

**Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Группы
за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2019 г. и за годы,
закончившиеся 31 декабря 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
Запасы нефти и газа	6
Эксплуатационное бурение	7
Добыча	8
Логистика, переработка и сбыт	9
Анализ финансовых результатов деятельности	13
Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о прибылях и убытках	13
Выручка от продаж	14
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	17
Производственные и операционные расходы	18
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	20
Транспортные расходы	20
Износ, истощение и амортизация	20
Налоги, за исключением налога на прибыль	20
Экспортные пошлины	21
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	21
Прочие доходы и расходы	21
Прочие финансовые статьи	21
Анализ движения денежных средств и капитальных вложений	22
Операционная деятельность	22
Инвестиционная деятельность	22
Финансовая деятельность	22
Капитальные вложения	23
Долг и ликвидность	23
Финансовые коэффициенты	24
Расчет EBITDA	24
Рентабельность	24
Ликвидность	24
Лeverедж	25
Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты деятельности	25
Изменение рыночных цен на нефть и нефтепродукты	25
Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция	26
Налогообложение	26
Средние ставки налогов и сборов, действовавшие в отчетных периодах для налогообложения нефтегазовых компаний в России	26
Вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты	26
Акциз на нефтепродукты	28
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	29
Налог на дополнительный доход (НДД)	33
Налоговые льготы	33
Транспортировка нефти и нефтепродуктов	35

Определения и методика пересчета

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния Группы по состоянию на 31 декабря 2019 г., результатов деятельности за три месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2019 г., и за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 г., публикуется и должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью Группы, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) за год, закончившийся 31 декабря 2019 г., и аудиторским заключением о ней. Информация из данного отчета включается в годовой отчет ПАО «Газпром нефть» за 2019 год.

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

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

Заявления прогнозного характера

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

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

Основные финансовые и операционные показатели

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %		12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Финансовые результаты (млн. руб.)						
613 870	656 764	(6,5)	Выручка	2 485 308	2 489 292	(0,2)
179 618	207 456	(13,4)	Скорректированная EBITDA*	795 129	799 506	(0,5)
7 431	8 468	(12,2)	руб./т. н. э.	8 274	8 608	(3,9)
15,70	17,67	(11,1)	долл. США**/барр. н. э.	17,24	18,52	(6,9)
80 228	104 934	(23,5)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	400 201	376 667	6,2
Операционные результаты						
179,58	181,87	(1,3)	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр. н. э.)	712,72	688,40	3,5
24,17	24,50	(1,3)	Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях (млн. т. н. э.)	96,10	92,88	3,5
1,95	1,98	(1,5)	Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н. э./сутки)	1,95	1,89	3,2
116,79	122,61	(4,7)	Добыча нефти и конденсата с учетом доли в совместных предприятиях (млн. барр.)	472,31	469,38	0,6
376,66	355,54	5,9	Добыча газа с учетом доли в совместных предприятиях (млрд. куб. футов)	1 442,46	1 314,24	9,8
10,39	11,09	(6,3)	Объем переработки на собственных НПЗ и НПЗ совместных предприятий (млн. т.)	41,47	42,91	(3,4)

* 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 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 позволяют вовлечь в разработку ранее неразрабатываемые запасы нефтяных оторочек и запасы неоком-юрских залежей 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, 4 новых участка в Оренбургской области, 7 новых участков в Ханты-Мансийском автономном округе, 13 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;
- В компании успешно реализован пилотный проект по созданию первой в регионе солнечной электростанции мощностью 1 МВт на Омском НПЗ с использованием оборудования отечественных производителей, которая полностью обеспечивает электроэнергией комплекс административных зданий завода, что позволяет повысить энергоэффективность и экологичность предприятия;

- В ноябре и декабре Группа разместила рублевые облигации на сумму 25 млрд рублей на 5 лет под 6,85% годовых и 20 млрд рублей на 10 лет под 7,15% годовых, соответственно. По данным выпускам зафиксирован минимальный размер ставки купона при максимальном объеме выпуска облигаций за всю историю рыночных размещений в России на сопоставимый срок;
- В феврале 2019 года международное кредитное агентство Moody's повысило рейтинг «Газпром нефти» до уровня Baa2 со стабильным прогнозом. В августе 2019 года международное кредитное агентство Fitch повысило рейтинг «Газпром нефти» до уровня BBB со стабильным прогнозом.

Результаты за 2019 г. по сравнению с 2018 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях увеличилась на 3,5% и составила 96,10 млн. т.н.э. вследствие роста добычи на Новопортовском и Восточно-Мессояхском месторождениях, в Оренбургском регионе и проектах нефтяных оторочек, а также вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз;
- Объем переработки нефти снизился на 3,4% вследствие проведения плановых ремонтных работ на НПЗ Группы в 2019 году;
- Выручка осталась на уровне прошлого года. Снижение цен на внутреннем и международном рынках компенсировалось ростом объема продаж нефти;
- Несмотря на снижение цен на внутреннем и международном рынках скорректированная EBITDA осталась практически на уровне прошлого года;
- Чистая прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть», выросла на 6,2% вследствие укрепления курса рубля за 12 месяцев 2019 г. и положительного влияния чистых финансовых доходов и расходов.

Результаты за 4 квартал 2019 г. по сравнению с 3 кварталом 2019 г.

- Добыча углеводородов с учетом доли в совместных предприятиях снизилась на 1,3% в соответствии с уровнем квот на добычу нефти в рамках соглашения «ОПЕК+»;
- Объем переработки нефти снизился на 6,3% вследствие проведения плановых ремонтных работ на Омском и Московском НПЗ в 4 квартале;
- Выручка уменьшилась на 6,5% в основном вследствие снижения объемов реализации нефти и нефтепродуктов;
- Снижение показателя скорректированная EBITDA на 13,4% в основном обусловлено снижением цен на нефть и нефтепродукты и объемов добычи;
- Снижение чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в основном обусловлено снижением EBITDA.

Анализ операционных результатов деятельности

Запасы нефти и газа

(млн. барр.н.э.)	Газпром нефть*	Доля в пропорционально консолидированных компаниях и совместных предприятиях						Итого
		Слав нефть	Томск- нефть	SPD	Арктикгаз	Нортгаз	Мессо- яха	
Доказанные запасы (31 Декабрь 2017г.)	6 407	969	575	174	2 487	578	90	11 280
Добыча	(411)	(53)	(38)	(23)	(114)	(25)	(16)	(680)
Поступление / (Выбытие) запасов	-	-	-	-	176	-	-	176
Пересмотр предыдущих оценок	443	38	4	14	377	(84)	39	831
Доказанные запасы (31 Декабрь 2018г.)	6 439	954	541	165	2 926	469	113	11 607
Добыча	(431)	(53)	(36)	(26)	(116)	(23)	(19)	(704)
Поступление / (Выбытие) запасов	371	-	-	-	(304)	-	-	67
Пересмотр предыдущих оценок	427	60	(2)	28	218	25	17	773
Доказанные запасы (31 Декабрь 2019г.)	6 806	961	503	167	2 724	471	111	11 743
Всего вероятные запасы Группы	5 558	1 809	395	180	978	115	427	9 462
Всего возможные запасы Группы	7 423	1 372	323	161	560	178	459	10 476

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

- По состоянию на 31.12.2019 г. доказанные запасы Компании выросли на 367 млн. бар. н. э. и составляют 6 806 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 4 585 млн. барр. и запасы газа 13 326 млрд. куб. футов;
- По состоянию на 31.12.2019 г. доказанные запасы Компании, включая долю в совместных операциях и совместных предприятиях, выросли на 136 млн. бар. н. э. и составляют 11 743 млн. барр. н. э., включая запасы нефти и жидких углеводородов 6 899 млн. барр. и запасы газа 29 073 млрд. куб. футов;
- В результате завершения проекта реструктуризации владения АО «Арктикгаз» произошел обмен правами недропользования на лицензионные участки в 2019 г. между «Газпром нефть» и «Новатэк»;
- Коэффициенты восполнения и обеспеченности доказанными запасами углеводородов Компании, включая долю в совместных операциях и совместных предприятиях, на 31.12.2019 г. составляют 119% и 17 лет, соответственно;
- Данные о доказанных запасах не включают данные, относящихся к сербской дочерней компании NIS в связи с ограничениями по раскрытию данной информации в Сербии;
- Оценка запасов производится независимыми оценщиками запасов «ДеГольер энд МакНотон» на основе стандартов Системы управления нефтегазовыми запасами (PRMS) Общества инженеров-нефтяников;
- Показатели запасов по классификации PRMS, указанные в таблице, отличаются от приведенных в консолидированной отчетности Группы в разделе дополнительной информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа. Показатели, приведенные в дополнительной информации, подготовлены в соответствии с требованиями SEC (Комиссии по ценным бумагам и биржам США), которая предписывает при расчете использовать 12-месячную среднюю цену нефти по состоянию на первое число каждого месяца в отчетном периоде. Запасы по классификации PRMS в вышеприведенной таблице подготовлены с использованием наилучших оценок менеджментом Компании будущих цен на нефть и природный газ.

Эксплуатационное бурение

	12 месяцев		
	2019	2018	Δ, %
Дочерние компании			
Эксплуатационное бурение (тыс. м)	2 628	2 123	23,8
Количество новых скважин (шт.)	639	545	17,2
Средний дебит новых скважин (т./сут.)	75,84	57,61	31,6
Совместные операции			
Эксплуатационное бурение (тыс. м)	744	759	(2,0)
Количество новых скважин (шт.)	153	159	(3,8)
Совместные предприятия			
Эксплуатационное бурение (тыс. м)	1 991	1 773	12,3
Количество новых скважин (шт.)	398	378	5,3

- Рост объемов эксплуатационного бурения по дочерним компаниям год к году обусловлен разбуриванием новых месторождений в традиционных регионах добычи;
- Рост количества новых скважин и среднего дебита новых скважин по дочерним компаниям год к году в основном обусловлен вводом высокодебитных скважин на Новопортовском, Западно-Чатылькинском и Приразломном месторождениях;
- Рост объемов бурения и количества новых скважин по совместным предприятиям год к году в основном обусловлен дальнейшим разбуриванием месторождений Славнефти и Арктикгаза.

Добыча

4кв. 2019	3кв. 2019	Δ, %		12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
			Нефть, конденсат и ЖУВ*			
	(млн. т.)				(млн. т.)	
2,26	3,05	(25,9)	Ноябрьскнефтегаз	10,69	11,11	(3,8)
3,15	3,29	(4,3)	Хантос	12,66	13,69	(7,5)
1,00	1,02	(2,0)	Томскнефть	4,04	4,31	(6,3)
0,82	0,80	2,5	СПД	3,14	3,07	2,3
0,80	0,78	2,6	Оренбург	3,05	2,72	12,1
0,23	0,24	(4,2)	НИС	0,93	0,95	(2,1)
0,44	0,44	-	Восток	1,70	1,65	3,0
1,94	1,95	(0,5)	Новопортовское	7,73	7,16	8,0
0,83	0,67	23,9	Приразломное	3,14	3,19	(1,6)
0,33	0,39	(15,4)	Бадра и Курдистан	1,52	1,61	(5,6)
0,21	0,15	40,0	Прочие	0,58	0,19	>200
12,01	12,78	(6,0)	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	49,18	49,65	(0,9)
1,74	1,80	(3,3)	Доля в добыче Славнефти	6,98	6,91	1,0
1,06	1,03	2,9	Доля в добыче Арктикгаз	4,13	3,89	6,2
0,06	0,08	(25,0)	Доля в добыче Нортгаза	0,28	0,31	(9,7)
0,74	0,72	2,8	Доля в добыче Мессояханефтегаз	2,73	2,23	22,4
3,60	3,63	(0,8)	Доля в добыче совместных предприятий	14,12	13,34	5,8
15,61	16,41	(4,9)	Итого добыча нефти, конденсата и ЖУВ	63,30	62,99	0,5
			Газ**			
	(млрд. куб. м.)				(млрд. куб. м.)	
2,07	2,14	(3,3)	Ноябрьскнефтегаз	8,51	9,13	(6,8)
0,28	0,26	7,7	Хантос	1,08	1,08	-
0,25	0,21	19,0	Томскнефть	0,94	0,95	(1,1)
0,04	0,04	-	СПД	0,14	0,13	7,7
0,86	0,85	1,2	Оренбург	3,25	2,71	19,9
0,11	0,12	(8,3)	НИС	0,45	0,48	(6,2)
0,11	0,04	175,0	Восток	0,23	0,15	53,3
2,25	1,95	15,4	Новопортовское	7,93	4,53	75,1
0,05	0,05	-	Бадра	0,22	0,23	(4,3)
0,04	0,04	-	Прочие	0,17	0,17	-
6,06	5,70	6,3	Итого добыча по дочерним компаниям и совместным операциям	22,92	19,56	17,2
0,12	0,12	-	Доля в добыче Славнефти	0,48	0,47	2,1
3,59	3,32	8,1	Доля в добыче Арктикгаз	13,81	13,31	3,8
0,87	0,89	(2,2)	Доля в добыче Нортгаза	3,53	3,79	(6,9)
0,03	0,03	-	Доля в добыче Мессояханефтегаз	0,11	0,09	22,2
4,61	4,36	5,7	Доля в добыче совместных предприятий	17,93	17,66	1,5
10,67	10,06	6,1	Итого добыча газа	40,85	37,22	9,8
			Углеводороды			
	(млн. т. н. э.)				(млн. т. н. э.)	
16,87	17,36	(2,8)	Добыча дочерними и пропорционально консолидированными компаниями	67,58	65,36	3,4
7,30	7,14	2,2	Доля в добыче совместных предприятий	28,52	27,52	3,6
24,17	24,50	(1,3)	Итого добыча углеводородов	96,10	92,88	3,5
179,58	181,87	(1,3)	млн. т. н. э.	712,72	688,40	3,5
1,95	1,98	(1,5)	млн. барр. н. э.	1,95	1,89	3,2
			Суточная добыча углеводородов (млн. барр. н.э./сутки)	1,95	1,89	3,2

* Добыча нефти и конденсата показана с учетом продуктов газопереработки (ШФЛУ, СУГ и прочие)

** Добыча газа состоит из объемов товарного газа и газа, использованного на собственные нужды, с учетом обратной закачки газа для поддержания пластового давления. Добыча газа показана за вычетом газа, использованного при производстве продуктов газопереработки

- Суточная добыча углеводородов по Группе увеличилась на 3,2% год к году и снизилась на 1,5% квартал к кварталу;
- Добыча нефти и конденсата по Группе увеличилась на 0,5% год к году и составила 63,30 млн. т. вследствие ввода новых скважин и роста добычи на Новопортовском, Восточно-Мессояхском месторождениях, месторождениях Оренбургского региона и проектах нефтяных оторочек, а также вследствие увеличения доли владения Группы в Арктикгаз с конца марта 2018 г.;
- Добыча нефти и конденсата по Группе снизилась на 4,9% квартал к кварталу в соответствии с уровнем квот на добычу нефти в рамках соглашения «ОПЕК+»;
- Объем добычи газа по Группе вырос на 9,8% год к году вследствие запуска второй очереди установок комплексной подготовки газа на Новопортовском месторождении в 3 квартале 2018 г., ввода газокompрессорной станции в Оренбургском регионе, а также роста добычи природного газа на месторождениях Арктикгаза и увеличения доли в Арктикгаз;
- Рост объема добычи газа по Группе на 6,1% квартал к кварталу обусловлен сезонным фактором, а также завершением плановых ремонтов установок комплексной подготовки газа в Арктикгаз и комплекса мероприятий на Новопортовском месторождении.

Логистика, переработка и сбыт

Покупка нефти

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %	(млн. т.)	12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
1,52	2,22	(31,5)	Покупки нефти в России *	7,78	7,81	(0,4)
0,56	0,48	16,7	Покупки нефти на международном рынке	1,51	1,36	11,0
2,08	2,70	(23,0)	Итого покупки нефти	9,29	9,17	1,3

* 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

- Снижение покупки нефти на внутреннем рынке квартал к кварталу преимущественно связано со снижением объема переработки;
- Рост покупки нефти на международном рынке год к году и квартал к кварталу обусловлен увеличением доли покупки стороннего ресурса для НПЗ в Панчево.

Переработка

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %	(млн. т.)	12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Переработка						
5,13	5,24	(2,1)	Омск	20,72	21,00	(1,3)
2,26	2,78	(18,7)	Москва	10,08	10,50	(4,0)
0,99	1,04	(4,8)	Панчево	3,14	3,55	(11,5)
8,38	9,06	(7,5)	Переработка на НПЗ дочерних компаний	33,94	35,05	(3,2)
2,01	2,03	(1,0)	Доля в Ярославском НПЗ	7,53	7,86	(4,2)
10,39	11,09	(6,3)	Итого переработка	41,47	42,91	(3,4)
Производство нефтепродуктов						
1,97	2,24	(12,1)	Бензин	8,02	8,86	(9,5)
1,97	2,24	(12,1)	Класс 5	8,02	8,86	(9,5)
0,49	0,48	2,1	Нафта	2,01	1,95	3,1
3,05	3,09	(1,3)	Дизельное топливо	11,87	12,32	(3,7)
0,03	0,02	50,0	Класс 2 и ниже	0,09	0,10	(10,0)
3,02	3,07	(1,6)	Класс 5	11,78	12,22	(3,6)
1,87	1,49	25,5	Мазут	6,45	6,20	4,0
0,82	0,94	(12,8)	Авиатопливо	3,34	3,47	(3,7)
0,45	0,76	(40,8)	Судовое топливо	2,49	2,58	(3,5)
0,58	1,05	(44,8)	Битумы	2,77	2,93	(5,5)
0,15	0,13	15,4	Масла	0,54	0,49	10,2
0,32	0,35	(8,6)	Продукты нефтехимии	1,39	1,29	7,8
0,40	0,29	37,9	Прочие	1,35	1,31	3,1
10,10	10,82	(6,7)	Итого производство нефтепродуктов	40,23	41,40	(2,8)

- Объем переработки нефти снизился на 3,4% год к году вследствие проведения плановых ремонтных работ на НПЗ Группы в 2019 г.;
- Объем переработки нефти снизился на 6,3% квартал к кварталу вследствие проведения плановых ремонтных работ на установках каталитического крекинга на Омском и Московском НПЗ в 4 квартале;
- Объем производства нефтепродуктов снизился на 2,8% год к году и 6,7% квартал к кварталу в связи со снижением объема переработки;
- Снижение объема производства высокооктановых бензинов на 9,5% год к году и 12,1% квартал к кварталу обусловлено общим снижением объема переработки нефти в связи с проведением плановых ремонтов и сложившимся уровнем спроса на высокооктановые бензины;
- Снижение объема производства дизельного топлива на 1,3% квартал к кварталу обусловлено общим снижением объема переработки нефти и ценовой конъюнктурой на внутреннем и международном рынках;
- Снижение объема производства авиатоплива на 12,8%, судового топлива на 40,8% и битумов на 44,8% квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором;
- Рост объема производства мазута на 4,0% год к году и на 25,5% квартал к кварталу обусловлен проведением плановых ремонтов, а также снижением производства битумов и ценовой конъюнктурой на внутреннем и международном рынках;
- Рост объема производства продуктов нефтехимии на 7,8% год к году обусловлен сложившимся уровнем спроса на европейских рынках сбыта, а также экономической эффективностью;
- Увеличение объема производства прочих нефтепродуктов на 37,9% квартал к кварталу преимущественно связано с повышением уровня производства вакуумного газойля в период планового ремонта НПЗ.

Покупка нефтепродуктов (международный рынок)

	4 кв. 2019		3 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	4 864	0,13	5 118	0,13	(5,0)	-
Авиатопливо	3 773	0,08	3 119	0,07	21,0	14,3
Судовое топливо	548	0,01	735	0,03	(25,4)	(66,7)
Масла	181	0,01	177	-	2,3	-
Прочие	616	0,01	24	-	>200	-
Итого	9 982	0,24	9 173	0,23	8,8	4,3

	12 месяцев 2019		12 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Дизельное топливо	22 553	0,57	14 246	0,35	58,3	62,9
Авиатопливо	14 010	0,31	11 373	0,24	23,2	29,2
Судовое топливо	3 066	0,09	6 471	0,20	(52,6)	(55,0)
Масла	830	0,01	1 055	0,01	(21,3)	-
Прочие	661	0,01	264	0,01	150,4	-
Итого	41 120	0,99	33 409	0,81	23,1	22,2

- Рост объемов покупки дизельного топлива на международном рынке год к году обусловлен развитием программы оптовой торговли дизельного топлива в Европе;
- Снижение объемов покупки судового топлива год к году обусловлено в основном увеличением доли поставки собственного ресурса.

Покупка нефтепродуктов (СНГ)

	4 кв. 2019		3 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	3 085	0,15	4 923	0,14	(37,3)	7,1
Дизельное топливо	4 637	0,11	4 711	0,11	(1,6)	-
Продукты нефтехимии	313	0,01	345	0,01	(9,3)	-
Прочие	62	-	46	0,01	34,8	-
Итого	8 097	0,27	10 025	0,27	(19,2)	-

	12 месяцев 2019		12 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	15 572	0,53	13 863	0,44	12,3	20,5
Дизельное топливо	19 294	0,46	17 417	0,46	10,8	-
Продукты нефтехимии	1 128	0,04	1 218	0,04	(7,4)	-
Прочие	197	0,01	374	0,01	(47,3)	-
Итого	36 191	1,04	32 872	0,95	10,1	9,5

- Рост объемов покупки нефтепродуктов в СНГ год к году обусловлен увеличением поставок от местных НПЗ в условиях изменения рыночной конъюнктуры.

Покупка нефтепродуктов (внутренний рынок)

	4 кв. 2019		3 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	17 005	0,43	15 208	0,37	11,8	16,2
Дизельное топливо	9 707	0,21	9 132	0,22	6,3	(4,5)
Авиатопливо	2 926	0,07	3 399	0,09	(13,9)	(22,2)
Судовое топливо	2 901	0,10	2 062	0,06	40,7	66,7
Битум	307	0,01	786	0,05	(60,9)	(80,0)
Продукты нефтехимии	915	0,03	1 748	0,03	(47,7)	-
Прочие	281	0,01	1 051	0,03	(73,3)	(66,7)
Итого	34 042	0,86	33 386	0,85	2,0	1,2

	12 месяцев 2019		12 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.	млн. руб.	млн. т.
Высокооктановый бензин	57 617	1,48	64 728	1,56	(11,0)	(5,1)
Дизельное топливо	33 108	0,76	40 407	0,96	(18,1)	(20,8)
Авиатопливо	9 448	0,24	6 601	0,17	43,1	41,2
Судовое топливо	7 235	0,22	5 309	0,15	36,3	46,7
Битум	1 747	0,10	1 310	0,08	33,4	25,0
Продукты нефтехимии	4 718	0,10	3 378	0,06	39,7	66,7
Прочие	3 138	0,08	4 253	0,12	(26,2)	(33,3)
Итого	117 011	2,98	125 986	3,10	(7,1)	(3,9)

- Объем покупки нефтепродуктов на внутреннем рынке квартал к кварталу остался на уровне прошлого квартала;
- Снижение объема покупки нефтепродуктов год к году обусловлено сложившимся уровнем спроса и ценовой конъюнктурой по нефтепродуктам.

Реализация нефтепродуктов через премиальные каналы

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %		12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
	(шт.)		Действующие АЗС		(шт.)	
1 251	1 218	2,7	в России	1 251	1 190	5,1
205	204	0,5	в СНГ	205	201	2,0
407	405	0,5	в Восточной Европе	407	410	(0,7)
1 863	1 827	2,0	Итого АЗС (на конец периода)	1 863	1 801	3,4
			Среднесуточная реализация через одну АЗС по России (т./сут.)			
18,56	19,18	(3,3)		18,54	20,74	(10,6)

(млн. т.)			Объем продаж через премиальные каналы	(млн. т.)		
4,91	5,37	(8,6)	Продажи автомобильного топлива	19,51	20,40	(4,4)
0,77	0,95	(18,9)	Продажи авиатоплива	3,22	3,12	3,2
0,48	0,91	(47,3)	Продажи судового топлива	2,99	2,92	2,4
0,08	0,08	-	Продажи масел	0,32	0,31	3,2
0,11	0,16	(31,3)	Продажи битума	0,42	0,35	20,0
6,35	7,47	(15,0)	Итого объем продаж через премиальные каналы	26,46	27,10	(2,4)

- Общее количество действующих АЗС в России увеличилось на 5,1% год к году вследствие аренды новых АЗС;
- Снижение среднесуточной реализации через одну АЗС в России на 10,6% год к году обусловлено сложившейся рыночной конъюнктурой и снижением объема переработки;
- Снижение объемов продаж через премиальные каналы на 15,0% квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором, сложившейся рыночной конъюнктурой и снижением объема переработки.

Анализ финансовых результатов деятельности

Промежуточный сокращенный консолидированный отчет о прибылях и убытках

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
575 309	636 745	(9,6)	Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	2 393 444	2 418 717	(1,0)
38 561	20 019	92,6	Прочая выручка	91 864	70 575	30,2
613 870	656 764	(6,5)	Итого выручка от продаж*	2 485 308	2 489 292	(0,2)
Расходы и прочие затраты						
(162 976)	(189 814)	(14,1)	Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(663 068)	(617 306)	7,4
(79 980)	(64 216)	24,5	Производственные и операционные расходы	(260 688)	(228 618)	14,0
(35 199)	(32 393)	8,7	Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(125 592)	(114 882)	9,3
(37 114)	(34 975)	6,1	Транспортные расходы	(143 474)	(147 182)	(2,5)
(47 530)	(47 297)	0,5	Износ, истощение и амортизация	(181 372)	(175 451)	3,4
(141 813)	(148 660)	(4,6)	Налоги, за исключением налога на прибыль	(591 193)	(652 784)	(9,4)
(18 131)	(19 925)	(9,0)	Экспортные пошлины	(71 601)	(94 916)	(24,6)
(1 119)	(432)	159,0	Расходы на геологоразведочные работы	(1 752)	(1 411)	24,2
(523 862)	(537 712)	(2,6)	Итого операционные расходы	(2 038 740)	(2 032 550)	0,3
90 008	119 052	(24,4)	Операционная прибыль	446 568	456 742	(2,2)
19 055	19 913	(4,3)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	83 906	90 704	(7,5)
3 422	2 134	60,4	Прибыль / (Убыток) от курсовых разниц, нетто	10 518	(33 558)	-
5 357	6 047	(11,4)	Финансовые доходы	22 906	7 506	>200
(6 451)	(7 813)	(17,4)	Финансовые расходы	(32 772)	(21 476)	52,6
(7 637)	(5 259)	45,2	Прочие расходы	(23 292)	(19 796)	17,7
13 746	15 022	(8,5)	Итого прочие доходы	61 266	23 380	162,0
103 754	134 074	(22,6)	Прибыль до налогообложения	507 834	480 122	5,8
(10 176)	(16 430)	(38,1)	Расход по текущему налогу на прибыль	(52 502)	(59 585)	(11,9)
(8 241)	(6 345)	29,9	Расход по отложенному налогу на прибыль	(33 244)	(19 544)	70,1
(18 417)	(22 775)	(19,1)	Итого расход по налогу на прибыль	(85 746)	(79 129)	8,4
85 337	111 299	(23,3)	Прибыль за период	422 088	400 993	5,3
(5 109)	(6 365)	(19,7)	Минус: Прибыль, относящаяся к неконтролирующей доле участия	(21 887)	(24 326)	(10,0)
80 228	104 934	(23,5)	Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	400 201	376 667	6,2

*Выручка с учетом акциза с продаж

Выручка от продаж

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Нефть						
137 997	156 660	(11,9)	Продажи на экспорт	586 357	552 692	6,1
6 249	6 509	(4,0)	Международный рынок	28 339	37 938	(25,3)
9 420	9 286	1,4	Экспорт и продажи в СНГ	41 067	38 993	5,3
19 880	21 379	(7,0)	Внутренний рынок	88 797	88 848	(0,1)
173 546	193 834	(10,5)	Итого выручка от продаж нефти	744 560	718 471	3,6
Газ						
41	42	(2,4)	Международный рынок	863	1 010	(14,6)
7 898	6 409	23,2	Внутренний рынок	29 891	35 805	(16,5)
7 939	6 451	23,1	Итого выручка от продаж газа	30 754	36 815	(16,5)
Нефтепродукты						
78 015	67 215	16,1	Продажи на экспорт	328 434	330 290	(0,6)
42 895	45 546	(5,8)	Международный рынок	156 423	165 880	(5,7)
68 445	70 724	(3,2)	Продажи на международном рынке	249 131	257 803	(3,4)
(25 550)	(25 178)	1,5	Минус: акциз с продаж	(92 708)	(91 923)	0,9
21 661	24 174	(10,4)	СНГ	86 752	91 334	(5,0)
21 863	24 401	(10,4)	Экспорт и продажи в СНГ	87 623	92 245	(5,0)
(202)	(227)	(11,0)	Минус: акциз с продаж	(871)	(911)	(4,4)
251 253	299 525	(16,1)	Внутренний рынок	1 046 521	1 075 927	(2,7)
393 824	436 460	(9,8)	Итого выручка от продаж нефтепродуктов	1 618 130	1 663 431	(2,7)
38 561	20 019	92,6	Прочая выручка	91 864	70 575	30,2
613 870	656 764	(6,5)	Итого выручка	2 485 308	2 489 292	(0,2)

Объем реализации

4 кв. 2019			3 кв. 2019			12 месяцев		
			Δ, %			2019	2018	Δ, %
(млн. т.)				Нефть		(млн. т.)		
4,64	5,35	(13,3)		Продажи на экспорт		19,16	17,05	12,4
0,29	0,27	7,4		Продажи на международном рынке*		1,15	1,25	(8,0)
0,41	0,41	-		Продажи в СНГ		1,71	1,65	3,6
1,04	1,12	(7,1)		Продажи на внутреннем рынке		4,37	4,31	1,4
6,38	7,15	(10,8)		Итого продажи нефти		26,39	24,26	8,8
(млрд. куб. м.)				Газ		(млрд. куб. м.)		
-	-	-		Продажи на международном рынке		0,05	0,07	(28,6)
3,44	3,46	(0,6)		Продажи на внутреннем рынке		13,48	13,13	2,7
3,44	3,46	(0,6)		Итого продажи газа		13,53	13,20	2,5
(млн. т.)				Нефтепродукты		(млн. т.)		
3,00	2,25	33,3		Продажи на экспорт		10,76	10,00	7,6
1,08	1,10	(1,8)		Продажи на международном рынке		3,70	3,75	(1,3)
0,60	0,67	(10,4)		Продажи в СНГ		2,35	2,49	(5,6)
6,61	8,26	(20,0)		Продажи на внутреннем рынке		28,63	29,67	(3,5)
11,29	12,28	(8,1)		Итого продажи нефтепродуктов		45,44	45,91	(1,0)

*Включая СРП – соглашения о разделе продукции

Средние сложившиеся цены реализации

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %		12 месяцев		
	(руб./т.)			2019	2018	Δ, %
			Нефть			
29 741	29 282	1,6	Продажи на экспорт	30 603	32 416	(5,6)
22 976	22 649	1,4	Экспорт в СНГ	24 016	23 632	1,6
19 115	19 088	0,1	Продажи на внутреннем рынке	20 320	20 614	(1,4)
			Нефтепродукты			
26 005	29 873	(12,9)	Продажи на экспорт	30 524	33 029	(7,6)
36 438	36 419	0,1	Экспорт и продажи в СНГ	37 286	37 046	0,6
38 011	36 262	4,8	Продажи на внутреннем рынке	36 553	36 263	0,8

Реализация нефти

- Рост объемов продаж нефти на экспорт на 12,4% год к году преимущественно обусловлен ростом добычи на Новопортовском и Восточно-Мессояхском месторождениях, а также снижением переработки;
- Снижение объема реализации нефти на 10,8% квартал к кварталу преимущественно обусловлено снижением добычи нефти в соответствии с уровнем квот в 4 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

	4 кв. 2019		3 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Нафта	10 629	0,35	8 455	0,26	25,7	34,6
Дизельное топливо	26 415	0,70	20 037	0,52	31,8	34,6
Мазут	20 830	1,37	18 140	0,85	14,8	61,2
Авиатопливо	5 889	0,13	5 933	0,13	(0,7)	-
Судовое топливо	5 210	0,18	10 266	0,32	(49,2)	(43,8)
Битумы	604	0,03	732	0,03	(17,5)	-
Масла	1 519	0,03	1 351	0,02	12,4	50,0
Продукты нефтехимии	1 485	0,04	528	0,04	181,3	-
Прочие	5 434	0,17	1 773	0,08	>200	112,5
Итого	78 015	3,00	67 215	2,25	16,1	33,3

	12 месяцев 2019		12 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	770	0,02	830	0,03	(7,2)	(33,3)
Нафта	43 124	1,33	49 911	1,34	(13,6)	(0,7)
Дизельное топливо	116 748	3,01	113 616	2,90	2,8	3,8
Мазут	83 087	4,04	89 993	3,75	(7,7)	7,7
Авиатопливо	23 630	0,52	23 124	0,48	2,2	8,3
Судовое топливо	29 415	0,91	32 034	0,95	(8,2)	(4,2)
Битумы	2 410	0,11	1 260	0,06	91,3	83,3
Масла	6 344	0,11	6 610	0,11	(4,0)	-
Продукты нефтехимии	7 899	0,23	6 689	0,16	18,1	43,8
Прочие	15 007	0,48	6 223	0,22	141,2	118,2
Итого	328 434	10,76	330 290	10,00	(0,6)	7,6

- Рост объема реализации дизельного топлива на экспорт квартал к кварталу обусловлен сложившимся уровнем спроса и ценовой конъюнктурой на международном рынке;
- Снижение объема продаж судового топлива квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором;
- Увеличение объема реализации дизельного топлива на экспорт год к году обусловлено развитием программы оптовой торговли дизельного топлива в Европе;
- Увеличение объемов реализации мазута на экспорт год к году и квартал к кварталу обусловлено экономической эффективностью реализации на международном рынке;
- Увеличение объема реализации прочих нефтепродуктов на экспорт год к году и квартал к кварталу преимущественно связано с повышением уровня производства вакуумного газойля в период планового ремонта НПЗ.

Реализация нефтепродуктов в СНГ

	4 кв. 2019		3 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	7 618	0,21	7 968	0,20	(4,4)	5,0
Дизельное топливо	8 977	0,21	10 198	0,23	(12,0)	(8,7)
Авиатопливо	1 684	0,04	1 104	0,03	52,5	33,3
Судовое топливо	261	0,01	521	0,02	(49,9)	(50,0)
Битумы	1 043	0,06	1 619	0,09	(35,6)	(33,3)
Масла	806	0,02	913	0,02	(11,7)	-
Продукты нефтехимии и прочие	1 474	0,05	2 078	0,08	(29,1)	(37,5)
Итого	21 863	0,60	24 401	0,67	(10,4)	(10,4)

	12 месяцев 2019		12 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	31 293	0,83	33 945	0,87	(7,8)	(4,6)
Дизельное топливо	37 080	0,85	38 542	0,94	(3,8)	(9,6)
Авиатопливо	4 367	0,11	6 010	0,15	(27,3)	(26,7)
Судовое топливо	1 052	0,04	1 000	0,04	5,2	-
Битумы	4 294	0,24	5 150	0,28	(16,6)	(14,3)
Масла	3 590	0,07	3 529	0,07	1,7	-
Продукты нефтехимии и прочие	5 947	0,21	4 069	0,14	46,2	50,0
Итого	87 623	2,35	92 245	2,49	(5,0)	(5,6)

- Снижение объемов реализации битумов в СНГ квартал к кварталу вызвано сезонностью;
- Снижение реализации автомобильных видов топлива в СНГ год к году обусловлено, в основном, увеличением поставки местными НПЗ и изменением рыночной конъюнктуры.

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

	4 кв. 2019		3 кв. 2019		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	98 065	2,21	110 789	2,47	(11,5)	(10,5)
Нафта	1 448	0,06	1 175	0,05	23,2	20,0
Дизельное топливо	91 588	2,05	100 798	2,35	(9,1)	(12,8)
Мазут	2 862	0,36	9 006	0,64	(68,2)	(43,8)
Авиатопливо	29 585	0,72	36 340	0,91	(18,6)	(20,9)
Судовое топливо	8 684	0,32	12 999	0,47	(33,2)	(31,9)
Битумы	6 362	0,42	13 617	0,80	(53,3)	(47,5)
Масла	4 493	0,08	4 752	0,08	(5,5)	-
Продукты нефтехимии	6 211	0,25	6 122	0,26	1,5	(3,8)
Прочие	1 955	0,14	3 927	0,23	(50,2)	(39,1)
Итого	251 253	6,61	299 525	8,26	(16,1)	(20,0)

	12 месяцев 2019		12 месяцев 2018		Δ, %	
	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.	млн. руб.	млн.т.
Высокооктановый бензин	388 408	8,85	408 550	9,43	(4,9)	(6,2)
Нафта	7 206	0,27	6 510	0,21	10,7	28,6
Дизельное топливо	361 382	8,29	360 918	8,53	0,1	(2,8)
Мазут	30 071	2,17	31 215	2,11	(3,7)	2,8
Авиатопливо	123 513	3,10	120 917	3,03	2,1	2,3
Судовое топливо	45 797	1,70	52 476	1,90	(12,7)	(10,5)
Битумы	33 899	2,17	31 265	2,21	8,4	(1,8)
Масла	17 325	0,30	15 731	0,29	10,1	3,4
Продукты нефтехимии	25 602	0,99	29 626	1,04	(13,6)	(4,8)
Прочие	13 318	0,79	18 719	0,92	(28,9)	(14,1)
Итого	1 046 521	28,63	1 075 927	29,67	(2,7)	(3,5)

- Снижение объема реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке квартал к кварталу обусловлено сезонным фактором, сложившейся рыночной конъюнктурой и снижением объема переработки;
- Снижение объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке год к году обусловлено снижением объема переработки и экономической эффективностью реализации на международном рынке.

Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов

- Затраты на приобретение нефти, газа и нефтепродуктов увеличились на 7,4% год к году в основном вследствие роста объемов приобретаемой нефти на внутреннем рынке и нефтепродуктов на международном рынке.

Производственные и операционные расходы

4кв. 2019	3кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
2019	2019	Δ, %		2019	2018	Δ, %
33 714	30 696	9,8	Расходы на добычу углеводородов	121 167	109 090	11,1
1 998	1 768	13,0	руб./т.н.э.	1 793	1 669	7,4
4,28	3,74	14,4	долл. США*/барр. н. э.	3,78	3,63	4,1
25 733	23 314	10,4	Дочерние компании на территории РФ	91 984	81 385	13,0
1 838	1 605	14,5	руб./т.н.э.	1 634	1 510	8,2
3,94	3,39	16,2	долл. США*/барр. н. э.	3,44	3,29	4,6
			в том числе			
			расходы на добычу по зрелым месторождениям ****			
19 742	18 352	7,6		72 414	65 870	9,9
2 121	1 797	18,0	руб./т.н.э.	1 876	1 660	13,0
4,54	3,80	19,5	долл. США*/барр. н. э.	3,95	3,61	9,4
			расходы на добычу по новым месторождениям ****			
5 991	4 962	20,7		19 570	15 515	26,1
1 277	1 170	9,1	руб./т.н.э.	1 120	1 104	1,4
2,73	2,47	10,5	долл. США*/барр. н. э.	2,36	2,40	(1,7)
			Дочерние компании за пределами РФ (включая СРП)**			
2 740	2 407	13,8		9 899	9 311	6,3
3 971	3 209	23,7	руб./т.н.э.	3 322	2 975	11,7
8,50	6,78	25,4	долл. США*/барр. н. э.	7,00	6,47	8,2
5 241	4 975	5,3	Совместные операции	19 284	18 394	4,8
2 557	2 463	3,8	руб./т.н.э.	2 396	2 232	7,3
5,48	5,21	5,2	долл. США*/барр. н. э.	5,05	4,86	3,9
16 893	16 979	(0,5)	Расходы на переработку	66 104	58 919	12,2
			Расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний			
8 781	8 789	(0,1)		35 637	32 251	10,5
1 048	970	8,0	руб./т.	1 050	920	14,1
2,24	2,05	9,3	долл. США*/барр	2,21	2,00	10,5
			Расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий***			
3 678	3 551	3,6		13 450	12 496	7,6
1 830	1 749	4,6	руб./т.	1 786	1 590	12,3
3,92	3,70	5,9	долл. США*/барр	3,76	3,46	8,7
4 434	4 639	(4,4)	Расходы на производство масел и битумов	17 017	14 172	20,1
8 171	8 707	(6,2)	Расходы на транспортировку до НПЗ	32 910	32 950	(0,1)
21 202	7 834	170,6	Прочие операционные расходы	40 507	27 659	46,5
79 980	64 216	24,5	Итого	260 688	228 618	14,0

* 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 8,2% год к году и на 14,5% квартал к кварталу преимущественно обусловлено снижением добычи по зрелым месторождениям;
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 18,0% квартал к кварталу в результате:
 - снижения добычи углеводородов;
 - сезонного роста расходов в зимнее время (расходы на энергию и транспорт, содержание зимних дорог, подготовка инфраструктуры и оборудования к зимнему периоду);
- Удельные операционные расходы на добычу углеводородов по дочерним компаниям на зрелых месторождениях выросли на 13,0% год к году в результате:
 - Сравнения с низкой базой в 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 на 9,1% квартал к кварталу преимущественно обусловлен:
 - увеличением действующего фонда скважин на Новопортовском месторождении и, как следствие, ростом расходов на обслуживание и содержание данных объектов;
 - ростом расходов на промыслово-геофизические исследования и ремонты скважин в соответствии с планом;
 - проведение геолого-технических мероприятий с использованием новых технологий (МСГРП);
 - сезонным фактором роста расходов в зимнее время;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по дочерним компаниям за пределами РФ в долларах на бар. н. э. на 25,4% квартал к кварталу обусловлен снижением объемов добычи в Ираке, ростом расходов на ремонт скважин и нефтепромыслового оборудования;
- Рост удельных операционных расходов на добычу углеводородов по совместным операциям на 7,3% год к году в основном обусловлен ростом тарифов на электроэнергию, ростом объема добываемой жидкости, 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 14,1% год к году в связи с:
 - Ростом затрат на текущие ремонты;
 - Ростом закупки МТБЭ¹;
 - Снижением объема переработки;
 - Ростом расходов на экологические программы;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний выросли на 8,0% квартал к кварталу в связи с:
 - Снижением объемов переработки;
 - Ростом затрат на энергоресурсы (в т.ч. за счет сезонных факторов);
 - Ростом затрат на экологические программы;
- Удельные операционные расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий выросли на 12,3% год к году в связи с ростом затрат на процессинг (рост затрат на ввод новых установок, электроэнергию, ремонты);
- Операционные расходы на производство масел и битумов выросли на 20,1% год к году преимущественно в связи с ростом цен на высокотехнологичные присадки и тару;
- Снижение расходов на транспортировку до НПЗ на 6,2% квартал к кварталу обусловлено в основном снижением переработки;

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

- Рост прочих операционных расходов год к году и квартал к кварталу в основном обусловлен увеличением прочей выручки в связи с ростом оказываемых услуг и разработкой нефтяных оторочек.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы включают в себя сбытовые расходы, расходы розничной сети Группы, вознаграждения и оплату труда (за исключением вознаграждений и оплаты труда на добывающих дочерних обществах и собственных НПЗ), социальные выплаты, страхование, юридические, консультационные и аудиторские услуги, прочие расходы.

- Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы выросли на 9,3% 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 снизились на 2,5% год к году преимущественно вследствие изменения условий поставки конечным потребителям газа и применением МСФО (IFRS) 16 с 1 января 2019 г. Снижение расходов сдерживалось ростом расходов на транспортировку нефти и нефтепродуктов в связи с ростом объема продаж нефти и роста тарифов на транспортировку;
- Транспортные расходы выросли на 6,1% квартал к кварталу вследствие роста тарифов на транспортировку и увеличением дальности транспортировки 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 3,4% год к году связан с увеличением стоимости амортизируемых активов вследствие реализации инвестиционной программы, а также применением МСФО (IFRS) 16 с 1 января 2019 г.

Налоги, за исключением налога на прибыль

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
107 441	116 180	(7,5)	Налог на добычу полезных ископаемых	464 773	487 492	(4,7)
3 507	3 933	(10,8)	Налог на дополнительный доход	14 348	-	-
19 990	18 431	8,5	Акциз	70 125	126 779	(44,7)
6 741	6 219	8,4	Взносы по социальному страхованию	25 707	22 113	16,3
4 134	3 897	6,1	Прочие налоги	16 240	16 400	(1,0)
141 813	148 660	(4,6)	Итого налоги, за исключением налога на прибыль	591 193	652 784	(9,4)

- Снижение расходов по НДС на 4,7% год к году в основном обусловлено более низкой эффективной ставкой НДС в связи со снижением цен на нефть;
- Снижение расходов по НДС на 7,5% квартал к кварталу в основном обусловлено снижением объемов добычи нефти в РФ;
- С 1 января 2019 г. введен налог на дополнительный доход. Группа перевела на НДС ряд месторождений в Западной и Восточной Сибири;

- Снижение расходов по акцизам на 44,7% год к году преимущественно обусловлено введением вычета по акцизу на нефтяное сырье и демпфирующей составляющей с 1 января 2019 г. Снижение расходов частично сдерживалось ростом ставок акцизов на моторное топливо (28%);
- Рост расходов по акцизам на 8,5% квартал к кварталу преимущественно обусловлен влиянием демпфирующей составляющей, что было частично нивелировано снижением объемов продаж нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Экспортные пошлины

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
2019	2019			2019	2018	Δ, %
7 101	11 929	(40,5)	Экспортная пошлина на нефть	34 968	46 109	(24,2)
11 030	7 996	37,9	Экспортная пошлина на нефтепродукты	36 633	48 807	(24,9)
18 131	19 925	(9,0)	Итого экспортная пошлина	71 601	94 916	(24,6)

- Снижение экспортных пошлин на 24,6% год к году обусловлено снижением средней ставки экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в рамках завершения налогового маневра, а также влиянием временного лага по расчету экспортной пошлины. Снижение расходов сдерживалось ростом объемов продаж нефти на экспорт;
- Снижение экспортных пошлин на 9,0% квартал к кварталу обусловлено в основном снижением объемов реализации нефти на экспорт. Снижение расходов частично сдерживалось ростом объемов продаж нефтепродуктов на экспорт.

Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
2019	2019			2019	2018	Δ, %
1 176	3 125	(62,4)	Славнефть	11 944	15 025	(20,5)
5 542	6 233	(11,1)	Мессояханефтегаз	25 814	28 172	(8,4)
10 805	8 938	20,9	Арктикгаз	39 849	40 451	(1,5)
754	653	15,5	Нортгаз	3 090	3 699	(16,5)
778	964	(19,3)	Прочие компании	3 209	3 357	(4,4)
19 055	19 913	(4,3)	Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	83 906	90 704	(7,5)

- Снижение доли Группы в прибыли Славнефти квартал к кварталу преимущественно обусловлено снижением объемов добычи и реализации нефти;
- Снижение доли Группы в прибыли Славнефти год к году преимущественно обусловлено ростом расходов по НДС в связи с ростом общеустановленной ставки налога и ростом финансовых расходов в связи с увеличением кредитного портфеля. Снижение доли в прибыли было частично нивелировано ростом выручки, обусловленного ростом добычи;
- Снижение доли Группы в прибыли Мессояханефтегаз год к году и квартал к кварталу преимущественно вызвано ростом финансовых расходов;
- Увеличение доли Группы в прибыли Арктикгаз квартал к кварталу преимущественно обусловлено ростом объемов добычи;
- Снижение доли Группы в прибыли Нортгаз год к году преимущественно обусловлено снижением объемов 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.)	12 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	609 076	537 523	13,3
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(363 589)	(335 038)	8,5
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(276 720)	(56 543)	>200
Чистое (уменьшение) / увеличение денежных средств и их эквивалентов	(31 233)	145 942	-

Операционная деятельность

(млн. руб.)	12 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, до эффекта изменений в оборотном капитале, налога на прибыль, процентов и дивидендов	616 311	624 783	(1,4)
Изменения в оборотном капитале	39 505	326	>200
Уплаченный налог на прибыль	(53 087)	(61 157)	(13,2)
Проценты уплаченные	(59 057)	(46 492)	27,0
Дивиденды полученные	65 404	20 063	>200
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	609 076	537 523	13,3

- Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, увеличились на 13,3% 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.)	12 месяцев		
	2019	2018	Δ %
Капитальные затраты	(453 011)	(370 067)	22,4
Приобретение нефтегазовых лицензий	(9 623)	(5 130)	87,6
(Размещение) / Поступление денежных средств с депозитов	(15 090)	6 710	-
Поступления от продажи основных средств за минусом налога	115 710	4 413	>200
Погашение / (выдача) займов и прочих инвестиций	(4 965)	10 151	-
Проценты полученные	17 155	18 885	(9,2)
Прочие денежные потоки по инвестиционной деятельности	(13 765)	-	-
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(363 589)	(335 038)	8,5

- Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, увеличились на 8,5% год к году. Отток денежных средств по инвестиционной деятельности, направленный на капитальные затраты, размещения и поступления денежных средств с депозитов 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.)	12 месяцев		
	2019	2018	Δ %
(Погашение) / Поступление займов и кредитов	(33 416)	5 484	-
Выплата дивидендов акционерам компании	(227 120)	(70 774)	>200
Прочие операции	(16 184)	8 747	-
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(276 720)	(56 543)	>200

- Рост чистых денежных средств, использованных в финансовой деятельности, преимущественно обусловлен ростом дивидендных выплат акционерам, а также снижением долговой нагрузки.

Капитальные вложения

(млн. руб.)	12 месяцев		Δ, %
	2019	2018	
Разведка и добыча	266 386	224 852	18,5
Дочерние компании	247 754	208 138	19,0
Совместные операции	18 633	16 714	11,5
Нефтепереработка	118 210	95 202	24,2
Маркетинг и сбыт	16 204	15 585	4,0
Прочие	21 469	18 296	17,3
Капитальные вложения	422 269	353 935	19,3
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	30 742	16 132	90,6
Итого капитальные вложения	453 011	370 067	22,4

- Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча выросли на 18,5%, главным образом, по дочерним компаниям за счет:
 - увеличения объемов бурения и ГТМ на новых месторождениях в традиционных регионах добычи;
 - увеличения объемов бурения, строительства кустовых площадок и объектов инфраструктуры на новых месторождениях и на шельфовых проектах;
 - реализации проектов сейсморазведки на вновь приобретенных лицензионных участках;
- Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 24,2% в основном обусловлен ростом расходов на Омском НПЗ в связи с реализацией проектов глубокой переработки и строительством завода по производству катализаторов.

Долг и ликвидность

(млн. руб.)	31 декабря 2019	31 декабря 2018
Краткосрочные кредиты и займы	30 198	90 923
Долгосрочные кредиты и займы	685 030	684 530
Денежные средства и денежные эквиваленты	(202 404)	(247 585)
Краткосрочные депозиты	(15 076)	-
Чистый долг	497 748	527 868
Краткосрочные займы и кредиты/ Общий долг, %	4,2	11,7
Отношение чистого долга к показателю EBITDA за предыдущие 12 месяцев	0,70	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 3,18 года по состоянию на 31 декабря 2019 г.;
- Средняя процентная ставка снизилась с 6,29% по состоянию на 31 декабря 2018 г. до 6,18% по состоянию на 31 декабря 2019 г.

Финансовые коэффициенты

Расчет EBITDA

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %	(млн. руб.)	12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
85 337	111 299	(23,3)	Прибыль за период	422 088	400 993	5,3
18 417	22 775	(19,1)	Итого расход по налогу на прибыль	85 746	79 129	8,4
6 451	7 813	(17,4)	Финансовые расходы	32 772	21 476	52,6
(5 357)	(6 047)	(11,4)	Финансовые доходы	(22 906)	(7 506)	>200
47 530	47 297	0,5	Износ, истощение и амортизация	181 372	175 451	3,4
(3 422)	(2 134)	60,4	Убыток / (Прибыль) от курсовых разниц, нетто	(10 518)	33 558	-
7 637	5 259	45,2	Прочие расходы	23 292	19 796	17,7
156 593	186 262	(15,9)	EBITDA	711 846	722 897	(1,5)
(19 055)	(19 913)	(4,3)	Минус: Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(83 906)	(90 704)	(7,5)
42 080	41 107	2,4	Плюс: Доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	167 189	167 313	(0,1)
179 618	207 456	(13,4)	Итого скорректированная EBITDA	795 129	799 506	(0,5)

Рентабельность

	31 декабря 2019	31 декабря 2018	Δ, п.п.
Рентабельность по скорректированной EBITDA, %	31,99	32,12	(0,1)
Рентабельность по чистой прибыли, %	16,98	16,11	0,9
Рентабельность активов (ROA), %	11,49	12,43	(0,9)
Рентабельность капитала (ROE), %	20,08	21,97	(1,9)
Скорректированная доходность на средний используемый капитал (ROACE), %	17,42	19,66	(2,2)

Расчет скорректированного ROACE

За предыдущие 12 месяцев	31 декабря 2019	31 декабря 2018
Скорректированная EBITDA	795 129	799 506
Износ, истощение и амортизация	(227 150)	(216 480)
Эффективный расход по налогу на прибыль от EBIT	(112 464)	(114 725)
Скорректированный EBIT*	455 515	468 301
Средний используемый капитал	2 615 316	2 381 424
Скорректированный ROACE	17,42	19,66

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

Ликвидность

	31 декабря 2019	31 декабря 2018	Δ, %
Коэффициент текущей ликвидности	1,51	1,18	28,0
Коэффициент срочной ликвидности	0,84	0,67	25,4
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,44	0,44	-

Лeverедж

	31 декабря 2019	31 декабря 2018	
			Δ, п.п.
Чистый долг/ Итого Активы, %	13,01	14,99	(2,0)
Чистый долг/ Капитал, %	22,49	26,50	(4,0)
Лeverедж, %	18,23	20,74	(2,5)
			Δ, %
Чистый долг/ Рыночная капитализация	0,25	0,32	(21,9)
Чистый долг/ EBITDA	0,70	0,73	(4,1)
Итого долг/ EBITDA	1,00	1,07	(6,5)

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 12 месяцев 2019 г. оказало негативное влияние на результат Группы.

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %		12 месяцев 2019	2018	Δ, %
(долл. США/барр.)			Международный рынок	(долл. США/барр.)		
63,25	61,94	2,1	Нефть «Brent»	64,25	71,16	(9,7)
61,50	61,26	0,4	Нефть «Urals» (ср. Med и NWE)	63,39	69,86	(9,3)
(долл. США/т.)				(долл. США/т.)		
602,35	622,55	(3,2)	Бензин Premium (ср. NWE)	613,20	674,67	(9,1)
508,05	469,14	8,3	Нафта (ср. Med и NWE)	495,23	595,99	(16,9)
587,60	579,46	1,4	Дизельное топливо (ср. NWE)	590,95	641,23	(7,8)
575,55	575,55	-	Газойль 0,1% (ср. Med)	580,92	632,07	(8,1)
215,94	322,78	(33,1)	Мазут 3,5% (ср. NWE)	320,46	387,07	(17,2)
(руб./т.)			Внутренний рынок	(руб./т.)		
40 145	41 500	(3,3)	Высокооктановый бензин	39 438	41 724	(5,5)
-	-	-	Низкооктановый бензин	8 515	37 249	(77,1)
41 376	40 869	1,2	Дизельное топливо	40 530	41 070	(1,3)
8 028	13 278	(39,5)	Мазут	12 666	14 319	(11,5)

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

Изменение курса российского рубля к доллару США и инфляция

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

4 кв. 2019	3 кв. 2019		12 месяцев 2019	2018
0,81	(0,24)	Изменение Индекса потребительских цен (ИПЦ), %	3,02	4,30
63,71	64,54	Средний курс рубля к доллару США за период, руб.	64,72	62,71
64,42	63,08	Курс рубля к доллару США на начало периода, руб.	69,47	57,60
61,91	64,42	Курс рубля к доллару США на конец периода, руб.	61,91	69,47
(3,90)	2,12	Изменение курса рубля к доллару США за период, %	(10,89)	20,61

Налогообложение

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

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %		12 месяцев 2019	2018	Δ, %
(долл. США/т.)			Экспортная таможенная пошлина	(долл. США/т.)		
88,67	95,03	(6,7)	Нефть	93,70	128,48	(27,1)
26,53	28,47	(6,8)	Светлые нефтепродукты	28,07	38,52	(27,1)
26,53	28,47	(6,8)	Дизельное топливо	28,07	38,52	(27,1)
26,53	28,47	(6,8)	Бензин	28,07	38,52	(27,1)
48,70	52,20	(6,7)	Нафта	51,48	70,62	(27,1)
88,67	95,03	(6,7)	Темные нефтепродукты	93,70	128,48	(27,1)
			Налог на добычу полезных ископаемых			
12 639	12 405	1,9	Нефть (руб./т.)	13 039	12 455	4,7

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
109,50 < P ≤ 146,00
146,00 < P ≤ 182,50
>182,50

0%
35% x (P – 109,50)
12,78 + 45% x (P – 146,00)
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, с 1 апреля ставка акциза на средние дистилляты рассчитывается по формуле $A_{сдл} = (A_{дт} + 750) - D_{дт} \times K_{дт_комп}$ где $A_{дт}$ - ставка акциза, установленная для налогового периода в отношении дизельного топлива; $D_{дт}$, $K_{дт_комп}$ - величины, определяемые в порядке, установленном п. 27 ст. 200 НК РФ. При этом, если значение $D_{дт}$, определенное в порядке, установленном п. 27 ст. 200 НК РФ, окажется больше нуля, значение $D_{дт}$ принимается равным нулю.

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

Спю - удельный коэффициент, характеризующий корзину продуктов переработки нефтяного сырья

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.

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

К_{демп} = ((Д_{АБ} + Ф_{АБ}) × V_{АБ} + (Д_{ДТ} + Ф_{ДТ}) × V_{ДТ}) × К_{комп} на период с января по июнь 2019 г.

К_{демп} = Д_{АБ} × V_{АБ} × К_{АБ_комп} + Д_{ДТ} × V_{ДТ} × К_{ДТ_комп} + Д_{дв_АБ} × V_{дв_АБ} + Д_{дв_ДТ} × V_{дв_ДТ} с июля 2019 г.

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

К_{комп} - равен 0,6 на период с января по июнь 2019 г.

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

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

Д_{АБ}, Д_{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_{дв_АБ}, V_{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.

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

Ф_{АБ}, Ф_{ДТ} - компенсационная надбавка для автомобильного бензина (дизельного топлива), равная:

- 0, если значение Д_{АБ} (Д_{ДТ}) менее или равно 0 или
- Ф_{АБ}=5 600 и Ф_{ДТ} = 5 000, если значение Д_{АБ} (Д_{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:

А_{сдл} = (А_{дт} + 750) - Д_{дт} × К_{дт_комп},

А_{дт} - ставка акциза, установленная в отношении дизельного топлива.

Если **Д_{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 × К_ц - Д_м

$Дм = Кндпи \times Кц \times (1 - Кв \times Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан) - Кк$ на 2018 г.

$Дм = Кндпи \times Кц \times (1 - Кв \times Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан) - Кк - Кман \times Свн - Кабдт$ с 2019 г.

Кндпи = 559

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

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

Кз – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ для малых участков недр. В случае если величина начальных извлекаемых запасов нефти ($Vз$ - 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: $Кз = 0,125 \times Vз + 0,375$.

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 НДС на нефть на участках недр, расположенных полностью или частично в регионах со сложными природно-климатическими и геологическими условиями (в частности, п-ов 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.

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

N_{АБ}, N_{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 НДД, установлена следующая формула для определения ставки НДПИ на нефть:

НДПИ на нефть	$(50\% \times (Ц - 15) \times 7,3 \times K_g - ЭП) \times P$
---------------	--

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_g применяется до истечения предельно установленного срока с года, следующего за превышением степени выработанности запасов нефти 1% по участку недр. Для действующих участков коэффициент K_g принимается равным 1.

Эффективная ставка НДПИ на нефть по Группе

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %		12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
12 639	12 405	1,9	Общеустановленная ставка НДПИ на нефть	13 039	12 455	4,7
9 330	9 493	(1,7)	Эффективная ставка НДПИ на нефть (с учетом применения Кв, Кз, Кд, Кдв и Ккан)	9 873	10 301	(4,2)
3 309	2 912		Отклонение эффективной ставки НДПИ на нефть от общеустановленной (руб./т.)	3 166	2 154	
26,2%	23,5%		Отклонение эффективной ставки НДПИ на нефть от общеустановленной (%)	24,3%	17,3%	

По итогам 12 месяцев 2019 г. эффективная ставка НДПИ на нефть составила 9 873 руб./т., что на 3 166 руб./т ниже средней общеустановленной ставки в соответствии с налоговым законодательством. Данное отклонение обусловлено влиянием установленных налоговым законодательством льгот по НДПИ на нефть, в том числе понижающих коэффициентов Кв, Кз, Кд, Кдв и Кг.

НДПИ на природный газ и газовый конденсат

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

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

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

K_с - коэффициент, характеризующий сложность добычи полезного ископаемого из залежи. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ 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 12 месяцев 2019 г. составила 620 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 (НДПИ и вывозной таможенной пошлины на нефть), за счет изменения формулы расчета НДПИ и введения системы фискальных льгот по НДПИ 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 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 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»
Освобождение от налога на имущество в отношении национального проекта «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты» (в соответствии с региональным законодательством ХМАО)	ООО «Технологический центр «Бажен»
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»

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

4 кв. 2019	3 кв. 2019	Δ, %	(руб./т.)	12 месяцев		
				2019	2018	Δ, %
Нефть						
			Экспорт			
2 478	2 328	6,4	Трубопроводный	2 420	2 289	5,7
			СНГ			
1 676	1 709	(1,9)	Трубопроводный	1 683	1 599	5,3
			Транспортировка на НПЗ			
765	787	(2,8)	Омский НПЗ	769	749	2,7
1 600	1 652	(3,1)	Московский НПЗ	1 635	1 558	4,9
1 370	1 403	(2,4)	Ярославский НПЗ	1 382	1 323	4,5
Нефтепродукты						
			Экспорт с Омского НПЗ			
4 635	4 453	4,1	Бензин	4 645	3 848	20,7
5 872	5 591	5,0	Мазут	5 811	5 495	5,8
3 896	4 401	(11,5)	Дизельное топливо	4 293	4 540	(5,4)
			Экспорт с Московского НПЗ			
3 576	3 546	0,8	Бензин	3 474	1 357	156,0
3 895	3 876	0,5	Мазут	3 872	3 273	18,3
2 850	2 883	(1,1)	Дизельное топливо	2 898	2 858	1,4
			Экспорт с Ярославского НПЗ			
3 139	3 015	4,1	Бензин	3 077	3 088	(0,4)
3 274	3 262	0,4	Мазут	3 225	3 099	4,1
2 367	2 407	(1,7)	Дизельное топливо	2 471	2 446	1,0

Распределение экспорта нефти ПАО «Газпром нефть» по направлениям в страны дальнего зарубежья и СНГ за 12 месяцев 2019 и 2018 гг. представлено ниже:

	12 месяцев	
	2019	2018
Распределение экспорта нефти по направлениям в страны дальнего зарубежья		
порт Балтийского моря – Приморск	13,5%	9,8%
порт Балтийского моря – Усть-Луга	0,5%	0,0%
трубопровод «Дружба»	11,2%	14,5%
порт Новороссийск	6,9%	6,8%
трубопровод Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) через порт Козьмино	13,7%	12,9%
Мегет (трубопровода + ж/д) в Китай	0,0%	0,0%
экспортировано минуя систему Транснефть:	54,2%	56,0%
с месторождения Приразломное	15,8%	17,0%
с Новопортовского месторождения	38,4%	39,0%
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