прочие операционные расходы	19 305	19 381	(0,4)
64 216	60 437	6,3	Итого	180 708	164 991	9,5

* 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 г. 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 г. 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 2,9% квартал к кварталу обусловлено преимущественно ростом расходов по новым месторождениям в связи с остановкой на плановое техническое обслуживание платформы на Приразломном месторождении в 3 квартале;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 16,0% год к году в результате:
 - Сравнения с низкой базой за 9 месяцев 2018 г., обусловленной остановкой высокообводненного фонда скважин в 1 полугодии 2018 г. в рамках ограничений «ОПЕК+»;
 - Инфляционного давления;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по новым месторождениям квартал к кварталу на 14,3% обусловлен остановкой на плановое техническое обслуживание платформы на Приразломном месторождении, проведением комплекса мероприятий по диагностике трубопроводов для поддержания экологической безопасности и проведением планового ремонта установки комплексной подготовки газа на Новопортовском месторождении;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ в долларах на баррель н.э. на 2,3% квартал к кварталу обусловлен снижением объемов добычи в Ираке, ростом расходов на ремонт скважин;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 7,9% год к году в основном обусловлен ростом объема добываемой жидкости и объемов закачки воды в пласт;
- Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний включают в себя затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, используемого для переработки углеводородов, расходы на оплату труда и электроэнергию и прочие подобные расходы на перерабатывающих предприятиях Группы;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 18,6% год к году в связи с:
 - Ростом затрат на текущие ремонты;
 - Ростом закупки МТБЭ¹;
 - Ростом расходов на экологические программы;
 - Снижением объема переработки;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний снизились на 12,3% квартал к кварталу в связи с:
 - Снижение затрат на текущие ремонты в связи с отсутствием крупных ремонтов в 3 квартале 2019 г.;
 - Рост объемов переработки;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 11,1% 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 8,1% квартал к кварталу обусловлен в основном ростом переработки;
- Рост прочих операционных расходов квартал к кварталу в основном обусловлен ростом прочей выручки и разработкой нефтяных оторочек.

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 8,8% год к году 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 0,1% 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 выросли на 7,7% квартал к кварталу вследствие роста объемов реализации нефти и нефтепродуктов.

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 5,8% 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 1 января 2019 г.

Налоги, за исключением налога на прибыль

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
116 180	129 100	(10,0)	Налог на добычу полезных ископаемых	357 332	361 687	(1,2)
3 933	4 233	(7,1)	Налог на дополнительный доход	10 841	-	-
18 431	10 325	78,5	Акциз	50 135	99 394	(49,6)
6 219	6 564	(5,3)	Взносы по социальному страхованию	18 966	16 518	14,8
3 897	4 207	(7,4)	Прочие налоги	12 106	12 230	(1,0)
148 660	154 429	(3,7)	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	449 380	489 829	(8,3)

- Снижение расхода по НДС на 10,0% квартал к кварталу и 1,2% год к году в основном обусловлено более низкой средней ставкой НДС в связи со снижением цен на нефть;
- 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 49,6% год к году преимущественно обусловлено введением вычета по акцизу на нефтяное сырье с учетом демпфирующей составляющей с 1 января 2019 г., которое частично сдерживалось ростом ставок акцизов на моторное топливо на 21%;
- Рост расхода по акцизам на 78,5% квартал к кварталу обусловлен увеличением объемов продаж нефтепродуктов на внутреннем рынке и влиянием демпфирующей составляющей.

Экспортные пошлины

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
11 929	7 729	54,3	Экспортная пошлина на нефть	27 867	31 184	(10,6)
7 996	7 790	2,6	Экспортная пошлина на нефтепродукты	25 603	31 620	(19,0)
19 925	15 519	28,4	Итого экспортная пошлина	53 470	62 804	(14,9)

- Снижение экспортных пошлин на 14,9% год к году обусловлено снижением средней ставки экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в рамках завершения налогового маневра. Снижение расходов сдерживалось ростом объемов продаж нефти на экспорт;
- Рост экспортных пошлин на 28,4% квартал к кварталу обусловлен в основном ростом объемов реализации нефти на экспорт и уменьшением доли поставок нефти на экспорт, не облагаемых экспортными пошлинами.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
3 125	2 257	38,5	Славнефть	10 768	13 798	(22,0)
6 233	7 435	(16,2)	Мессояханефтегаз	20 272	20 584	(1,5)
8 938	10 697	(16,4)	Арктикгаз	29 044	29 909	(2,9)
653	885	(26,2)	Нортгаз	2 336	2 689	(13,1)
964	974	(1,0)	Прочие компании	2 431	2 682	(9,4)
19 913	22 248	(10,5)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	64 851	69 662	(6,9)

- Увеличение доли Группы в прибыли Славнефти квартал к кварталу обусловлено ростом добычи и цены Аргус, а также плановыми ремонтными работами на НПЗ во 2 квартале 2019 г.;
- Снижение доли Группы в прибыли Славнефти год к году преимущественно обусловлено снижением цены, ростом расходов на ремонт в связи с проведением плановых ремонтных работ на НПЗ во 2 квартале 2019 г. и ростом финансовых расходов в связи с увеличением кредитного портфеля;
- Снижение доли Группы в прибыли Мессояханефтегаз квартал к кварталу преимущественно вызвано снижением цен на нефть и ростом амортизации в связи с ростом добычи;
- Снижение доли Группы в прибыли Арктикгаз квартал к кварталу преимущественно вызвано снижением цен на нефть и снижением добычи в результате проведения плановых ремонтов установок комплексной подготовки газа;
- Снижение доли Группы в прибыли Арктикгаз год к году преимущественно вызвано снижением цен на нефть, которое было частично компенсировано ростом добычи.

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.)	9 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	460 301	391 636	17,5
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(190 359)	(220 946)	(13,8)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(187 899)	(137 437)	36,7
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов	82 043	33 253	146,7

Операционная деятельность

(млн. руб.)	9 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	484 429	481 862	0,5
Изменения в оборотном капитале	13 834	(20 761)	-
Уплаченный налог на прибыль	(40 720)	(43 808)	(7,0)
Проценты уплаченные	(47 197)	(35 244)	33,9
Дивиденды полученные	49 955	9 587	>200
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	460 301	391 636	17,5

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 17,5% год к году, в основном, в результате увеличения полученных дивидендов от совместных предприятий и положительного эффекта от изменений в оборотном капитале.

Инвестиционная деятельность

(млн. руб.)	9 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Капитальные затраты	(305 572)	(253 786)	20,4
Приобретение нефтегазовых лицензий	(7 654)	(3 004)	154,8
(Размещение) / Поступление денежных средств с депозитов	(90)	7 185	-
Поступления от продажи основных средств за минусом налога	115 542	1 441	>200
Погашение / (выдача) займов и прочих инвестиций	(5 972)	10 940	-
Проценты полученные	13 387	16 278	(17,8)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(190 359)	(220 946)	(13,8)

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, уменьшились на 13,8% год к году. Отток денежных средств по инвестиционной деятельности, направленный на капитальные затраты, приобретение нефтегазовых лицензий и на выдачу и погашение займов и прочих инвестиций, был частично компенсирован поступлением от передачи объекта капитального строительства материнской компании в 1 квартале 2019 г.

Финансовая деятельность

(млн. руб.)	9 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Погашение займов и кредитов	(33 571)	(74 535)	(55,0)
Выплата дивидендов акционерам компании	(141 538)	(70 773)	100,0
Прочие операции	(12 790)	7 871	-
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(187 899)	(137 437)	36,7

- Рост чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, обусловлен ростом дивидендных выплат акционерам (30 рублей на акцию по итогам 2018 г. и 15 рублей на акцию по итогам 2017 г.). Отток денежных средств по финансовой деятельности был частично компенсирован снижением нетто суммы погашения и привлечения кредитов и займов.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	9 месяцев		Δ, %
	2019	2018	
Разведка и добыча	177 644	152 275	16,7
Дочерние компании	165 023	140 530	17,4
Совместные операции	12 621	11 745	7,5
Нефтепереработка	77 938	58 493	33,2
Маркетинг и сбыт	7 746	6 626	16,9
Прочие	10 642	7 924	34,3
Капитальные вложения	273 970	225 318	21,6
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	20 854	28 468	(26,7)
Итого капитальные вложения	294 824	253 786	16,2
Инвестиции в активы, подлежащие передаче	10 748	-	-
Итого капитальные вложения с учетом инвестиций в активы, подлежащие передаче	305 572	253 786	20,4

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча выросли на 16,7%, главным образом, по дочерним компаниям за счет:
 - увеличения объемов бурения и ГТМ на зрелых и Приразломном месторождениях;
 - 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 33,2% в основном обусловлен ростом расходов на Омском НПЗ в связи с реализацией проектов глубокой переработки.

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	30 сентября 2019	31 декабря 2018
Краткосрочные кредиты и займы	14 721	90 923
Долгосрочные кредиты и займы	709 153	684 530
Денежные средства и денежные эквиваленты	(318 203)	(247 585)
Краткосрочные депозиты	(38)	-
Чистый долг	405 633	527 868
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	2,0	11,7
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	0,56	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 3,42 года по состоянию на 30 сентября 2019 г.;
- Средняя процентная ставка увеличилась с 6,29% по состоянию на 31 декабря 2018 г. до 6,31% по состоянию на 30 сентября 2019 г.

Финансовые коэффициенты

Расчет EBITDA

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	9 месяцев 2019	2018	Δ, %
111 299	112 780	(1,3)	Прибыль за период	336 751	317 401	6,1
22 775	24 601	(7,4)	Итого расход по налогу на прибыль	67 329	60 822	10,7
7 813	9 299	(16,0)	Финансовые расходы	26 321	16 280	61,7
(6 047)	(6 406)	(5,6)	Финансовые доходы	(17 549)	(4 595)	>200
47 297	44 849	5,5	Износ, истощение и амортизация	133 842	126 542	5,8
(2 134)	499	-	Убыток / (Прибыль) от курсовых разниц, нетто	(7 096)	31 115	-
5 259	4 317	21,8	Прочие расходы	15 655	8 908	75,7
186 262	189 939	(1,9)	EBITDA	555 253	556 473	(0,2)
(19 913)	(22 248)	(10,5)	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(64 851)	(69 662)	(6,9)
41 107	42 676	(3,7)	Плюс: Доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	125 109	127 651	(2,0)
207 456	210 367	(1,4)	Итого скорректированная EBITDA	615 511	614 462	0,2

Рентабельность

	30 сентября 2019	30 сентября 2018	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	32,89	33,63	(0,7)
Рентабельность по чистой прибыли, %	17,99	17,37	0,6
Рентабельность активов (ROA), %	11,88	12,62	(0,7)
Рентабельность капитала (ROE), %	19,89	21,34	(1,5)
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	17,79	19,15	(1,4)

Расчет скорректированного ROACE

За предыдущие 12 месяцев	30 сентября 2019	30 сентября 2018
Скорректированная EBITDA	800 555	766 183
Износ, истощение и амортизация	(226 381)	(207 327)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(113 716)	(102 507)
Скорректированный EBIT*	460 458	456 349
Средний используемый капитал	2 588 659	2 382 454
Скорректированный ROACE	17,79	19,15

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

Ликвидность

	30 сентября 2019	30 сентября 2018	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,89	1,20	57,5
Коэффициент срочной ликвидности	1,13	0,61	85,2
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,71	0,28	153,6

Лeverедж

	30 сентября 2019	30 сентября 2018	
			Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	10,82	16,39	(5,6)
Чистый долг/ Капитал, %	18,23	27,28	(9,1)
Лeverедж, %	14,95	21,23	(6,3)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,20	0,31	(35,5)
Чистый долг/ EBITDA	0,56	0,79	(29,1)
Итого долг/ EBITDA	1,00	0,98	2,0

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.

Снижение цен на нефть и нефтепродукты на международном рынке за 9 месяцев 2019 г. оказало негативное влияние на результат Группы.

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %		9 месяцев 2019	2018	Δ, %
(долл. США/барр.)			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
61,94	68,82	(10,0)	Нефть «Brent»	64,60	72,28	(10,6)
61,26	67,83	(9,7)	Нефть «Urals» (ср. Med и NWE)	64,05	70,69	(9,4)
(долл. США/т.)				(долл. США/т.)		
622,55	682,23	(8,7)	Бензин Premium (ср. NWE)	616,84	696,61	(11,5)
469,14	518,06	(9,4)	Нафта (ср. Med и NWE)	491,00	613,36	(19,9)
579,46	609,15	(4,9)	Дизельное топливо (ср. NWE)	592,16	639,16	(7,4)
575,55	595,77	(3,4)	Газойль 0,1% (ср. Med)	582,77	632,24	(7,8)
322,78	379,51	(14,9)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	356,03	384,65	(7,4)
(руб./т.)			Внутренний рынок	(руб./т.)		
41 500	39 644	4,7	Высокооктановый бензин	39 200	41 175	(4,8)
-	-	-	Низкооктановый бензин	11 384	35 729	(68,1)
40 869	39 992	2,2	Дизельное топливо	40 245	39 499	1,9
13 278	15 207	(12,7)	Мазут	14 229	13 391	6,3

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. 2019	2 кв. 2019		9 месяцев 2019	2018
(0,08)	0,67	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	2,37	2,50
64,54	64,55	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	65,06	61,44
63,08	64,73	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	69,47	57,60
64,42	63,08	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	64,42	65,59
2,12	(2,56)	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	(7,28)	13,87

Налогообложение

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

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %		9 месяцев 2019	2018	Δ, %
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
95,03	104,13	(8,7)	Нефть	95,38	124,13	(23,2)
28,47	31,20	(8,8)	Светлые нефтепродукты	28,58	37,21	(23,2)
28,47	31,20	(8,8)	Дизельное топливо	28,58	37,21	(23,2)
28,47	31,20	(8,8)	Бензин	28,58	37,21	(23,2)
52,20	57,23	(8,8)	Нафта	52,40	68,22	(23,2)
95,03	104,13	(8,7)	Темные нефтепродукты	95,38	124,13	(23,2)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
12 405	14 160	(12,4)	Нефть (руб./т.)	13 172	12 426	6,0

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
≤109,50	0%
109,50 < P ≤ 146,00	35% x (P – 109,50)
146,00 < P ≤ 182,50	12,78 + 45% x (P – 146,00)
>182,50	29,20 + 30% x (P – 182,50) на 2018 г. K _{нефть} x (29,20 + 30% x (P – 182,50)) с 2019 г.

* K_{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 п.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 Кг 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:

$Стп = К \times Стн$, 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:

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

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 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 (с учетом Федерального закона от 29.09.2019 № 326-ФЗ) 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	13 624
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*	

* На период с 1 января по 31 марта

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

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

$K_{\text{рег}}$ - коэффициент, характеризующий региональные особенности рынков продуктов переработки. В отношении производственных мощностей, расположенных в Омской области, $K_{\text{рег}}$ 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 $K_{\text{демп}}$.

$K_{\text{демп}} = ((D_{\text{АБ}} + \Phi_{\text{АБ}}) \times V_{\text{АБ}} + (D_{\text{ДТ}} + \Phi_{\text{ДТ}}) \times V_{\text{ДТ}}) \times K_{\text{комп}}$ на период с января по июнь 2019 г.

$K_{\text{демп}} = D_{\text{АБ}} \times V_{\text{АБ}} \times K_{\text{АБ_комп}} + D_{\text{ДТ}} \times V_{\text{ДТ}} \times K_{\text{ДТ_комп}} + D_{\text{дв_АБ}} \times V_{\text{дв_АБ}} + D_{\text{дв_ДТ}} \times V_{\text{дв_ДТ}}$ с июля 2019 г.

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

$K_{\text{комп}}$ - равен 0,6 на период с января по июнь 2019 г.

$K_{\text{АБ_комп}}$ - равен 0,75 на период с июля по декабрь 2019 г., 0,68 начиная с 1 января 2020 г.

$K_{\text{ДТ_комп}}$ – равен 0,7 на период с июля по декабрь 2019 г., 0,65 начиная с 1 января 2020 г.

$D_{\text{АБ}}, D_{\text{ДТ}}$ – 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.

$V_{\text{дв_АБ}}, V_{\text{дв_ДТ}}$ - объемы автомобильного бензина с октановым числом 92 и более (дизельного топлива) класса 5, реализованные в базисах поставки, расположенных на территории Дальневосточного федерального округа.

$D_{\text{дв_АБ}}, D_{\text{дв_ДТ}}$ – дальневосточные надбавки, определяемые как сумма величин 2 000 рублей и $D_{\text{АБ}}$ или $D_{\text{ДТ}}$. Если величина $D_{\text{дв_АБ}}$ или $D_{\text{дв_ДТ}}$ оказалась более 2 000 или менее 0, величина $D_{\text{дв_АБ}}$ или $D_{\text{дв_ДТ}}$ принимается равной 2 000 или 0 соответственно.

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

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

Согласно положениям Федерального закона от 29.09.2019 № 326-ФЗ начиная с 1 апреля 2020 г. налоговая ставка для средних дистиллятов определяется по формуле:

$A_{\text{сдл}} = (A_{\text{ДТ}} + 750) - D_{\text{ДТ}} \times K_{\text{ДТ_комп}},$

$A_{\text{ДТ}}$ - ставка акциза, установленная в отношении дизельного топлива.

Если $D_{\text{ДТ}}$ больше 0, то для целей расчета ставки акциза на средние дистилляты она принимается равной нулю.

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.

$Дм = Кндпи \times Кц \times (1 - Кв \times Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан) - Кк - К_{ман} \times C_{вн} - К_{абдт}$ с 2019 г.

Кндпи = 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 НДПИ для малых участков недр. В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_3 - начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий по конкретному участку недр на 1 января года, предшествующего году налогового периода) меньше 5 млн. тонн и степень выработанности его запасов на 1 января 2012 г. (либо на 1 января года выдачи лицензии, если лицензия выдана после 1 января 2012 г.) меньше или равна 0,05, коэффициент Кз рассчитывается по формуле: $Кз = 0,125 \times V_3 + 0,375$

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

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

Кдв - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. Кдв применяется для участков недр, на которых имеются залежи с коэффициентом Кд < 1. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть для залежей с высокой степенью выработанности. Степень выработанности запасов для залежи с Кд < 1 определяется как $Ндв/Vдв$, где Ндв – сумма накопленной добычи нефти на конкретной залежи, а Vдв – 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: $Кдв = 3,8 - 3,5 \times Ндв/Vдв$. 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 Кд для которых равен 1) коэффициент Кдв принимается равным значению коэффициента Кв, определяемому для всего участка недр.

Ккан - коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть на участках недр, расположенных полностью или частично в регионах со сложными природно-климатическими и геологическими условиями (в частности, по Ямал в ЯНАО, Иркутская область, Республика Саха (Якутия)). Коэффициент Ккан принимается равным 0 до 1-го числа месяца, следующего за месяцем наступления хотя бы одного из следующих условий:

достижение предельного объема накопленной добычи нефти на участке недр (1) или истечение предельно установленного срока (2). По истечении срока применения налоговой льготы Ккан принимается равным 1.

Кк устанавливается равным 357 на 2018 г. и 428 рублей с 2019 г.

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

ЭП - коэффициент, рассчитываемый в следующем порядке:

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

P - средний курс доллара США к рублю РФ

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

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

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

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

H_{АБ}, H_{ДТ} - коэффициент, характеризующий надбавку за автомобильный бензин (125 на период с января по сентябрь 2019 г., 200 на период с октября по декабрь 2019 г. и 105 с 2020 г.) или дизельное топливо (110 на период с января по сентябрь 2019 г., 185 на период с октября по декабрь 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 баженовским продуктивным отложениям, при условии соблюдения требований НК РФ. В соответствии с п.3.2 ст.343.2 НК РФ с 1 января 2019 г. установлена возможность применения налогового вычета на участках недр, указанных в пп.4 п.5 ст.3.1 Закона РФ от 21 мая 1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», в размере $K_{ман} \times V_{эн}$, где $V_{эн}$ - количество нефти сырой, добытой на участке недр и вывезенной за пределы территории РФ с применением особых ставок вывозной таможенной пошлины на нефть.

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

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

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 НДС на нефть на новых участках недр, расположенных полностью или частично в Западной (в частности, ХМАО, ЯНАО) и Восточной Сибири (в частности, Иркутская область, Республика Саха (Якутия)). Коэффициент $K_{г}$ 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 НДС на нефть по Группе

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %		9 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
12 405	14 160	(12,4)	Общеустановленная ставка НДС на нефть	13 172	12 426	6,0
9 493	10 783	(12,0)	Эффективная ставка НДС на нефть (с учетом применения $K_{в}$, $K_{з}$, $K_{д}$, $K_{дв}$ и $K_{ман}$)	10 053	10 190	(1,3)
2 912	3 377		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общеустановленной (руб./т.)	3 119	2 236	
23,5%	23,8%		Отклонение эффективной ставки НДС на нефть от общеустановленной (%)	23,7%	18,0%	

По итогам 9 месяцев 2019 г. эффективная ставка НДС на нефть составила 10 053 руб./т., что на 3 120 руб./т ниже средней общеустановленной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДС на нефть, в том числе понижающих коэффициентов $K_{в}$, $K_{з}$, $K_{д}$, $K_{дв}$ и $K_{г}$.

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:

	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 9 месяцев 2019 г. составила 618 руб. за тыс. куб. м, что на 38 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 9 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»

Налоговые льготы, применяемые в течение 9 месяцев 2019 г.	Применимость к Группе
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» ООО «Меретояханефтегаз»
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 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»
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»

Налоговые льготы, применяемые в течение 9 месяцев 2019 г.	Применимость к Группе
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:

3 кв. 2019	2 кв. 2019	Δ, %	(руб./т.)	9 месяцев 2019	2018	Δ, %
Нефть						
			Экспорт			
2 328	2 478	(6,1)	Трубопроводный	2 400	2 293	4,7
			СНГ			
1 709	1 676	2,0	Трубопроводный	1 685	1 595	5,6
			Транспортировка на НПЗ			
787	764	3,0	Омский НПЗ	771	753	2,4
1 652	1 643	0,5	Московский НПЗ	1 646	1 548	6,3
1 403	1 371	2,3	Ярославский НПЗ	1 387	1 321	5,0
Нефтепродукты						
			Экспорт с Омского НПЗ			
4 453	4 735	(6,0)	Бензин	4 649	3 756	23,8
5 591	6 535	(14,4)	Мазут	5 790	5 467	5,9
4 401	4 558	(3,4)	Дизельное топливо	4 426	4 474	(1,1)
			Экспорт с Московского НПЗ			
3 546	3 612	(1,8)	Бензин	3 439	1 435	139,7
3 876	4 501	(13,9)	Мазут	3 864	3 245	19,1
2 883	2 969	(2,9)	Дизельное топливо	2 913	2 832	2,9
			Экспорт с Ярославского НПЗ			
3 015	3 044	(1,0)	Бензин	3 056	3 106	(1,6)
3 262	3 225	1,1	Мазут	3 209	3 069	4,6
2 407	2 571	(6,4)	Дизельное топливо	2 505	2 416	3,7

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

	9 месяцев	
	2019	2018
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	15,3%	10,4%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	0,7%	0,0%
трубопровод «Дружба»	10,1%	14,7%
порт Новороссийск	8,2%	5,8%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	11,7%	13,3%
Мегет (трубопровода + ж/д) в Китай	0,0%	0,0%
экспортировано минуя систему Транснефть:	54,0%	55,8%
с месторождения Приразломное	15,7%	17,2%
с Новопортовского месторождения	38,3%	38,6%
Итого	100,0%	100,0%
Распределение экспорта нефти в страны СНГ		
Белоруссия	100,0%	97,1%
Узбекистан	0,0%	2,9%
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