



**АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ ЗА 3 МЕСЯЦА, ЗАВЕРШИВШИХСЯ 30 ИЮНЯ И
31 МАРТА 2019, А ТАКЖЕ ЗА ПЕРВОЕ ПОЛУГОДИЕ 2019 И 2018 ГОДОВ**

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния и результатов деятельности ПАО «НК «Роснефть» и должен рассматриваться вместе с финансовой отчетностью Компании и примечаниями к ней за три месяца, закончившиеся 30 июня и 31 марта 2019 года и 30 июня 2018 года (далее – **промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность**). Термины «Роснефть», компания «Роснефть», «Компания» и «Группа» в различных формах означают ПАО «НК «Роснефть» и её дочерние общества и долю в ассоциированных и совместных предприятиях. Данный отчет содержит заявления прогнозного характера, которые связаны с рисками и неопределенностью. Фактические результаты деятельности ПАО «НК «Роснефть» могут существенно отличаться от результатов, представленных в прогнозных заявлениях, в результате влияния различных факторов.

Представленные запасы нефти и газа включают пропорциональную долю запасов ассоциированных и совместных предприятий и 100% долю запасов дочерних обществ, если не указано иное.

Все суммы в рублях указаны в миллиардах, за исключением особо оговоренных случаев. Цифры округлены, однако удельные показатели посчитаны с использованием фактических показателей до округления.

Для пересчета тонн жидких углеводородов (кроме газового конденсата АО «Роспан Интернешнл») в баррели применяется коэффициент 7,404. Для пересчета тонн газового конденсата по АО «Роспан Интернешнл» в баррели (бarr.) используется коэффициент 8,3. Для пересчета 1 000 кубических метров газа в баррели нефтяного эквивалента (бarr. н.э.) используется коэффициент 6,09.

Оглавление

Обзор.....	4
Финансовые и операционные показатели Компании	4
События после отчетной даты	6
Макроэкономические факторы, влияющие на результаты операционной деятельности	7
Изменение цен на нефть, нефтепродукты и газ	8
Обменный курс рубля к доллару США и к евро, темпы инфляции.....	9
Налог на добычу полезных ископаемых, дополнительный доход на добычу углеводородов, экспортные пошлины и акцизы	9
Изменения транспортных тарифов трубопроводных и железнодорожных монополий	10
Консолидированный отчет о прибылях и убытках за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2019, и первое полугодие 2019 и 2018 годов.....	11
Операционные сегменты и межсегментная реализация.....	12
Сегмент «Разведка и добыча».....	13
Операционные показатели.....	14
Добыча жидких углеводородов	14
Добыча газа	15
Финансовые показатели.....	16
Финансовый результат от ассоциированных и совместных предприятий	16
Операционные затраты по добыче углеводородов	16
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	16
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД)	17
Сегмент «Переработка, коммерция и логистика».....	18
Операционные показатели.....	19
Производство нефтепродуктов на НПЗ	19
Финансовые показатели.....	20
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	20
Финансовый результат от ассоциированных и совместных предприятий	27
Операционные расходы сегмента Переработка, коммерция и логистика	27
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке и прочее	29
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку.....	31
Акцизы	33
Экспортные таможенные пошлины	33
Корпоративный сегмент	34
Отдельные показатели консолидированной финансовой отчетности	35
Затраты и расходы	35
Общехозяйственные и административные расходы.....	35
Износ, истощение и амортизация	35
Налоги, кроме налога на прибыль	35
Финансовые доходы и расходы	36
Прочие доходы и расходы.....	36
Курсовые разницы	36
Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования.....	36

Налог на прибыль	36
Чистая прибыль	36
Ликвидность и капитальные затраты	37
Движение денежных средств.....	37
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	37
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности.....	37
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности.....	38
Капитальные затраты	39
Финансовые обязательства и ликвидные активы	40
Ключевые консолидированные финансовые показатели деятельности (в рублях)	41
Расчет EBITDA	41
Расчет свободного денежного потока.....	42
Расчет маржи EBITDA	42
Расчет маржи чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти.....	42
Расчет коэффициента ликвидности	42
Консолидированные финансовые показатели деятельности (в долларовом эквиваленте)	43
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	43
Ключевые финансовые коэффициенты в долларовом эквиваленте	44
Расчет свободного денежного потока.....	44
Расчет маржи EBITDA	44
Расчет маржи чистой прибыли.....	45
Расчет коэффициента ликвидности	45
Приложение 1: Налогообложение	46
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	46
Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД)	48
Акцизы на нефтепродукты и нефтяное сырье	48
Экспортная пошлина	49
Приложение 2: EBITDA по сегментам	52
Приложение 3: Среднемесячные обменные курсы доллара США, рассчитанные на основе данных Банка России	53

ОБЗОР

ПАО «НК «Роснефть» – вертикально интегрированная компания, осуществляющая деятельность по геологоразведке и добыче нефти и газа, а также переработке, маркетингу и сбыту нефти, газа и нефтепродуктов преимущественно в России.

Объем доказанных запасов нефти, газового конденсата, прочих ЖУВ и рыночного газа Компании, по оценке независимого аудитора DeGolyer and MacNaughton, составил 41 млрд барр. н.э. по классификации SEC и 47 млрд барр. н.э. по классификации PRMS по состоянию на 31 декабря 2018 года, 40 млрд барр. н.э. по классификации SEC и 47 млрд барр. н.э. по классификации PRMS по состоянию на 31 декабря 2017 года.

За первое полугодие 2019 года добыча жидких углеводородов Компании составила 114,3 млн тонн. Добыча используемого природного и попутного газа Компании за первое полугодие 2019 года – 33,43 млрд куб. м.

Общий объем переработки нефти Компании на территории Российской Федерации и за рубежом составил за первое полугодие 2019 года – 51,83 млн тонн. Оставшийся объем добытой нефти направляется в основном на экспорт в страны Европы, Азии и СНГ.

ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОМПАНИИ

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30	31		30	30	
	июня 2019	марта 2019		июня 2019	июня 2018	
Финансовые результаты, млрд руб.						
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	2 135	2 077	2,8%	4 212	3 787	11,2%
ЕВГТДА	515	548	(6,0)%	1 063	950	11,9%
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	194	131	48,1%	325	298 ²	9,1%
Капитальные затраты	222	214	3,7%	436	452	(3,5)%
Свободный денежный поток (рублевый эквивалент) ¹	135	197	(31,5)%	332	363	(8,5)%
Операционные результаты						
Добыча углеводородов (тыс. барр. н.э. в сутки)	5 710	5 902	(3,3)%	5 806	5 706	1,8%
Добыча ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 618	4 744	(2,7)%	4 681	4 585	2,1%
Добыча газа (тыс. барр. н.э. в сутки)	1 092	1 158	(5,7)%	1 125	1 121	0,4%
Переработка сырой нефти на заводах в РФ (тыс тонн в сутки)	251	272	(7,7)%	262	275	(4,7)%
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции в РФ (млн тонн)	22,09	23,67	(6,7)%	45,76	48,11	(4,9)%
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции вне РФ (млн тонн)	2,20	2,50	(12,0)%	4,70	5,99	(21,5)%

¹ В расчет свободного денежного потока включены проценты за пользование денежными средствами, начисленные по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов. Проценты за пользование денежными средствами включают сумму начисленных процентов за отчетный период, которые зачтены в счет поставок нефти по долгосрочным договорам в размере 17 млрд руб., и оплаченную сумму процентов по долгосрочным договорам в размере 2 млрд руб. за второй квартал 2019 года; 19 млрд руб. зачета процентов и 2 млрд руб. оплаты процентов за первый квартал 2019 года; 40 млрд руб. зачета процентов и 3 млрд руб. оплаты процентов за первое полугодие 2018 года.

² Чистая прибыль за первое полугодие 2018 года уточнена в связи с пересмотром оценки приобретенных активов в 2018 году (от совместной деятельности с Exxon).

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

Справочно: Финансовые показатели Компании в долларовом эквиваленте

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30	31		30	30	
	июня 2019	марта 2019		июня 2019	июня 2018	
Финансовые результаты, млрд долл. США¹						
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	33,6	31,9	5,3%	65,5	64,8	1,1%
ЕВИТДА	8,0	8,3	(3,6)%	16,3	15,9	2,5%
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам						
Роснефти	3,0	1,9	57,9%	4,9	5,0	(2,0)%
Капитальные затраты	3,5	3,2	9,4%	6,7	7,6	(11,8)%
Свободный денежный поток	2,0	3,0	(33,3)%	5,0	6,1	(18,0)%

¹ Пересчитано с использованием среднемесячных курсов, рассчитанных по данным ЦБ, за соответствующие периоды (Приложение 3).

События после отчетной даты

В июле 2019 года Компания завершила сделку по приобретению 100% долей в обществах группы «Петербургская топливная компания» («ПТК»). Приобретение группы компаний «ПТК» соответствует стратегии Компании, направленной на развитие розничного бизнеса и расширение присутствия в ключевых регионах страны. Розничная сеть ПТК представлена в Санкт-Петербурге, Ленинградской, Мурманской, Новгородской, Псковской, Тверской областях, а также республике Карелия. Активы включают в себя 141 заправочную станцию и 2 современные нефтебазы. Приобретение нового актива обеспечит Компании дополнительный синергетический эффект, повысит эффективность канала топливоснабжения.

Макроэкономические факторы, влияющие на результаты операционной деятельности

Основными факторами, оказавшими значительное влияние на операционную деятельность Роснефти за рассматриваемый период, являются:

- изменение цен на нефть, нефтепродукты и газ;
- обменный курс рубля к доллару США и к евро, темпы инфляции;
- ограничение приема нефти в систему магистральных трубопроводов Транснефти по причине ее загрязнения в трубопроводе по независящим от Компании причинам;
- выполнение обязательств в рамках новых договоренностей по сокращению добычи нефти стран-членов ОПЕК и крупных производителей нефти, не являющихся членами ОПЕК (Соглашение ОПЕК+);
- налоги, в первую очередь налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД), акциз и экспортные пошлины;
- изменение тарифов естественных монополий (на трубопроводный и железнодорожный транспорт);
- изменение цен на электроэнергию;
- решения, принятые Правительством РФ, по стабилизации и развитию внутреннего рынка нефтепродуктов.

Изменение цен на нефть, нефтепродукты и газ

В представленной таблице приведены средние цены на сырую нефть и нефтепродукты в России и в мире за анализируемые периоды в долларах США и рублях.

	За 3 месяца, закончившихся			% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30	31			30	30	
	июня 2019	марта 2019			июня 2019	июня 2018	
Мировой рынок	долл. США за баррель				долл. США за баррель		
Нефть «Brent»	68,8	63,2	9,0%	66,0	70,6	(6,5)%	
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE)	67,9	63,2	7,4%	65,5	68,9	(4,8)%	
Нефть «Urals» (FOB Приморск)	67,2	61,6	9,1%	64,5	67,7	(4,8)%	
Нефть «Urals» (FOB Новороссийск)	67,8	61,3	10,7%	64,5	68,0	(5,0)%	
Нефть «Дубай»	67,4	63,5	6,1%	65,4	68,0	(3,8)%	
	долл. США за тонну				долл. США за тонну		
Naphtha (cp. FOB/CIF Med)	511	480	6,5%	495	591	(16,2)%	
Naphtha (cp. FOB Rotterdam/CIF NWE)	525	495	6,0%	510	603	(15,4)%	
Naphtha (CFR Japan)	541	519	4,2%	530	611	(13,3)%	
Fuel oil (cp. FOB/CIF Med)	386	378	2,2%	382	381	0,3%	
Fuel oil (cp. FOB Rotterdam/CIF NWE)	384	375	2,5%	380	374	1,4%	
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	413	407	1,6%	410	402	1,9%	
Gasoil (cp. FOB/CIF Med)	596	578	3,1%	587	617	(4,9)%	
Gasoil (cp. FOB Rotterdam/CIF NWE)	600	581	3,2%	590	615	(4,0)%	
Gasoil (FOB Singapore)	581	559	3,9%	570	605	(5,7)%	
	тыс. руб. за баррель				тыс. руб. за баррель		
Нефть «Brent»	4,44	4,18	6,4%	4,31	4,19	2,9%	
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE)	4,38	4,18	4,8%	4,28	4,09	4,8%	
Нефть «Urals» (FOB Приморск)	4,34	4,08	6,5%	4,21	4,02	4,8%	
Нефть «Urals» (FOB Новороссийск)	4,38	4,05	8,0%	4,22	4,03	4,5%	
Нефть «Дубай»	4,35	4,20	3,6%	4,28	4,04	5,9%	
	тыс. руб. за тонну				тыс. руб. за тонну		
Naphtha (cp. FOB/CIF Med)	33,0	31,7	3,9%	32,4	35,1	(7,8)%	
Naphtha (cp. FOB Rotterdam/CIF NWE)	33,9	32,8	3,5%	33,3	35,8	(6,8)%	
Naphtha (CFR Japan)	34,9	34,3	1,7%	34,6	36,3	(4,6)%	
Fuel oil (cp. FOB/CIF Med)	24,9	25,0	(0,2)%	25,0	22,6	10,4%	
Fuel oil (cp. FOB Rotterdam/CIF NWE)	24,8	24,8	0,1%	24,8	22,2	11,6%	
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	26,7	26,9	(0,8)%	26,8	23,9	12,2%	
Gasoil (cp. FOB/CIF Med)	38,5	38,2	0,7%	38,3	36,6	4,7%	
Gasoil (cp. FOB Rotterdam/CIF NWE)	38,7	38,4	0,7%	38,6	36,5	5,7%	
Gasoil (FOB Singapore)	37,5	37,0	1,5%	37,3	35,9	3,8%	
Российский рынок (цена с акцизами, без НДС)	тыс. руб. за тонну				тыс. руб. за тонну		
Нефть	22,2	20,9	5,9%	21,5	19,7	9,3%	
Мазут	15,5	14,3	8,1%	14,9	12,2	22,3%	
Дизельное топливо (летнее)	40,7	38,5	5,7%	39,6	37,8	4,8%	
Дизельное топливо (зимнее)	40,8	41,8	(2,3)%	41,3	39,2	5,3%	
Авиакеросин	37,5	37,2	0,8%	37,3	36,0	3,7%	
Высокооктановый бензин	39,1	34,4	13,6%	36,8	38,8	(5,2)%	

Источник: средние цены и изменение рассчитаны на основе неокругленных данных аналитических агентств.

Разная динамика цен, выраженных в долларах США, и цен, выраженных в рублях, связана с номинальным укреплением среднего курса рубля по отношению к доллару США на 2,4% во втором квартале 2019 года по сравнению с первым кварталом 2019 года. Ослабление курса рубля к доллару США в номинальном выражении в первом полугодии 2019 года по сравнению с аналогичным периодом 2018 года составило 9,2%. В марте 2019 года Правительство и представители нефтяного сектора пришли к соглашению о продлении «заморозки цен» на топливо на внутреннем рынке на уровне 2018 года, которое действовало до 1 июля 2019 года. Соглашение не было продлено после 1 июля 2019 года.

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

Ориентиром внутренних оптовых цен на газ являются регулируемые государством цены, по которым реализуется газ, добытый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами. С 1 июля 2019 года индексация регулируемой цены на газ, предназначенный для последующей реализации всем группам потребителей, составила 1,4%. В 2018 г. индексация регулируемой цены на газ составила 3,4% (с июля – в части цены для реализации населению, с 21 августа – в части цены для промышленных потребителей).

Обменный курс рубля к доллару США и к евро, темпы инфляции

Изменение курса доллара США и евро к рублю и темпы инфляции в Российской Федерации оказывают существенное влияние на результаты деятельности Компании в связи с тем, что значительная часть выручки от продажи нефти и нефтепродуктов выражена в долларах США, в то время как большая часть расходов выражена в российских рублях.

Далее в таблице представлены данные об изменении обменного курса и темпах инфляции за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30	31	30	30
	июня 2019	марта 2019	июня 2019	июня 2018
Рублевая инфляция в годовом выражении (ИЦП)	6,6%	10,0%	8,9%	8,5%
Средний курс доллара США (руб./долл. США) за период ¹	64,56	66,13	65,34	59,35
Курс доллара США на конец периода (руб./долл. США)	63,08	64,73	63,08	62,76
Средний курс евро (руб./евро) за период	72,52	75,17	73,84	71,82
Курс евро на конец периода (руб./евро)	71,82	72,72	71,82	72,99

Источник: Центральный банк Российской Федерации.

¹См. динамику среднемесячных курсов в Приложении 3.

Налог на добычу полезных ископаемых, дополнительный доход на добычу углеводородов, экспортные пошлины и акцизы

В таблице приведена информация о средних ставках НДС и таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты:

	За 3 месяца, закончившихся			За 6 месяцев, закончившихся		
	30	31	%	30	30	%
	июня 2019	марта 2019	изме- нения ¹	июня 2019	июня 2018	изме- нения ¹
НДС						
Нефть (руб. за тонну)	14 168	12 953	9,4%	13 563	11 643	16,5%
Экспортная пошлина на нефть						
Нефть (долл. за тонну)	104,1	87,2	19,5%	95,7	118,7	(19,4)%
Нефть (руб. за тонну)	6 722	5 765	16,6%	6 246	7 055	(11,5)%
Нефть (руб. за баррель)	908	779	16,6%	844	953	(11,5)%
Экспортная пошлина на нефтепродукты						
Бензин (руб. за тонну)	2 014	1 728	16,6%	1 872	2 114	(11,5)%
Нафта (руб. за тонну)	3 695	3 166	16,7%	3 432	3 877	(11,5)%
Легкие и средние дистилляты (руб. за тонну)	2 014	1 728	16,6%	1 872	2 114	(11,5)%
Темные нефтепродукты (руб. за тонну)	6 722	5 765	16,6%	6 246	7 055	(11,5)%

¹Посчитано от неокругленных данных.

Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья («НДД¹») введен в действие с января 2019 года. Сумма НДД определяется как разница между расчетной выручкой и затратами на добычу, подготовку и транспортировку углеводородного сырья с применением ставки 50%.

¹ Более подробная информация о налогообложении представлена в Приложении 1.

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

В представленной таблице приведены ставки акцизов на нефтепродукты:

Акцизы (руб. за тонну)	с 1 января по 31 мая 2018 г.	с 1 июня по 31 декабря 2018 г.	с 1 января по 31 декабря 2019 г.
Автомобильный бензин			
не соответ. классу 5	13 100	13 100	13 100
соответ. классу 5	11 213	8 213	12 314
Прямогонный бензин	13 100	13 100	13 912
Дизельное топливо	7 665	5 665	8 541
Авиационный керосин	2 800	2 800	2 800
Моторные масла	5 400	5 400	5 400
Бензол, параксилол, ортоксилол	2 800	2 800	2 929
Средние дистилляты	8 662	6 665	9 241

Налоговая нагрузка Компании на выручку составила 52,8% за первое полугодие 2019 года. Наибольшая часть налоговой нагрузки (свыше 83%) формируется за счет платежей по НДС и экспортным пошлинам.

Доля фискальных изъятий в финансовом результате Компании (операционной прибыли до вычета фискальных платежей) составила 77,4% за первое полугодие 2019 года.

Изменения транспортных тарифов трубопроводных и железнодорожных монополий

Роснефть осуществляет транспортировку большей части добываемой нефти, а также некоторых видов светлых нефтепродуктов через систему магистральных трубопроводов, владельцем и оператором которых является ПАО «Транснефть» – субъект естественных монополий. Роснефть также осуществляет транспортировку нефти и нефтепродуктов посредством железнодорожного транспорта. Основным перевозчиком на железнодорожном транспорте России выступает ОАО «РЖД», которое является субъектом естественных монополий на транспорте.

Последние изменения тарифов Транснефти

Нефть

С 1 января 2019 г. индексация ставок тарифов на услуги Транснефти на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам составила 3,87%.

С 1 февраля 2019 года тарифы на транзит по территории Республики Беларусь были проиндексированы на 7,6%.

Последние изменения железнодорожных тарифов

С 1 января 2019 г. железнодорожные тарифы были проиндексированы на 3,5%.

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

Консолидированный отчет о прибылях и убытках за три месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2019, и первое полугодие 2019 и 2018 годов

в млрд руб.

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий						
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	2 085	2 031	2,7%	4 116	3 714	10,8%
Вспомогательные услуги и прочая реализация	23	21	9,5%	44	41	7,3%
Доход от ассоциированных и совместных предприятий	27	25	8,0%	52	32	62,5%
Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	2 135	2 077	2,8%	4 212	3 787	11,2%
Затраты и расходы						
Производственные и операционные расходы	147	165	(10,9)%	312	288	8,3%
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	426	313	36,1%	739	517	42,9%
Общехозяйственные и административные расходы	46	65	(29,2)%	111	78	42,3%
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	154	170	(9,4)%	324	312	3,8%
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	3	1	>100%	4	5	(20,0)%
Износ, истощение и амортизация	164	174	(5,7)%	338	309	9,4%
Налоги, кроме налога на прибыль	664	667	(0,4)%	1 331	1 250	6,5%
Экспортная пошлина	210	181	16,0%	391	455	(14,1)%
Итого затраты и расходы	1 814	1 736	4,5%	3 550	3 214	10,5%
Операционная прибыль	321	341	(5,9)%	662	573	15,5%
Финансовые доходы	37	40	(7,5)%	77	59	30,5%
Финансовые расходы	(56)	(64)	(12,5)%	(120)	(136)	(11,8)%
Прочие доходы	1	3	(66,7)%	4	27	(85,2)%
Прочие расходы	(15)	(106)	(85,8)%	(121)	(87)	39,1%
Курсовые разницы	15	15	-	30	73	(58,9)%
Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования	(37)	(36)	2,8%	(73)	(73)	-
Прибыль до налогообложения	266	193	37,8%	459	436	5,3%
Налог на прибыль	(46)	(37)	24,3%	(83)	(96)	(13,5)%
Чистая прибыль	220	156	41,0%	376	340	10,6%
Чистая прибыль, относящаяся к:						
- акционерам Роснефти	194	131	48,1%	325	298	9,1%
- неконтролирующим долям	26	25	4,0%	51	42	21,4%

ОПЕРАЦИОННЫЕ СЕГМЕНТЫ И МЕЖСЕГМЕНТНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

Деятельность Компании преимущественно осуществляется на территории Российской Федерации. Так как географические регионы в Российской Федерации имеют по существу схожие экономические и правовые условия, Компания не раскрывает отдельно информацию по географическим сегментам. Компания также осуществляет ряд проектов за рубежом, включая геологоразведочные и добычные проекты в Норвегии, Бразилии, Вьетнаме, Венесуэле, Иракском Курдистане, Египте, а также осуществляет переработку на НПЗ в Германии, Белоруссии и Индии.

Операционные сегменты

По состоянию на отчетную дату деятельность Роснефти можно разделить на два основных операционных сегмента по природе их деятельности:

- *Разведка и добыча.* Включает в себя активы, осуществляющие геологоразведочные работы, добычу нефти и газа на суше и шельфе территории Российской Федерации и за рубежом и нефтесервисные предприятия;
- *Переработка, коммерция и логистика.* Включает в себя активы, осуществляющие деятельность по переработке углеводородного сырья, а также деятельность, связанную с закупкой, транспортировкой и реализацией нефти, нефтепродуктов и нефтехимии третьим лицам на территории Российской Федерации и за рубежом;
- Другие виды деятельности входят в «Корпоративный» сегмент и включают банковские, финансовые услуги и прочие услуги корпоративного сервиса.

Межсегментная реализация

Внутригрупповая реализация представляет собой операционную активность как деятельность отдельных друг от друга сегментов в вертикально интегрированной компании, использующих ценообразование в сделках между взаимозависимыми лицами для расчетов между сегментами.

В целях расчета показателя «Выручка» сегмента «Разведка и добыча» цены сегмента «Разведка и добыча» (закупочные цены сегмента «Переработка, коммерция и логистика») пересчитываются с использованием экспортных рыночных цен на нефть и газовый конденсат и цен реализации газа конечным потребителям на внутреннем рынке за минусом транспортных затрат, экспортных пошлин, затрат на хранение, расходов на продажу и прочих расходов сегмента «Переработка, коммерция и логистика», относящихся к реализации. Указанные цены устанавливаются на узле сбора нефти и газового конденсата (точка реализации) или в точке входа в Единую газотранспортную систему ПАО «Газпром», в которых сегмент «Разведка и добыча» передает нефть, газовый конденсат или газ сегменту «Переработка, коммерция и логистика». Все внутригрупповые операции, включая операции от деятельности нефтесервисных и прочих сервисных предприятий, элиминируются на консолидированном уровне.

СЕГМЕНТ «РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА»

Сегмент включает в себя общества Группы, оказывающие операторские услуги и самостоятельно осуществляющие добычу нефти, газа и газового конденсата на территории Российской Федерации и за рубежом, совместные предприятия, а также общества группы, осуществляющие геологоразведочную деятельность на территории Российской Федерации и за рубежом, и нефтесервисные предприятия. Сегмент включает выручку, сформированную в результате передачи ЖУВ и газа сегменту «Переработка, коммерция и логистика» для последующей переработки и реализации третьей стороне, и все операционные затраты, связанные с добычей и разведкой, а также выручку и затраты нефтесервисных предприятий, оказывающих услуги обществам Группы.

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
Операционные результаты						
Добыча углеводородов (тыс. барр. н.э. в сутки)	5 710	5 902	(3,3)%	5 806	5 706	1,8%
Добыча ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 618	4 744	(2,7)%	4 681	4 585	2,1%
Добыча газа (тыс. барр. н.э. в сутки)	1 092	1 158	(5,7)%	1 125	1 121	0,4%
Добыча углеводородов (млн барр. н.э.) ¹	484,4	493,8	(1,9)%	978,2	958,8	2,0%
Добыча углеводородов (млн т н.э.)	70,1	71,7	(2,2)%	141,8	139,4	1,7%
Финансовые результаты, млрд руб.						
ЕВИТДА	518	531	(2,4)%	1 049	917	14,4%
Капитальные затраты ²	204	191	6,8%	395	415	(4,8)%
Операционные затраты по добыче углеводородов	98,5	96,3	2,3%	194,8	181,0	7,6%
Удельные показатели на барр. н.э.						
ЕВИТДА, руб./барр. н.э. ¹	1 034	1 029	0,5%	1 031	925	11,5%
Капитальные затраты, руб./барр. н.э.	421	387	8,8%	404	433	(6,7)%
Операционные затраты, руб./барр. н.э.	203	195	4,1%	199	189	5,3%
Операционные затраты, долл. США/барр. н.э. ³	3,2	3,0	6,7%	3,1	3,2	(3,1)%

¹ Исключая ассоциированные и совместные предприятия.

² См. раздел «Капитальные затраты».

³ Рассчитано за отчетные периоды с использованием ежемесячных курсов доллара США за соответствующие периоды (Приложение 3).

ЕВИТДА «Разведка и добыча»

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	1 250	1 223	2,2%	2 473	2 166	14,2%
<i>в т. ч. доход от ассоциированных и совместных предприятий</i>	17	23	(26,1)%	40	30	33,3%
Затраты, без амортизации	762	725	5,1%	1 487	1 317	12,9%
<i>в т. ч.</i>						
Операционные затраты по добыче углеводородов ¹	99	96	2,3%	195	181	7,6%
Общехозяйственные и административные расходы	18	16	12,5%	34	30	13,3%
Стоимость закупок углеводородов	9	5	80,0%	14	11	27,3%
Расходы на транспортировку и прочие ²	9	10	(10,0)%	19	19	–
ГРП	4	2	100%	6	7	(14,3)%
Налоги, кроме налога на прибыль	635	596	6,5%	1 231	1 069	15,2%
Эффект накопления остатков нефти	(12)	–	–	(12)	–	–
Эффект от зачета предоплат	30	33	(9,1)%	63	68	(7,4)%
ЕВИТДА	518	531	(2,4)%	1 049	917	14,4%

¹ % изменения посчитаны от неокругленных данных.

² Прочие затраты включают уточнение оценочных экологических резервов. Эффект за второй квартал 2019 года составил 0,2 млрд руб. и 0,5 млрд руб. за первый квартал 2019 года, а также 1,2 млрд руб. за первое полугодие 2018 года.

Операционные показатели

Добыча жидких углеводородов

Роснефть осуществляет добычу жидких углеводородов на основных добывающих предприятиях в Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печоре, Урало-Поволжье, южной части Европейской части России и на Дальнем Востоке. Компания также владеет 20% долей в проекте Сахалин-1 и 50% долей в АО «Томскнефть» ВНК, включаемых в отчетность Роснефти по методу пропорциональной консолидации, а также ведет добычу нефти и газа силами добывающих совместных предприятий, учитываемых по методу участия в капитале: Славнефть – 49,94%, Удмуртнефть – 49,57% и Мессояханефтегаз – 50,0%. Компания также участвует в международных проектах во Вьетнаме, Венесуэле, Египте и Иракском Курдистане.

В таблице ниже представлены объемы жидких углеводородов Компании:

	За 3 месяца, закончившихся		%	За 6 месяцев, закончившихся		%
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млн баррелей		изме- нения	млн баррелей		изме- нения
РН-Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	126,9	128,6	(1,3)%	255,5	255,4	–
Самотлорнефтегаз (Западная Сибирь)	36,0	35,5	1,4%	71,5	71,5	–
Ванкорские проекты (Восточная Сибирь)	33,5	34,8	(3,7)%	68,3	80,0	(14,6)%
Башнефть-Добыча (Урало-Поволжье)	30,0	30,0	–	60,0	60,1	(0,2)%
Оренбургнефть (Урало-Поволжье)	26,6	27,2	(2,2)%	53,8	53,6	0,4%
Самаранефтегаз (Урало-Поволжье)	22,2	23,2	(4,3)%	45,4	43,1	5,3%
РН-Уватнефтегаз (Западная Сибирь)	18,5	19,2	(3,6)%	37,7	39,2	(3,8)%
Верхнеконскнефтегаз (Восточная Сибирь)	14,0	14,7	(4,8)%	28,7	30,3	(5,3)%
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	12,7	12,4	2,4%	25,1	18,5	35,7%
Варьеганнефтегаз (Западная Сибирь)	11,7	11,5	1,7%	23,2	20,5	13,2%
Востсибнефтегаз (Восточная Сибирь)	8,1	7,3	11,0%	15,4	8,0	92,5%
Томскнефть (Западная Сибирь)	7,5	7,8	(3,8)%	15,3	16,0	(4,4)%
Таас-Юрях (Дальний Восток)	7,2	6,6	9,1%	13,8	8,8	56,8%
РН-Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	6,6	6,6	–	13,2	16,5	(20,0)%
РН-Северная нефть (Тимано-Печора)	4,9	5,2	(5,8)%	10,1	10,8	(6,5)%
Шельфовые проекты (Дальний Восток) ¹	4,6	5,1	(9,8)%	9,7	9,3	4,3%
Конданефть (Западная Сибирь)	4,9	4,7	4,3%	9,6	4,0	>100%
Роспан Интернешнл (Западная Сибирь)	2,9	2,9	–	5,8	5,8	–
Соровскнефть (Западная Сибирь)	2,4	2,6	(7,7)%	5,0	5,6	(10,7)%
Харампурнефтегаз (Западная Сибирь)	2,3	2,3	–	4,6	–	–
Башнефть-Полюс (Тимано-Печора) ²	2,0	2,0	–	4,0	4,0	–
Прочие	7,3	7,4	(1,4)%	14,7	12,2	20,5%
Итого добыча ЖУВ дочерними и пропорционально консолидируемыми обществами	392,8	397,6	(1,2)%	790,4	773,2	2,2%
Славнефть (Западная и Восточная Сибирь)	12,5	12,9	(3,1)%	25,4	24,8	2,4%
Удмуртнефть (Урало-Поволжье)	5,2	5,5	(5,5)%	10,7	11,1	(3,6)%
Мессояханефтегаз (Западная Сибирь)	4,8	4,6	4,3%	9,4	7,7	22,1%
Прочие	4,9	6,4	(23,4)%	11,3	13,1	(13,7)%
Итого доля в добыче ассоциированных и совместных предприятий	27,4	29,4	(6,8)%	56,8	56,7	0,2%
Итого добыча ЖУВ	420,2	427,0	(1,6)%	847,2	829,9	2,1%
Среднесуточная добыча ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 618	4 744	(2,7)%	4 681	4 585	2,1%

¹ Исключая роялти и долю государства.

² Относится к 100% консолидируемой доле в добыче.

Во втором квартале 2019 года среднесуточная добыча жидких углеводородов Компании составила 4,62 млн барр. в сутки, снизившись на 2,7% относительно уровня суточной добычи первого квартала 2019 года в результате ограничения ПАО «Транснефть» приема нефти в систему магистральных трубопроводов и выполнения Компанией квот по ограничению добычи в рамках Соглашения ОПЕК+.

По отношению к первому полугодю 2018 года уровень добычи жидких углеводородов вырос на 2,1% в результате продолжения активной разработки новых крупных проектов (Юрубчено-Тохомское, Среднеботуобинское, Кондинское месторождения), а также наращиванием объемов производства на зрелых активах (Самаранефтегаз, РН-Няганьнефтегаз, Варьеганнефтегаз).

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

В первом полугодии 2019 года проходка в эксплуатационном бурении составила 5,2 млн м. при доле собственного бурового сервиса не менее 50%. Ввод новых скважин в эксплуатацию составил 1 494 ед. Ввод новых горизонтальных скважин возрос на 14%, а их доля в общем количестве - до 54%, увеличившись на 13 п.п. год к году. Количество новых введенных горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта возросло на 9% год к году и достигло 33% от общего ввода новых скважин за полугодие, увеличившись на 7 п.п. год к году.

Добыча газа

В таблице ниже представлены объемы добычи используемого газа¹ Компании:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млрд куб. м			млрд куб. м		
Сибнефтегаз (Западная Сибирь)	2,78	2,86	(2,8)%	5,64	6,06	(6,9)%
Роспан Интернешнл (Западная Сибирь)	1,68	1,66	1,2%	3,34	3,35	(0,3)%
Ванкорские проекты (Восточная Сибирь) ²	1,56	1,68	(7,1)%	3,24	3,66	(11,5)%
Самоглорнефтегаз (Западная Сибирь)	1,48	1,55	(4,5)%	3,03	3,00	1,0%
РН-Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	1,11	1,21	(8,3)%	2,32	2,30	0,9%
РН-Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	1,07	1,09	(1,8)%	2,16	2,72	(20,6)%
Варьеганнефтегаз (Западная Сибирь)	0,99	1,00	(1,0)%	1,99	2,03	(2,0)%
Проект Зохран (Египет) ³	1,02	0,97	5,2%	1,99	0,56	>100%
Шельфовые проекты (Дальний Восток) ^{2,3}	0,39	0,71	(45,1)%	1,10	1,75	(37,1)%
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	0,55	0,51	7,8%	1,06	0,76	39,5%
РН-Краснодарнефтегаз (Юг России)	0,45	0,49	(8,2)%	0,94	1,03	(8,7)%
Верхнечонскнефтегаз (Восточная Сибирь)	0,30	0,31	(3,2)%	0,61	0,33	84,8%
Оренбургнефть (Урало-Поволжье)	0,30	0,30	-	0,60	0,72	(16,7)%
Томскнефть (Западная Сибирь)	0,23	0,25	(8,0)%	0,48	0,46	4,3%
Харампурнефтегаз (Западная Сибирь)	0,23	0,22	4,5%	0,45	-	-
Rosneft Vietnam B.V. (Вьетнам)	0,20	0,21	(4,8)%	0,41	0,44	(6,8)%
Самаранефтегаз (Урало-Поволжье)	0,12	0,13	(7,7)%	0,25	0,25	-
Башнефть-Добыча (Урало-Поволжье) ²	0,12	0,13	(7,7)%	0,25	0,25	-
РН-Сахалинморнефтегаз (Дальний Восток)	0,10	0,10	-	0,20	0,18	11,1%
РН-Уватнефтегаз (Западная Сибирь)	0,07	0,08	(12,5)%	0,15	0,15	-
РН-Северная нефть (Тимано-Печора)	0,04	0,04	-	0,08	0,09	(11,1)%
Прочие	0,26	0,29	(10,3)%	0,55	0,39	41,0%
Итого добыча газа дочерними и пропорционально консолидируемыми обществами	15,05	15,79	(4,7)%	30,84	30,48	1,2%
Пургаз (Западная Сибирь)	1,08	1,12	(3,6)%	2,20	2,51	(12,4)%
Славнефть (Западная и Восточная Сибирь)	0,12	0,12	-	0,24	0,23	4,3%
Прочие	0,06	0,09	(33,3)%	0,15	0,11	36,4%
Итого доля в добыче ассоциированных и совместных предприятий	1,26	1,33	(5,3)%	2,59	2,85	(9,1)%
Итого добыча газа	16,31	17,12	(4,7)%	33,43	33,33	0,3%
Природный газ	8,12	8,36	(2,9)%	16,48	16,02	2,9%
Попутный газ	8,19	8,76	(6,5)%	16,95	17,31	(2,1)%
Среднесуточная добыча газа (млн куб. м в сутки)	179,2	190,2	(5,8)%	184,7	184,1	0,3%

¹ Данные по добыче газа рассчитаны как извлеченный объем газа за минусом газа, сожженного на факелах, и газа, использованного в процессе производства ЖУВ. Валовая добыча газа составила 18,9 млрд куб.м. во втором квартале 2019 г. и 19,1 млрд куб. м. в первом квартале 2019 г., а также 38,0 млрд куб. м. и 36,6 млрд куб. м. в первом полугодии 2019 и 2018 годов.

² С учетом газа, закачиваемого в пласт для целей поддержания пластового давления.

³ Исключая роялти и долю государства.

Добыча газа в первом полугодии 2019 года составила 33,43 млрд куб. м., из них 16,31 млрд куб. м. во втором квартале 2019 года. Рост добычи по сравнению с аналогичным периодом 2018 года преимущественно обусловлен увеличением мощностей проекта Зохран, а также вводом во втором полугодии 2018 года новых скважин с высоким газовым фактором на Ем-Еговском и Каменном месторождениях РН-Няганьнефтегаз.

Финансовые показатели

Финансовый результат от ассоциированных и совместных предприятий

В первом полугодии 2019 года и 2018 года финансовый результат от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Разведка и добыча» составил 40 млрд руб. и 30 млрд руб., соответственно.

Значительный рост дохода за первое полугодие 2019 года по сравнению с первым полугодием 2018 года обусловлен в основном увеличением дохода от участия в российских совместных предприятиях («Удмуртнефть» и «Мессояханефтегаз»).

Операционные затраты по добыче углеводородов

Производственные и операционные расходы по добыче углеводородов в сегменте «Разведка и добыча» включают затраты на сырье и материалы, обслуживание и ремонт оборудования, оплату труда рабочих, проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, приобретение ГСМ, электроэнергии и прочие аналогичные затраты добывающих предприятий Компании.

Производственные и операционные расходы по добыче углеводородов во втором квартале 2019 года выросли на 2,3 % по сравнению с первым кварталом 2019 года и составили 98,5 млрд руб. (рост удельного показателя на 4,1%), что, в основном, обусловлено увеличением геолого-технических мероприятий вследствие ограничения приема нефти в систему магистральных трубопроводов Транснефти, а также поддержания необходимого потенциала для наращивания добычи, сезонным ростом работ по обслуживанию и ремонту наземной инфраструктуры.

Удельные производственные и операционные расходы сегмента «Разведка и добыча» увеличились за первое полугодие 2019 года по сравнению с первым полугодием 2018 года на 5,3%, что ниже темпа инфляции цен промышленных производителей (8,9% к аналогичному периоду прошлого года). Рост расходов в основном связан с увеличением тарифов на электроэнергию (+10,5%), ростом затрат на материалы и транспорт, а также расходов на оплату труда.

Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа ¹

Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа, включают в себя в основном затраты на разведочное бурение, сейсморазведку и геолого-геофизические работы. Затраты на разведочное бурение капитализируются в случае обнаружения коммерческих запасов нефти и газа или списываются как расходы текущего периода.

Затраты во втором квартале 2019 и первом квартале 2019 года составили 3 млрд руб. и 1 млрд руб., соответственно.

Затраты в первом полугодии 2019 и в первом полугодии 2018 года составили 4 млрд руб. и 5 млрд руб., соответственно.

¹ Исключая межсегментный оборот во втором квартале 2019 года в размере 1 млрд руб. и 1 млрд руб. в первом квартале 2019 года, а также 2 млрд руб. в первом полугодии 2018 года.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД)

НДПИ

Ниже представлены фактические ставки НДПИ за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	тыс. руб., за исключением %					
Средние ставки НДПИ на нефть (на тонну)	14,17	12,95	9,4%	13,56	11,64	16,5%
Фактические расходы по НДПИ на тонну нефти	11,20	10,43	7,4%	10,81	9,74	11,0%
Фактические расходы по НДПИ на тонну нефтяного эквивалента ¹	9,16	8,48	8,0%	8,81	7,92	11,2%
	(руб., за исключением %)					
Фактические расходы по НДПИ на тыс. куб. м. природного газа	575	568	1,2%	572	549	4,2%
Фактические расходы по НДПИ на тонну газового конденсата ²	5 663	5 632	0,6%	5 647 ³	4 217	33,9%

¹Расчет включает консолидированный объем нефти и газа.

² Основные объемы конденсата, облагаемые по ставке НДПИ для газового конденсата, добываются на месторождениях Роспана, ставки для которого приведены в таблице.

³ Фактическая ставка НДПИ на газовый конденсат в первом полугодии 2019 года выше аналогичного показателя 2018 года преимущественно в связи с изменениями налогового законодательства: с 2019 года ставка НДПИ была увеличена на величину снижения вывозных таможенных пошлин на нефть, умноженную на 0,75.

Фактическая ставка НДПИ на нефть ниже, чем средняя ставка за анализируемые периоды за счет применения налоговых мер стимулирования добычи и начиная с первого квартала 2019 года применения режима НДД начиная с первого квартала 2019 года, в рамках которого установлена более низкая ставка НДПИ по сравнению с обычным режимом. Налоговые меры стимулирования добычи согласно налоговому законодательству установлены в виде пониженных ставок и налоговых вычетов. (См. Приложение 1).

НДД

НДД введен в действие с 1 января 2019 года и применяется на отдельных участках недр Компании. Сумма НДД определяется как разница между расчетной выручкой и затратами, связанными с добычей, подготовкой и транспортировкой углеводородного сырья, с применением ставки 50%. Во втором квартале и в первом квартале 2019 года расходы по НДД составили 19 млрд руб. и 16 млрд руб. соответственно.

СЕГМЕНТ «ПЕРЕРАБОТКА, КОММЕРЦИЯ И ЛОГИСТИКА»

Сегмент включает в себя общества Группы, оказывающие услуги по переработке нефти и газа, производству нефтехимической продукции на территории Российской Федерации и за рубежом, совместных предприятий, а также общества группы, осуществляющие реализацию нефти, газа и нефтепродуктов контрагентам на территории Российской Федерации и за рубежом. Выручка сегмента формируется в результате реализации нефти, газа, продукции нефтехимии, нефтепродуктов третьим сторонам; все операционные затраты, связанные с переработкой, коммерцией и логистикой относятся в сегмент «Переработка, коммерция и логистика».

В таблице ниже представлены данные о переработке нефти и объемах производства нефтепродуктов Компанией:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>% изме- нения</i>	<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>		<i>% изме- нения</i>
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
Операционные результаты, млн тонн						
Переработка сырой нефти на заводах	24,96	26,87	(7,1)%	51,83	55,69	(6,9)%
<i>переработка на собственных НПЗ в России</i>	21,33	22,55	(5,4)%	43,88	45,90	(4,4)%
<i>переработка на собственных НПЗ вне РФ</i>	2,09	2,34	(10,7)%	4,43	5,91	(25,0)%
<i>внешний процессинг¹</i>	1,54	1,98	(22,2)%	3,52	3,88	(9,3)%
Финансовые результаты, млрд руб.						
ЕВИТДА	12	49	(75,5)%	61	57	7,0%
Капитальные затраты заводов ²	11	13	(15,4)%	24	21	14,3%
Операционные затраты по переработке в РФ	33,6	30,6	9,8%	64,2	57,7	11,3%
Операционные затраты по переработке вне РФ	4,5	6,6	(31,8)%	11,1	13,2	(15,9)%
Удельные показатели, руб. на тонну³						
Капитальные затраты по переработке	512	522	(1,9)%	517	405	27,7%
Операционные затраты по переработке в РФ	1 575	1 357	16,1%	1 463	1 257	16,4%
Операционные затраты по переработке вне РФ ⁴	3 110	2 821	10,2%	2 957	2 234	32,4%

¹ Не включает переработку на Nauga

² См. раздел «Капитальные затраты».

³ Посчитано от неокругленных данных.

⁴ Исключен разовый доход от перерасчета затрат, относящихся к 2018 году в сумме 2,0 млрд руб. (28,6 млн долл США).

ЕВИТДА «Переработка, коммерция и логистика»

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>% изме- нения</i>	<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>		<i>% изме- нения</i>
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млрд руб.			млрд руб.		
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	2 124	2 064	2,9%	4 188	3 796	10,3%
<i>в т. ч. доход от ассоциированных и совместных предприятий</i>	10	0,4	>100%	10	2	>100%
Затраты, без амортизации в т. ч.	2 112	2 015	4,8%	4 127	3 739	10,4%
Операционные затраты заводов по переработке в РФ	33	31	9,8%	64	58	11,3%
Операционные затраты заводов по переработке вне РФ, затраты на присадки	9	11	(18,2)%	20	26	(23,1)%
Затраты сбытовых предприятий	13,5	12,5	8,0%	26,0	25,7	1,2%
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке, включая межсегментный оборот	1 621	1 519	6,7%	3 140	2 649	18,5%
Административные расходы, включая затраты на создание оценочного резерва под ожидаемые кредитные убытки	17	10	70,0%	27	26	3,8%
Транспортные затраты и прочие	154	169	(8,9)%	323	310	4,2%
Налоги, кроме налога на прибыль	55	81	(32,1)%	136	189	(28,0)%
Таможенные пошлины	210	181	16,0%	391	455	(14,1)%
ЕВИТДА	12	49	(75,5)%	61	57	7,0%

Операционные показатели

Производство нефтепродуктов на НПЗ

Роснефть осуществляет переработку добытой и приобретенной нефти на принадлежащих ей нефтеперерабатывающих активах: Туапсинском НПЗ (черноморское побережье юга России), Комсомольском НПЗ (Дальний Восток), Ачинском НПЗ и Ангарской НХК (Восточная Сибирь), Куйбышевском, Новокуйбышевском и Сызранском НПЗ, расположенных в Самарской области, Саратовском НПЗ и Рязанской НПК (европейская часть России), нефтеперерабатывающих заводах Башнефти и прочих. Также компания производит переработку нефти в Республике Беларусь и в Германии.

В таблице ниже представлены данные о переработке нефти и объемах производства нефтепродуктов Компанией:

	За 3 месяца, закончившихся		%	За 6 месяцев, закончившихся		%
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млн тонн			млн тонн		
Переработка сырой нефти в РФ ¹	22,87	24,50	(6,7)%	47,37	49,78	(4,8)%
Переработка сырой нефти за рубежом	2,09	2,37	(11,8)%	4,46	5,91	(24,5)%
<i>на заводах в Германии²</i>	2,09	2,34	(10,7)%	4,43	5,91	(25,0)%
<i>в Республике Беларусь</i>	–	0,03	(100,0)%	0,03	–	–
Итого переработка нефти по Группе	24,96	26,87	(7,1)%	51,83	55,69	(6,9)%
Выпуск нефтепродуктов:						
Высокооктановый автобензин	3,65	3,82	(4,5)%	7,47	7,20	3,7%
Низкооктановый автобензин	0,01	0,01	0,0%	0,02	0,04	(50,0)%
Нафта	1,18	1,29	(8,5)%	2,47	3,08	(19,8)%
Дизельное топливо	7,46	8,12	(8,1)%	15,58	16,40	(5,0)%
Мазут	5,37	5,83	(7,9)%	11,20	11,52	(2,8)%
Керосин	0,83	0,79	5,1%	1,62	1,69	(4,1)%
Нефтехимическая продукция	0,39	0,43	(9,3)%	0,82	0,84	(2,4)%
Прочие	3,20	3,38	(5,3)%	6,58	7,34	(10,4)%
Производство НП и нефтехимической продукции на заводах Компании в РФ	22,09	23,67	(6,7)%	45,76	48,11	(4,9)%
Производство НП и нефтехимической продукции на заводах вне РФ	2,20	2,50	(12,0)%	4,70	5,99	(21,5)%
<i>на заводах в Германии</i>	2,20	2,47	(10,9)%	4,67	5,99	(22,0)%
<i>в Республике Беларусь</i>	–	0,03	(100,0)%	0,03	–	–
Итого производство НП и нефтехимической продукции	24,29	26,17	(7,2)%	50,46	54,10	(6,7)%

¹ С учетом переработки на ЯНОСе.

² Без учета поступивших присадок и прочего сырья для переработки.

Во втором квартале 2019 года общий объем переработки нефти на заводах Компании в РФ составил 22,87 млн тонн. Снижение обусловлено проведением плановых ремонтов, а также оптимизацией загрузки установок в условиях текущего спроса на нефтепродукты.

Объем переработки на заводах в Германии во втором квартале 2019 года уменьшился на 10,7% по сравнению с первым кварталом 2019 года, что обусловлено проведением капитального остановочного ремонта на НПЗ PCK Raffinerie GmbH в первом полугодии 2019, также снижением загрузки НПЗ PCK Raffinerie GmbH в мае-июне вследствие ограничения приема нефти в систему магистральных трубопроводов Транснефти.

Снижение объема переработки на заводах в Германии в первом полугодии 2019 года составило 25,0% по сравнению с первым полугодием 2018 года, в основном, в связи со снижением загрузки НПЗ PCK Raffinerie GmbH в мае-июне 2019 года вследствие ограничения приема нефти в систему магистральных трубопроводов Транснефти, проведением капитального остановочного ремонта на НПЗ PCK Raffinerie GmbH в марте-апреле 2019 года, а также в связи с тем, что в первом полугодии 2019 года НПЗ Bayernoil Raffineriegesellschaft GmbH работал не на полную производственную мощность в результате аварии в сентябре 2018 года.

Финансовые показатели

Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий

Увеличение выручки за второй квартал 2019 года относительно первого квартала 2019 года обусловлено ростом мировых цен на нефть в рублевом эквиваленте (4,8% в рублевом выражении по сравнению с первым кварталом 2019 года), сопровождавшимся увеличением объемов реализации нефти.

В таблице представлен анализ выручки от реализации нефти, газа, нефтепродуктов, продуктов нефтехимии и прочей реализации за рассматриваемые периоды в млрд руб.^{1,2}:

	За 3 месяца, закончившихся					За 6 месяцев, закончившихся				
	30 июня 2019		31 марта 2019		% изменения	30 июня 2019		30 июня 2018		% изменения
	% от итоговой выручки	% от итоговой выручки	% от итоговой выручки	% от итоговой выручки		% от итоговой выручки				
млрд руб., за исключением %										
Нефть										
Реализация в странах дальнего зарубежья	1 047	49,0%	903	43,5%	15,9%	1 950	46,3%	1 551	40,9%	25,7%
Европа и другие направления	451	21,1%	459	22,1%	(1,7)%	910	21,6%	789	20,8%	15,3%
Азия	596	27,9%	444	21,4%	34,2%	1 040	24,7%	762	20,1%	36,5%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	47	2,2%	54	2,6%	(13,0)%	101	2,4%	99	2,6%	2,0%
Реализация нефти на внутреннем рынке	30	1,4%	32	1,5%	(6,3)%	62	1,5%	60	1,6%	3,3%
Итого реализация нефти	1 124	52,6%	989	47,6%	13,7%	2 113	50,2%	1 710	45,1%	23,6%
Реализация газа	61	2,9%	69	3,3%	(11,6)%	130	3,1%	109	2,9%	19,3%
Нефтепродукты										
Реализация в странах дальнего зарубежья	453	21,2%	529	25,4%	(14,4)%	982	23,3%	1 089	28,8%	(9,8)%
Европа и другие направления	347	16,2%	412	19,8%	(15,8)%	759	18,0%	833	22,0%	(8,9)%
Азия	106	5,0%	117	5,6%	(9,4)%	223	5,3%	256	6,8%	(12,9)%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	37	1,7%	33	1,6%	12,1%	70	1,7%	65	1,7%	7,7%
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	365	17,1%	369	17,8%	(1,1)%	734	17,4%	655	17,3%	12,1%
Реализация бункерного топлива покупателям	23	1,1%	18	0,9%	27,8%	41	1,0%	34	0,9%	20,6%
Итого реализация нефтепродуктов	878	41,1%	949	45,7%	(7,5)%	1 827	43,4%	1 843	48,7%	(0,9)%
Реализация продуктов нефтехимии	22	1,0%	24	1,2%	(8,3)%	46	1,1%	52	1,4%	(11,5)%
Реализация в зарубежных странах	7	0,3%	10	0,5%	(30,0)%	17	0,4%	21	0,6%	(19,0)%
Реализация на внутреннем рынке	15	0,7%	14	0,7%	7,1%	29	0,7%	31	0,8%	(6,5)%
Итого реализация нефтепродуктов и нефтехимии	900	42,1%	973	46,9%	(7,5)%	1 873	44,5%	1 895	50,1%	(1,2)%
Вспомогательные услуги и прочая реализация	23	1,1%	21	1,0%	9,5%	44	1,0%	41	1,1%	7,3%
Доход от ассоциированных и совместных предприятий	27	1,3%	25	1,2%	8,0%	52	1,2%	32	0,8%	62,5%
Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	2 135	100,0%	2 077	100,0%	2,8%	4 212	100,0%	3 787	100,0%	11,2%

¹ Данные консолидированной отчетности МСФО.

² Изменение в процентах может отличаться от данных из разных секций вследствие округления.

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

Объем реализации

Далее в таблице представлено распределение объемов реализации нефти, газа, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии:

	За 3 месяца, закончившихся					За 6 месяцев, закончившихся					% изменения
	30 июня 2019		31 марта 2019		% изменения	30 июня 2019		30 июня 2018		% изменения	
	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема		млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема		
Нефть											
Реализация в странах дальнего зарубежья	264,3	56,0%	236,2	50,0%	11,9%	500,5	53,1%	409,5	46,2%	22,2%	
Европа и др. направления	107,3	22,7%	118,5	25,1%	(9,5)%	225,8	24,0%	206,6	23,3%	9,3%	
Азия	157,0	33,3%	117,7	24,9%	33,4%	274,7	29,1%	202,9	22,9%	35,4%	
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	14,1	3,0%	16,3	3,4%	(13,5)%	30,4	3,2%	32,6	3,7%	(6,7)%	
Реализация на внутреннем рынке	8,9	1,9%	10,4	2,2%	(14,4)%	19,3	2,0%	20,7	2,3%	(6,8)%	
Итого нефть	287,3	60,9%	262,9	55,6%	9,3%	550,2	58,3%	462,8	52,2%	18,9%	
Нефть	млн тонн		млн тонн			млн тонн		млн тонн			
Реализация в странах дальнего зарубежья	35,7	56,0%	31,9	50,0%	11,9%	67,6	53,1%	55,3	46,2%	22,2%	
Европа и др. направления	14,5	22,7%	16,0	25,1%	(9,5)%	30,5	24,0%	27,9	23,3%	9,3%	
Азия	21,2	33,3%	15,9	24,9%	33,4%	37,1	29,1%	27,4	22,9%	35,4%	
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	1,9	3,0%	2,2	3,4%	(13,5)%	4,1	3,2%	4,4	3,7%	(6,7)%	
Реализация на внутреннем рынке	1,2	1,9%	1,4	2,2%	(14,4)%	2,6	2,0%	2,8	2,3%	(6,8)%	
Итого нефть	38,8	60,9%	35,5	55,6%	9,3%	74,3	58,3%	62,5	52,2%	18,9%	
Нефтепродукты											
Реализация в странах дальнего зарубежья	12,8	20,1%	15,9	24,9%	(19,5)%	28,7	22,4%	33,7	28,1%	(14,8)%	
Европа и др. направления	9,6	15,1%	11,9	18,6%	(19,3)%	21,5	16,8%	25,8	21,5%	(16,7)%	
Азия	3,2	5,0%	4,0	6,3%	(20,0)%	7,2	5,6%	7,9	6,6%	(8,9)%	
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	1,0	1,6%	1,0	1,6%	5,4%	2,0	1,6%	1,9	1,6%	5,3%	
Реализация на внутреннем рынке	9,5	14,9%	10,0	15,7%	(5,0)%	19,5	15,3%	18,7	15,6%	4,3%	
Реализация бункерного топлива покупателям	0,9	1,4%	0,7	1,1%	18,5%	1,6	1,3%	1,4	1,2%	14,3%	
Итого реализация нефтепродуктов	24,2	38,0%	27,6	43,3%	(12,3)%	51,8	40,6%	55,7	46,5%	(7,0)%	
Реализация продукции нефтехимии	0,7	1,1%	0,7	1,1%	(9,6)%	1,4	1,1%	1,5	1,3%	(6,7)%	
Реализация в зарубежных странах	0,2	0,3%	0,3	0,5%	(11,0)%	0,5	0,4%	0,6	0,5%	(12,3)%	
Реализация на внутреннем рынке	0,5	0,8%	0,4	0,6%	–	0,9	0,7%	0,9	0,8%	(4,2)%	
Итого нефть, нефтепродукты, нефтехимия	63,7	100,0%	63,8	100,0%	(0,2)%	127,5	100,0%	119,7	100,0%	6,5%	
Газ	млрд куб. м		млрд куб. м			млрд куб. м		млрд куб. м			
Объем реализации	14,92		16,46		(9,4)%	31,38		30,95		1,4%	

Средние цены реализации

В таблице ниже представлены средние сложившиеся цены реализации нефти, газа, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии по сделкам на экспорт и внутренний рынок, проведенным Роснефтью за анализируемые периоды (цена за единицу измерения, указанная в таблице, может отличаться от цен за единицу измерения нефти и нефтепродуктов, сообщаемых информационными агентствами, из-за различного состава и качества продукции, а также условий реализации)¹:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>				<i>% изменения</i>	<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>				<i>% изменения</i>
	30 июня 2019		31 марта 2019			30 июня 2019		30 июня 2018		
	<i>тыс. руб./барр.</i>	<i>тыс. руб./т</i>	<i>тыс. руб./барр.</i>	<i>тыс. руб./т</i>		<i>тыс. руб./барр.</i>	<i>тыс. руб./т</i>	<i>тыс. руб./барр.</i>	<i>тыс. руб./т</i>	
Средняя цена реализации на внешних рынках										
Реализация нефти в странах дальнего зарубежья	4,09	30,3	3,96	29,3	3,4%	4,02	29,8	3,97	29,4	1,4%
Европа и др. направления ²	4,20	31,1	3,87	28,6	8,7%	4,03	29,8	3,86	28,6	4,2%
Азия ²	4,00	29,6	4,05	30,0	(1,3)%	4,02	29,8	4,08	30,2	(1,4)%
Реализация нефти в странах ближнего зарубежья (СНГ)	3,38	25,1	3,28	24,3	3,3%	3,33	24,6	3,02	22,4	9,8%
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья		35,6		33,7	5,6%		34,5		32,6	5,8%
Европа и др. направления		36,3		34,9	4,0%		35,5		32,5	9,2%
Азия		33,5		29,9	12,0%		31,5		33,0	(4,5)%
Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ)		35,9		34,2	5,0%		35,1		33,7	4,2%
Реализация нефтехимии		34,2		35,0	(2,3)%		34,7		36,3	(4,4)%
Средняя цена на внутреннем рынке										
Нефть	3,27	24,2	3,20	23,7	2,1%	3,24	24,0	2,93	21,7	10,6%
Нефтепродукты		38,1		37,0	3,0%		37,5		35,1	6,8%
Газ (тыс. руб./тыс. куб. м) ³		3,42		3,59	(4,7)%		3,51		3,35	4,8%
Реализация нефтехимии		34,9		32,5	7,4%		33,3		34,4	(3,2)%
Реализация бункерного топлива покупателям		27,1		25,2	7,5%		26,3		24,6	6,9%

¹Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

²Цены реализации указаны без учета эффекта от зачета предоплат по долгосрочным контрактам и за исключением реализации ПАО «Транснефть» (38 млрд руб. во втором и первом кварталах 2019 года, а также 68 млрд руб. в первом полугодии 2018 года).

³С учетом реализации газа за пределами РФ средняя цена составила: 4,11 тыс. руб./тыс. куб. м во втором квартале 2019 года и 4,21 тыс. руб./тыс. куб. м в первом квартале 2019 года, а также 4,16 тыс. руб./тыс. куб. м в первом полугодии 2019 года и 3,54 тыс. руб./тыс. куб. м в первом полугодии 2018 года.

Реализация нефти в странах дальнего зарубежья

Увеличение во втором квартале 2019 года по сравнению с первым кварталом 2019 года выручки от реализации нефти в странах дальнего зарубежья вызвано ростом объемов реализации в восточном направлении, а также ростом средней цены реализации на 3,4% (позитивный эффект в размере 25 млрд руб.).

Увеличение в первом полугодии 2019 года по сравнению с первым полугодием 2018 года выручки от реализации нефти в странах дальнего зарубежья связано с ростом объемов реализации на 22,2% (позитивный эффект в размере 361 млрд руб.), который сопровождался ростом средних цен реализации на 1,4% (позитивный эффект в размере 30 млрд руб.).

Реализация нефти в странах ближнего зарубежья (СНГ)

Уменьшение во втором квартале 2019 года относительно первого квартала 2019 года выручки от реализации нефти в странах ближнего зарубежья связано со снижением объемов реализации на 13,5% (негативный эффект в размере 9 млрд руб.), которое было частично компенсировано ростом средней цены реализации на 3,3% (позитивный эффект в размере 2 млрд руб.).

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

Увеличение в первом полугодии 2019 года относительно первого полугодия 2018 года выручки от реализации нефти в странах ближнего зарубежья связано с ростом средней цены реализации на 9,8% (позитивный эффект в размере 9 млрд руб.), который был частично компенсирован снижением объемов реализации на 6,7% (негативный эффект в размере 7 млрд руб.).

Реализация нефти на внутреннем рынке

Уменьшение во втором квартале 2019 года относительно первого квартала 2019 года выручки от реализации нефти на внутреннем рынке связано со снижением объема реализации на 14,4% (негативный эффект в размере 5 млрд руб.), что было частично компенсировано ростом средней цены реализации на 2,1% (позитивный эффект в размере 3 млрд руб.).

Увеличение в первом полугодии 2019 года относительно первого полугодия 2018 года выручки от реализации нефти на внутреннем рынке связано с ростом средней цены реализации на 10,6% (позитивный эффект в размере 6 млрд руб.), что было частично компенсировано уменьшением объема реализации на 6,8% (негативный эффект в размере 4 млрд руб.).

Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья

В таблице приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных в странах дальнего зарубежья за второй квартал 2019 года и первый квартал 2019 года¹:

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения		
	30 июня 2019			31 марта 2019			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	8	0,2	41,6	6	0,2	36,3	33,3%	–	14,6%
Нафта	26	0,8	31,9	43	1,4	31,3	(39,5)%	(42,9)%	1,9%
Дизтопливо	103	2,8	36,3	147	4,1	36,6	(29,9)%	(31,7)%	(0,8)%
Мазут	134	5,3	25,7	152	6,2	25,0	(11,8)%	(14,5)%	2,8%
Прочее	5	0,2	28,5	6	0,2	27,0	(16,7)%	–	5,6%
Итого нефтепродукты, экспортированные в дальнее зарубежье	276	9,3	29,9	354	12,1	29,8	(22,0)%	(23,1)%	0,3%
Нефтепродукты, реализованные с немецких НПЗ	108	1,9	57,6	117	2,2	52,9	(7,7)%	(13,6)%	8,9%
Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне территории РФ	69	1,6	42,5	58	1,6	35,9	19,0%	–	18,4%
Итого реализация нефтепродуктов с немецких НПЗ и нефтепродуктов, приобретенных вне РФ	177	3,5	50,9	175	3,8	45,7	1,1%	(7,9)%	11,4%
Итого реализация НП	453	12,8	35,6	529	15,9	33,7	(14,4)%	(19,5)%	5,6%

¹Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

Уменьшение во втором квартале 2019 года относительно первого квартала 2019 года выручки от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья связано со снижением объема реализации на 19,5% (негативный эффект в размере 103 млрд руб.), что было частично компенсировано ростом средней цены реализации на 5,6% (позитивный эффект в размере 26 млрд руб.).

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

В таблице приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных в странах дальнего зарубежья за первое полугодие 2019 года и первое полугодие 2018 года¹:

	За 6 месяцев, закончившихся						% изменения		
	30 июня 2019			30 июня 2018			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	14	0,4	39,3	15	0,4	37,6	(6,7)%	0,0%	4,5%
Нафта	69	2,2	31,5	109	3,1	35,1	(36,7)%	(29,0)%	(10,3)%
Дизтопливо	250	6,9	36,5	282	8,0	35,2	(11,3)%	(13,8)%	3,7%
Мазут	286	11,5	25,3	286	12,4	23,9	0,0%	(7,3)%	5,9%
Прочее	11	0,4	27,7	13	0,4	33,7	(15,4)%	–	–
Итого нефтепродукты, экспортированные в дальнее зарубежье	630	21,4	29,8	705	24,3	29,4	(10,6)%	(11,9)%	1,4%
Нефтепродукты, реализованные с немецких НПЗ	225	4,1	55,0	255	5,5	46,2	(11,8)%	(25,5)%	19,0%
Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне территории РФ	127	3,2	39,2	129	3,9	32,6	(1,6)%	(17,9)%	20,2%
Итого реализация нефтепродуктов с немецких НПЗ и нефтепродуктов, приобретенных вне РФ	352	7,3	48,2	384	9,4	40,5	(8,3)%	(22,3)%	19,0%
Итого реализация НП	982	28,7	34,5	1 089	33,7	32,6	(9,8)%	(14,8)%	5,8%

¹Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

Уменьшение в первом полугодии 2019 года относительно первого полугодия 2018 года выручки от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья связано со снижением объема реализации на 14,8% (негативный эффект в размере 160 млрд руб.), что было частично компенсировано ростом средней цены реализации на 5,8% (позитивный эффект в размере 56 млрд руб.).

Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ)

Увеличение во втором квартале 2019 года относительно первого квартала 2019 года выручки от реализации нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья связано с ростом средней цены реализации на 5,0% (позитивный эффект в размере 2 млрд руб.) и ростом объемов реализации на 5,4% (позитивный эффект в размере 2 млрд руб.).

Увеличение в первом полугодии 2019 года относительно первого полугодия 2018 года выручки от реализации нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья связано с ростом средней цены реализации на 4,2% (позитивный эффект в размере 3 млрд руб.) и ростом объемов реализации на 5,3% (позитивный эффект в размере 2 млрд руб.).

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

В таблице ниже приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке за второй квартал 2019 года и первый квартал 2019 года¹:

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения		
	30 июня 2019			31 марта 2019			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	150	3,4	44,0	151	3,7	41,1	(0,7)%	(8,1)%	7,1%
Дизельное топливо	149	3,4	42,8	154	3,5	43,9	(3,2)%	(2,9)%	(2,5)%
Мазут	11	0,6	16,9	15	1,0	15,4	(26,7)%	(40,0)%	9,7%
Керосин	33	0,8	41,2	33	0,8	41,3	0,0%	–	(0,2)%
Прочее	22	1,3	16,1	16	1,0	16,1	37,5%	30,0%	–
Итого	365	9,5	38,1	369	10,0	37,0	(1,1)%	(5,0)%	3,0%

¹Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

Уменьшение во втором квартале 2019 года относительно первого квартала 2019 года выручки от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке связано со снижением объема реализации на 5,0% (негативный эффект в размере 18 млрд руб.).

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

В таблице ниже приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке за первые полугодия 2019 и 2018 годов¹:

	За 6 месяцев, закончившихся						% изменения		
	30 июня 2019			30 июня 2018			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	301	7,1	42,5	283	6,8	41,8	6,4%	4,4%	1,7%
Дизельное топливо	303	6,9	43,3	253	6,3	40,4	19,8%	9,5%	7,2%
Мазут	26	1,6	16,0	18	1,5	12,1	44,4%	6,7%	32,2%
Керосин	66	1,6	41,2	65	1,6	39,7	1,5%	–	3,8%
Прочее	38	2,3	16,9	36	2,5	14,5	5,6%	(8,0)%	–
Итого	734	19,5	37,5	655	18,7	35,1	12,1%	4,3%	6,8%

¹Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

Увеличение в первом полугодии 2019 года относительно первого полугодия 2018 года выручки от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке связано с ростом средней цены реализации на 6,8% (позитивный эффект в размере 50 млрд руб.) и ростом объема реализации на 4,3% (позитивный эффект в размере 29 млрд руб.).

Реализация бункерного топлива покупателям

Компания осуществляет реализацию бункерного топлива (мазут, топливо маловязкое судовое, дизельное топливо и прочее) в морских портах Дальнего Востока, в Северной, Северо-Западной и на юге Европейской части России, в портах рек Волго-Донского бассейна и Сибири, а также в портах за пределами Российской Федерации.

Выручка от реализации бункерного топлива за второй квартал 2019 года выросла по сравнению с первым кварталом 2019 года за счет роста объема реализации на 18,5% (позитивный эффект в размере 4 млрд руб.) и роста средней цены реализации на 7,5% (позитивный эффект в размере 1 млрд руб.).

Выручка от реализации бункерного топлива за первое полугодие 2019 года увеличилась по сравнению с аналогичным периодом 2018 года по причине увеличения объема реализации на 14,3% (позитивный эффект в размере 5 млрд руб.) и роста средней цены реализации на 6,9% (позитивный эффект в размере 2 млрд руб.).

Реализация продукции нефтехимии

Объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на немецких заводах, составил 0,20 млн тонн за второй квартал 2019 года и 0,11 млн тонн за первый квартал 2019 года.

За второй квартал 2019 года по сравнению с первым кварталом 2019 года реализация продукции нефтехимии в зарубежных странах снизилась в связи с уменьшением объема реализации на 11,0%. За первое полугодие 2019 года по сравнению с первым полугодием 2018 года реализация продукции нефтехимии в зарубежных странах снизилась в связи с уменьшением объема реализации на 12,3% (негативный эффект в размере 3 млрд руб.) и со снижением средней цены реализации на 4,4% (негативный эффект в размере 1 млрд руб.).

За второй квартал 2019 года по сравнению с первым кварталом 2019 года реализация продукции нефтехимии на внутреннем рынке увеличилась в связи с ростом средней цены реализации на 7,4% (позитивный эффект в размере 1 млрд руб.). За первое полугодие 2019 года по сравнению с первым полугодием 2018 года реализация продукции нефтехимии на внутреннем рынке снизилась в связи с уменьшением средней цены реализации на 3,2% (негативный эффект в размере 2 млрд руб.).

Реализация газа

В таблице ниже приведены выручка, объем и средние цены на газ, реализованный Компанией¹:

	За 3 месяца, закончившихся			% изменения	За 6 месяцев, закончившихся		% изменения
	30 июня 2019	31 марта 2019	млрд руб.		30 июня 2019	30 июня 2018	
Выручка							
На территории РФ	46,9	54,9	(14,6)%	101,8	100,2	1,6%	
За пределами РФ	14,3	14,4	(0,7)%	28,7	9,2	>100%	
Итого	61,2	69,3	(11,7)%	130,5	109,4	19,3%	
Объем продаж							
На территории РФ	13,72	15,29	(10,3)%	29,01	29,97	(3,2)%	
За пределами РФ	1,20	1,17	2,6%	2,37	0,98	>100%	
Итого	14,92	16,46	(9,4)%	31,38	30,95	1,4%	
Средняя цена							
На территории РФ	3,42	3,59	(4,7)%	3,51	3,35	4,8%	
За пределами РФ	11,96	12,32	(2,9)%	12,14	9,34	30,0%	
Средняя цена реализации Группы	4,11	4,21	(2,4)%	4,16	3,54	17,5%	

¹Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

Снижение выручки от реализации газа на территории РФ по итогам второго квартала 2019 года относительно первого квартала 2019 года связано преимущественно с уменьшением объема реализации на 10,3%, что обусловлено падением спроса на газ со стороны конечных потребителей ввиду окончания отопительного сезона.

Увеличение выручки от реализации газа на территории РФ по итогам первого полугодия 2019 относительно первого полугодия 2018 года на 1,6% связано с ростом средней цены реализации на 4,8% (положительный эффект на выручку в размере 4,7 млрд руб.) преимущественно в результате индексации регулируемой цены на газ во втором полугодии 2018 года. При этом объем реализации газа уменьшился в основном ввиду оптимизации объемов закупки (отрицательный эффект в размере 3,1 млрд руб.). Значительный рост реализации за пределами РФ преимущественно связан с увеличением добычи газа проектом Зохран.

Вспомогательные услуги и прочая реализация

В состав Роснефти входят сервисные предприятия, которые оказывают услуги бурения, строительства, ремонта и прочие услуги в основном обществу Группы. Выручка от услуг, оказанных третьим лицам, отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Далее в таблице приведена расшифровка прочей выручки Группы за рассматриваемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся				% изменения	За 6 месяцев, закончившихся				% изменения
	30 июня 2019		31 марта 2019			30 июня 2019		30 июня 2018		
	% от итоговой выручки		% от итоговой выручки			% от итоговой выручки		% от итоговой выручки		
	млрд руб., за исключением %									
Услуги бурения	1,1	4,7%	0,5	2,4%	>100%	1,6	3,6%	1,3	3,2%	23,1%
Продажа материалов	8,7	37,2%	7,0	33,5%	24,3%	15,7	35,4%	16,8	41,0%	(6,5)%
Ремонт и обслуживание	1,0	4,3%	0,7	3,3%	42,9%	1,7	3,8%	1,4	3,4%	21,4%
Аренда	1,3	5,6%	1,3	6,2%	0,0%	2,6	5,9%	2,3	5,6%	13,0%
Транспорт	5,0	21,4%	4,8	23,0%	4,2%	9,8	22,1%	8,0	19,5%	22,5%
Реализация тепло- и электроэнергии	3,0	12,8%	3,5	16,7%	(14,3)%	6,5	14,7%	5,5	13,4%	18,2%
Прочее	3,3	14,0%	3,1	14,9%	6,5%	6,4	14,5%	5,7	13,9%	12,3%
Итого	23,4	100,0%	20,9	100,0%	12,0%	44,3	100,0%	41,0	100,0%	8,0%

Финансовый результат от ассоциированных и совместных предприятий

Во втором квартале 2019 года финансовый результат от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Переработка, коммерция и логистика» составил 10 млрд руб. Увеличение относительно первого квартала 2019 года связано с признанием дохода по международному проекту Курдистан.

Операционные расходы сегмента Переработка, коммерция и логистика

Операционные расходы сегмента «Переработка, коммерция и логистика» включают¹:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млрд руб., за исключением %					
Затраты заводов в РФ	33,6	30,6	9,8%	64,2	57,7	11,3%
Затраты заводов за рубежом	4,5	6,6	(31,8)%	11,1	13,2	(15,9)%
Стоимость компонентов (присадок) для заводов вне РФ	3,8	5,2	(26,9)%	9,0	13,6	(33,8)%
Затраты сбытовых предприятий, в том числе	13,5	12,5	8,0%	26,0	25,7	1,2%
<i>производственные затраты</i>	9,5	9,1	4,4%	18,6	18,4	1,1%
<i>стоимость закупки прочих товаров</i>	4,0	3,4	17,6%	7,4	7,3	1,4%
Операционные затраты сегмента «Переработка, коммерция и логистика»	55,4	54,9	0,9%	110,3	110,2	0,1%

¹Изменение в процентах может отличаться от данных из разных секций вследствие округления.

Производственные затраты увеличились во втором квартале 2019 года относительно первого квартала 2019 года на 0,9%. Увеличение затрат заводов в РФ на 9,8% за счет планового роста ремонтных работ и услуг производственного характера, а также сезонного роста затрат сбытовых предприятий, были скомпенсированы снижением затрат заводов за рубежом.

За первое полугодие 2019 года производственные затраты выросли незначительно в сравнении с аналогичным периодом прошлого года. Увеличение затрат заводов в РФ на 11,3% по сравнению с первым полугодием 2018 года, обусловленное ростом тарифов естественных монополий, индексацией заработной платы, было скомпенсировано снижением затрат заводов за рубежом в первом полугодии 2019 года.

Расходы НПЗ Компании

Ниже приведена таблица с операционными расходами по заводам Компании:

		За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
		30	31		30 июня	30 июня	
		июня	марта		2019	2018	
Операционные расходы заводов в РФ	млрд руб.	33,6	30,6	9,8%	64,2	57,7	11,3%
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	1 633	1 401	16,6%	1 514	1 297	16,7%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	1 575	1 357	16,1%	1 463	1 257	16,4%
Операционные расходы заводов вне РФ¹	млрд руб.	4,5	6,6	(31,8)%	11,1	13,2	(15,9)%
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	3 000	2 672	12,3%	2 805	2 204	27,3%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	3 110	2 821	10,2%	2 957	2 234	32,4%
Операционные расходы заводов итого	млрд руб.	38,1	37,2	2,4%	75,3	70,9	6,2%

¹Также на заводах за рубежом были приобретены компоненты (присадки) для вовлечения в процесс переработки: во втором квартале 2019 года – 3,8 млрд руб., в первом квартале 2019 года – 5,2 млрд руб.; за первое полугодие 2019 года – 9,0 млрд руб., за первое полугодие 2018 года – 13,6 млрд руб.

Операционные расходы НПЗ, находящихся в РФ (а также удельные операционные затраты на тонну переработанной нефти НПЗ) во втором квартале 2019 года выросли по сравнению с первым кварталом 2019 года на 9,8% и составили 33,6 млрд руб. (рост удельных затрат составил 16,1%). Увеличение затрат, в основном, связано с плановым ростом объема ремонтных работ, услуг производственного характера, а также ростом затрат на присадки к бензинам для обеспечения потребности рынка в высокооктановых бензинах.

По сравнению с первым полугодием 2018 года операционные расходы НПЗ, находящихся в РФ, а также удельные операционные затраты на тонну переработанной нефти НПЗ в первом полугодии 2019 года увеличились на 11,3% (рост удельных затрат составил 16,4%), что связано с ростом тарифов естественных монополий, индексацией заработной платы.

Затраты заводов вне РФ во втором квартале 2019 составили 4,5 млрд руб., включая разовый доход от перерасчета затрат в июне 2019 года, относящихся к 2018 году в сумме 2,0 млрд руб. (28,6 млн долл. США). Рост удельных операционных расходов на тонну переработанной нефти (без учета разового дохода) составил 10,2% в связи с понесенными прямыми затратами по текущим ремонтам при снижении загрузки мощностей во втором квартале 2019 года.

По сравнению с первым полугодием 2018 года удельные операционные расходы заводов вне РФ выросли за счет понесенных прямых затрат на техническое обслуживание с одновременным сокращением загрузки перерабатывающих мощностей.

Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке и прочее

Ниже приведены объемы и стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов, а также стоимость переработки нефти и газа, вторичной переработки нефтепродуктов по договорам процессинга Компании на предприятиях третьих лиц¹:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
Нефть и газ						
Стоимость приобретения нефти и газа (млрд руб.) ²	349	247	41,3%	596	368	62,0%
<i>в т.ч. на внутреннем рынке</i>	109	112	(2,7)%	221	180	22,8%
<i>на международном рынке</i>	240	135	77,8%	375	188	99,5%
Объем приобретенной нефти (млн баррелей)	101,8	70,9	43,6%	172,7	106,0	62,9%
<i>в т.ч. на внутреннем рынке</i>	31,3	31,7	(1,3)%	63,0	56,0	12,5%
<i>на международном рынке</i>	70,5	39,2	79,8%	109,7	50,0	>100,0%
Объем покупного газа (млрд куб. м)	2,39	3,91	(38,9)%	6,3	6,93	(9,1)%
Нефтепродукты						
Стоимость приобретения нефтепродуктов (млрд руб.) ³	70	58	20,7%	128	135	(5,2)%
Объем приобретенных нефтепродуктов (млн тонн)	1,77	1,73	2,3%	3,5	4,35	(19,5)%
Услуги по переработке нефти, газа и вторичной переработке нефтепродуктов						
Стоимость переработки нефти, газа и нефтепродуктов по договорам процессинга (млрд руб.)	6,9	7,7	(10,4)%	14,6	14,2	2,8%
Объем нефти и нефтепродуктов по договорам процессинга (млн тонн)	1,7	2,2	(22,7)%	3,9	3,9	0,0%
Объем газа по договорам процессинга (млрд куб. м)	2,8	2,6	7,7%	5,4	5,4	0,0%
Стоимость покупных материалов для блендирования на сбытовых предприятиях (млрд руб.)	11,7	10,4	12,5%	22,1	12,2	81,1%
<i>в т.ч. внутригрупповые закупки (млрд руб.)</i>	11,6	10,4	11,5%	22,0	12,2	80,3%
Итого стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке (млрд руб.)	426	313	36,1%	739	517	42,9%

¹Данные консолидированной отчетности МСФО, без учета внутригрупповых оборотов.

²Включает в себя затраты сегмента «Разведка и добыча» в сумме 9 млрд руб. во втором квартале 2019 года и 5 млрд руб. в первом квартале 2019 года, а также 11 млрд руб. в первом полугодии 2018 года.

³Средняя стоимость приобретения нефтепродуктов у третьих лиц может быть выше средней цены реализации нефтепродуктов вследствие различий в структуре покупаемой и продаваемой продукции.

Покупка нефти

Компания проводит закупки нефти в основном у ассоциированных предприятий с целью ее переработки на собственных НПЗ, а также для последующей реализации на экспорт.

Структура закупок нефти приведена в таблице ниже:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменения, %	За 6 месяцев, закончившихся		Изменения, %
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млн баррелей			млн баррелей		
Международный рынок	70,5	39,2	79,8%	109,7	50,0	>100,0%
Удмуртнефть	7,4	8,4	(11,9)%	15,8	11,9	32,8%
Славнефть	12,9	12,1	6,6%	25,0	23,8	5,0%
Мессояханефтегаз	4,8	4,5	6,7%	9,3	7,6	22,4%
Лукойл-Резервнефтепродукт	–	–	–	–	0,4	(100)%
Прочие	6,2	6,7	(7,5)%	12,9	12,3	4,9%
Итого	101,8	70,9	43,6%	172,7	106,0	62,9%

Увеличение стоимости закупки нефти вне РФ обусловлено поставками нефти из Венесуэлы в счет ранее выданных предоплат, поставками нефти из Курдистана, а также дополнительными закупками нефти на внешнем рынке для последующей переработки на немецких НПЗ Компании в связи с ограничением приема нефти в систему магистральных трубопроводов Транснефти.

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

Роснефть осуществляет сделки по обмену нефтью для проведения схем замещения с целью оптимизации транспортных расходов при поставках нефти на НПЗ. Выручка и затраты, связанные с этими операциями, показаны в виде чистого эффекта и признаны в составе статьи «Тарифы за пользование трубопроводом и расходы на транспортировку» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

За второй квартал 2019 года объем операций по обмену нефтью составил 9,9 млн барр. и 10,0 млн барр., в первом квартале 2019 года соответственно, а также 18,4 млн барр. за первое полугодие 2018 года.

Покупка нефтепродуктов

Покупка нефтепродуктов у третьих лиц осуществляется в основном для покрытия текущих потребностей сбытовых дочерних обществ Роснефти в нефтепродуктах. Объемы и структура закупок нефтепродуктов подвержены сезонным колебаниям. Цены закупок могут значительно варьироваться в зависимости от конкретного региона. Приобретение нефтепродуктов вне территории Российской Федерации осуществляется в основном для реализации на международном рынке.

В таблице ниже представлены стоимость закупки, объемы и средние цены на тонну нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц в первом и втором кварталах 2019 года:

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения		
	30 июня 2019			31 марта 2019			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т ¹	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т ¹			
Приобретение нефтепродуктов в России	6	0,15		6	0,17		–	(12%)	
Высокооктановые бензины	3	0,07	46,5	2	0,05	41,5	50%	40%	12%
Дизельное топливо	3	0,07	45,2	3	0,07	48,9	–	–	(8)%
Прочие	0	0,01	39,1	1	0,05	16,9	–	–	–
Приобретение нефтепродуктов за рубежом	64	1,62	39,8	52	1,56	33,4	23%	4%	19%
Итого	70	1,77		58	1,73		21%	2%	

¹Посчитано от неокругленных данных.

Увеличение стоимости закупки нефтепродуктов вне РФ связано с увеличением трейдинговой активности за рубежом и дополнительными закупками нефтепродуктов на внешнем рынке по причине снижения переработки на немецких НПЗ Компании с целью выполнения поставок по уже заключенным договорам с покупателями.

В таблице ниже представлены стоимость закупки, объемы и средние цены на тонну нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц за первое полугодие 2019 года и первое полугодие 2018 года:

	За 6 месяцев, закончившихся						% изменения		
	30 июня 2019			30 июня 2018			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т ¹	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т ¹			
Приобретение нефтепродуктов в России	12	0,32		13	0,39		(8)%	(18)%	
Высокооктановые бензины	5	0,12	44,7	5	0,16	39,2	–	(25)%	14%
Дизельное топливо	6	0,14	46,5	6	0,15	41,5	–	(7)%	12%
Прочие	1	0,06	39,8	2	0,08	30,5	–	–	–
Приобретение нефтепродуктов и нефтехимии за рубежом	116	3,18	36,7	122	3,96	30,8	(5)%	(20)%	19%
Итого	128	3,50		135	4,35		(5)%	(20)%	

¹Посчитано от неокругленных данных.

Средние цены закупки нефтепродуктов могут отклоняться от средних цен реализации в зависимости от различной региональной структуры проводимых закупок, а также различных видов нефтепродуктов.

Услуги по переработке нефти и газа и вторичной переработке нефтепродуктов

Операции по реализации ПАО «Сибур» попутного нефтяного газа и покупке у ПАО «Сибур» сухого отбензиненного газа (СОГ) отражены как нетто-эффект в отчетности Компании в составе затрат на процессинг в размере 3,9 млрд руб. и 3,0 млрд руб. за второй квартал 2019 года и первый квартал 2019 года, соответственно, а также 6,9 млрд руб. за 6 мес. 2019 года и 6 мес. 2018 года.

Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку

Расходы на транспортировку включают расходы Роснефти по доставке нефти на переработку и конечным покупателям, расходы по доставке нефтепродуктов с НПЗ конечным покупателям (они могут включать тарифы на транспортировку трубопроводным и железнодорожным транспортом, погрузочно-разгрузочные работы, портовые сборы, расходы на морской фрахт и прочие расходы), а также расходы на транспортировку газа по магистральным газопроводам.

Снижение транспортных расходов за второй квартал 2019 года на 9,4% по сравнению с первым кварталом 2019 года произошло в основном вследствие увеличения доли речного транспорта в общем объеме перевозок, которое носит сезонный характер.

Транспортные расходы в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за второй квартал 2019 и первый квартал 2019 года трубопроводным, железнодорожным и смешанным транспортом, а также расходы на транспортировку газа по магистральным газопроводам представлены в таблице ниже:

	За 3 месяца, закончившихся								% изменения		
	30 июня 2019				31 марта 2019						
	Объем, млн тонн	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки тыс. руб./т ¹	Объем, млн тонн	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки тыс. руб./т ¹	Объем	Стоимость	Стоимость транспортировки на тонну ¹
НЕФТЬ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	28,7	76,3%	66,2	2,30	29,3	85,9%	65,3	2,23	(2,0)%	1,4%	3,1%
Ж/д и смешанный	0,5	1,3%	1,9	3,61	0,7	2,1%	2,6	3,92	(28,5)%	(26,9)%	(7,9)%
Трубопровод и поставка FCA ²	8,4	22,4%			4,1	12,0%			>100%		
Поставка на НПЗ											
Трубопровод ³	22,2		15,2	0,69	24,1		17,7	0,73	(7,9)%	(14,1)%	(5,9)%
Ж/д и смешанный	2,9		7,2	2,50	2,7		9,9	3,68	7,4%	(27,3)%	(32,0)%
НЕФТЕПРОДУКТЫ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	1,5	10,1%	3,3	2,30	2,3	12,9%	6,1	2,70	(34,8)%	(45,9)%	(14,7)%
Ж/д и смешанный	11,6	78,4%	30,6	2,63	13,3	74,7%	38,6	2,90	(12,8)%	(20,7)%	(9,2)%
Трубопровод и поставка FCA ⁴	1,7	11,5%			2,2	12,4%			(22,7)%		
ГАЗ											
Трубопровод ⁵	9,1		10,6	1,16	9,2		10,6	1,02	(1,1)%	—	13,7%
Прочие транспортные расходы⁶											
			19,0				19,3			(1,6)%	
Итого	77,5		154		78,7		170		(1,5)%	(9,4)%	

¹Посчитано от неокругленных данных.

²Часть нефти, реализованной на условиях FCA и через зарубежное трейдинговое подразделение Компании, где Роснефть непосредственно не несет транспортных затрат, за исключением расходов по перевалке и грузоотправлению.

³Включая приобретенные на международном рынке объемы нефти, поставляемые на заводы в Германии.

⁴Часть нефтепродуктов была отгружена на экспорт с Туапсинского НПЗ через собственный отгрузочный комплекс.

⁵Часть объемов газа была реализована на условиях, по которым Компания не несет транспортных расходов.

⁶Прочие транспортные расходы включают затраты по транспортировке железнодорожным транспортом, понесенные Роснефтью при транспортировке нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов до нефтебаз, а также стоимость транспортировки автомобильным транспортом от нефтебаз до автозаправочных комплексов.

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

Во втором квартале 2019 года транспортные расходы в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт трубопроводным транспортом увеличились по сравнению с предыдущим кварталом и составили 2,3 тыс. руб. на тонну.

Во втором квартале 2019 года транспортные расходы в расчете на тонну сырой нефти при поставках трубопроводным транспортом на НПЗ уменьшились на 5,9% по сравнению с первым кварталом 2019 года в результате изменения структуры маршрутов.

Во втором квартале 2019 года транспортные расходы в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом уменьшились на 32,0% по сравнению с предыдущим кварталом, что было в основном связано с изменением структуры отгрузок.

В первом полугодии 2019 года индексация тарифов на транспортировку газа не производилась.

Изменение транспортных расходов в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за первое полугодие 2019 года и первое полугодие 2018 года трубопроводным, железнодорожным и смешанным транспортом, а также расходы на транспортировку газа по магистральным газопроводам представлены в таблице ниже:

	За 6 месяцев, закончившихся								% изменения		
	30 июня 2019				30 июня 2018						
	Объем, млн тонн	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки тыс. руб./т ¹	Объем, млн тонн	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки тыс. руб./т ¹	Объем	Стоимость	Стоимость транспортировки на тонну ¹
НЕФТЬ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	58,0	80,9%	131,5	2,27	55,1	92,1%	116,9	2,12	5,3%	12,5%	7,1%
Ж/д и смешанный	1,2	1,7%	4,3	3,61	1,2	2,0%	3,8	3,31	—	13,2%	9,1%
Трубопровод и поставка FCA ²	12,5	17,4%			3,5	5,9%			>100%		
Поставка на НПЗ											
Трубопровод ³	46,3		32,9	0,71	50,6		39,1	0,77	(8,5)%	(15,9)%	(7,8)%
Ж/д и смешанный	5,6		17,1	3,07	5,0		17,1	3,46	12,0%	—	(11,3)%
НЕФТЕПРОДУКТЫ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	3,8	11,7%	9,4	2,50	4,0	10,7%	10,7	2,71	(5,0)%	(12,1)%	(7,7)%
Ж/д и смешанный	24,9	76,3%	69,2	2,77	26,7	71,4%	66,3	2,49	(6,7)%	4,4%	11,2%
Трубопровод и поставка FCA ⁴	3,9	12,0%			6,7	17,9%			(41,8)%		
ГАЗ											
Трубопровод ⁵	млрд куб. м		руб./куб. м	руб./куб. м	млрд куб. м		руб./куб. м	руб./куб. м			
	18,3		21,2	1,16	20,3		22,2	1,09	(9,8)%	(4,5)%	6,4%
Прочие транспортные расходы⁶											
			38,0				35,5			7,0%	
Итого	156,2		324		152,8		312		2,2%	3,8%	

¹Посчитано от неокругленных данных.

²Часть нефти реализованной на условиях FCA и через зарубежное трейдинговое подразделение Компании, где Роснефть непосредственно не несет транспортных затрат, за исключением расходов по перевалке и грузоотправлению.

³Включая приобретенные на международном рынке объемы нефти, поставляемые на заводы в Германии.

⁴Часть нефтепродуктов была отгружена на экспорт с Туапсинского НПЗ через собственный отгрузочный комплекс.

⁵Часть объемов газа была реализована на условиях, по которым Компания не несет транспортных расходов.

⁶Прочие транспортные расходы включают также затраты по транспортировке железнодорожным транспортом, понесенные Роснефтью при транспортировке нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов до нефтебаз, а также стоимость транспортировки автомобильным транспортом от нефтебаз до автозаправочных комплексов.

Изменение транспортных тарифов в расчете на тонну реализованной продукции (нефти и нефтепродуктов) за первое полугодие 2019 года по сравнению с первым полугодием 2018 года в основном связано с индексацией тарифов.

Акцизы

Во втором квартале 2019 года расходы на уплату акцизов составили 48 млрд руб. (в том числе уплаченные за рубежом в сумме 33 млрд руб.) по сравнению с 73 млрд руб. в первом квартале 2019 года.

В первом полугодии 2019 года акцизы составили 121 млрд руб. (в том числе 65 млрд руб. акцизов, связанных с переработкой за пределами России) по сравнению с 170 млрд руб. в первом полугодии 2018 года.

Снижение связано с введением с 2019 года механизма “обратного акциза” (вычета начисленного акциза с повышающим коэффициентом в отношении нефтяного сырья, направляемого на переработку), частично компенсированного увеличением расходов на уплату акцизов из-за роста ставок акцизов в 2019 году.

Экспортные таможенные пошлины

Экспортные таможенные пошлины, уплачиваемые Компанией, включают в себя пошлины на экспорт нефти и нефтепродуктов. Ставки экспортных таможенных пошлин приведены выше в разделе «Макроэкономические факторы, влияющие на результаты операционной деятельности – Налог на добычу полезных ископаемых, налог на дополнительный доход, экспортные пошлины и акцизы», а дополнительная информация об обложении таможенными пошлинами экспорта нефти и нефтепродуктов раскрыта в разделе «Налогообложение» в Приложении 1.

Ниже приведены суммы экспортных таможенных пошлин за рассматриваемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млрд руб., за исключением %					
Экспортные пошлины на нефть	161	131	22,9%	292	334	(12,6)%
Экспортные пошлины на нефтепродукты	49	50	(2,0)%	99	121	(18,2)%
Итого экспортные пошлины	210	181	16,0%	391	455	(14,1)%

Увеличение расхода по экспортной пошлине во втором квартале 2019 года по сравнению с первым кварталом 2019 года обусловлено увеличением ставок экспортной пошлины в связи с ростом цены на нефть Urals, а также в связи с негативным изменением эффекта временного лага в установлении ставок пошлины во втором квартале по сравнению с первым.

Снижение расхода по экспортной пошлине в первом полугодии 2019 года по сравнению с первым полугодием 2018 года обусловлено снижением ставок экспортной пошлины ввиду действующих с 1 января 2019 года изменений в российском таможенном законодательстве (в рамках завершения налогового маневра) и снижения цены Urals.

В таблице ниже представлены показатели, относящиеся к таможенным пошлинам на нефть за рассматриваемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	тыс. руб./т					
Законодательно установленная ставка	6,72	5,77	16,5%	6,25	7,06	(11,5)%
Фактическая ставка при экспорте нефти в страны дальнего зарубежья	6,30	4,92	28,0%	5,64	6,64	(15,0)%

Отклонение фактических ставок вывозных таможенных пошлин от законодательно установленных объясняется неравномерными объемами ежемесячных поставок, подлежащих обложению по ежемесячно меняющимся ставкам таможенных пошлин, а также предоставлением тарифных льгот и применением особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин («льготных» ставок) в соответствии с положениями ст. 3.1 и ст. 35 Закона РФ «О таможенном тарифе».

КОРПОРАТИВНЫЙ СЕГМЕНТ

Сегмент включает в себя результаты деятельности обществ группы, оказывающих услуги корпоративного сервиса, а также расходы холдинговых предприятий.

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
Финансовые результаты, млрд руб.						
ЕВИТДА	(15)	(32)	53,1%	(47)	(24)	(95,8)%
Капитальные затраты ¹	2	5	(60,0)%	7	7	–

¹ См. Раздел «Капитальные затраты».

ОТДЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Затраты и расходы

Общехозяйственные и административные расходы

Общехозяйственные и административные расходы включают в себя расходы по заработной плате и социальному обеспечению сотрудников (исключая заработную плату и социальное обеспечение рабочих, занятых на предприятиях нефтедобычи и нефтепереработки), комиссионные платежи банкам, консультационные услуги, расходы на страхование (исключая расходы на страхование имущества предприятий нефтедобычи и нефтепереработки), расходы по обслуживанию социальной инфраструктуры, расходы на аренду, изменения в резерве под ожидаемые кредитные убытки и другие общехозяйственные расходы.

Исключая признание резерва под ожидаемые кредитные убытки в отчетных периодах, общехозяйственные и административные расходы за второй квартал 2019 года и первый квартал 2019 года составили 42,6 млрд руб. и 37,6 млрд руб., соответственно. Согласно IFRS 9 в первом квартале 2019 года был создан резерв под ожидаемые кредитные убытки в размере 27 млрд руб.

В первом полугодии 2019 и 2018 года сумма общехозяйственных и административных расходов составила 80 млрд руб. и 72 млрд руб., соответственно, исключая резерв под ожидаемые кредитные убытки.

Износ, истощение и амортизация

Износ, истощение и амортизация включает в себя износ нефтедобывающих активов, а также прочих активов производственного и непромышленного назначения.

Во втором квартале 2019 года расходы по истощению и амортизации сократились на 5,7% (в основном по ОС и НКС нефтепромышленного назначения) по сравнению с первым кварталом 2019 года и составили 164 млрд руб.

В первом полугодии 2019 года расходы по истощению и амортизации увеличились на 9,4% по сравнению с аналогичным периодом 2018 года и составили 338 млрд руб. В связи с признанием активов в форме права пользования согласно новому стандарту МСФО 16 «Аренда» с января 2019 года начислены дополнительные расходы по амортизации.

Налоги, кроме налога на прибыль

Налоги, кроме налога на прибыль, включают в себя налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД), акцизы, налог на имущество и прочие налоги. Информация о порядке расчета НДПИ и НДД приведена в разделе «Налогообложение» в Приложении 1.

Ниже приведены расходы по налогам, за исключением налога на прибыль, признанные Компанией за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млрд руб., за исключением %					
Налог на добычу полезных ископаемых	567	548	3,5%	1 115	1 021	9,2%
Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья ¹	19	16	18,8%	35	–	–
Акцизы с учетом обратного акциза	48	73	(34,2)%	121	170	(28,8)%
в т.ч. «обратный акциз» с 2019 г.	(58)	(31)	87,1%	(89)	–	–
Страховые взносы	19	18	5,6%	37	34	8,8%
Налог на имущество	9	10	(10,0)%	19	22	(13,6)%
Прочие налоги и платежи в бюджет, штрафы, пени	2	2	–	4	3	33,3%
Итого налоги, за исключением налога на прибыль	664	667	(0,4)%	1 331	1 250	6,5%

¹ Действует с января 2019.

Сумма налогов, за исключением налога на прибыль, за первое полугодие 2019 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года увеличилась на 6,5%, в основном, в связи с ростом законодательно установленной ставки НДС, а также с введением налога на дополнительный доход.

Финансовые доходы и расходы

Во втором квартале 2019 года финансовые расходы нетто составили 19 млрд руб. по сравнению с 24 млрд руб. в первом квартале 2019 года. Наибольший эффект на изменение показателя оказало снижение процентных расходов по кредитам и займам и долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов. В первом полугодии 2019 и 2018 года финансовые расходы нетто составили 43 млрд руб. и 77 млрд руб., соответственно.

Прочие доходы и расходы

За второй квартал 2019 года прочие доходы составили 1 млрд руб. по сравнению с 3 млрд руб. в первом квартале 2019 года. За первое полугодие 2018 года прочие доходы составили 27 млрд руб.

Прочие расходы включают эффект от обесценения активов, а также от выбытия основных средств в ходе операционной деятельности и прочие расходы. За второй квартал 2019 года прочие расходы составили 15 млрд руб., по сравнению с 106 млрд руб. в первом квартале 2019 года. В первом квартале 2019 года было признано списание активов в сегменте «Переработка, коммерция, и логистика» как следствие налогового маневра в размере 80 млрд руб. За первое полугодие 2018 прочие расходы составили 87 млрд руб.

Курсовые разницы

Эффект курсовых разниц связан, главным образом, с ежемесячной переоценкой валютных активов и обязательств Компании в рубли по курсу иностранной валюты на конец периода.

Курсовая разница составила доход в размере 15 млрд руб. во втором и первом кварталах 2019 года, соответственно. В первом полугодии 2018 курсовая разница составила доход в размере 73 млрд руб.

Эффект капитализации курсовых разниц по кредитам капитального характера, привлеченным в иностранной валюте, в составе курсовой разницы составил 0 млрд руб. за первое полугодие 2019 г.

Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования

Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования составили 37 млрд руб. во втором квартале 2019 года и 36 млрд руб. в первом квартале 2019 года. За первое полугодие 2018 года реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования составили 73 млрд руб.

Налог на прибыль

В следующей таблице приводится эффективная ставка налога на прибыль по МСФО за рассматриваемые периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
Эффективная ставка по налогу на прибыль по МСФО	17,3%	19,2%	18,1%	22,0%

Компания придерживается положений МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль» для расчета налога на прибыль. Эффективная ставка налога на прибыль за рассматриваемые отчетные периоды отличается от законодательно установленной ставки в размере 20% из-за различий в порядке признания расходов и доходов для целей МСФО и налогообложения, а также применения налоговых льгот.

Чистая прибыль

Во втором квартале 2019 года чистая прибыль составила 220 млрд руб. (в доле акционеров составила 194 млрд руб.) по сравнению с 156 млрд руб. (в доле акционеров составила 131 млрд руб.) в

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

первом квартале 2019 года. Увеличение прибыли в сравнении с первым кварталом 2019 года обусловлено признанием негативного эффекта от обесценения активов в первом квартале.

За первое полугодие 2019 года чистая прибыль составила 376 млрд руб. (в доле акционеров составила 325 млрд руб.), с учетом признания обесценения активов в первом квартале 2019 года. За первое полугодие 2018 года чистая прибыль составила 340 млрд руб. (в доле акционеров составила 298 млрд руб.). Рост показателя за первое полугодие 2019 года обусловлен положительной динамикой операционной прибыли, а также снижением финансовых расходов.

Ликвидность и капитальные затраты

Движение денежных средств

Ниже представлены основные статьи отчета о движении денежных средств за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млрд руб.			млрд руб.		
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	214	248	(13,7)%	462	619	(25,4)%
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(165)	(224)	(26,3)%	(389)	(570)	(31,8)%
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(103)	(530)	(80,6)%	(633)	(90)	>100%

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Чистые денежные средства от операционной деятельности в анализируемых периодах представлены в таблице:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млрд руб.			млрд руб.		
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	214	248	(13,7)%	462	619	(25,4)%
<i>Зачет в счет погашения предоплаты по долгосрочным договорам поставки (по среднему курсу)</i>	70	86	(18,6)%	156	82	90,2%
<i>Зачет прочих финансовых обязательств²</i>	25	41	(39,0)%	66	71	(7,0)%
<i>Проценты за пользование денежными средствами по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов¹</i>	19	21	(9,5)%	40	43	(7,0)%
<i>Финансирование, произведенное в счет будущих поставок нефти и нефтепродуктов в рамках долгосрочных проектов</i>	29	15	93,3%	44	–	–
Итого скорректированный операционный денежный поток	357	411	(13,1)%	768	815	(5,8)%

¹ В расчет свободного денежного потока включены проценты за пользование денежными средствами, начисленные по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов. Проценты за пользование денежными средствами включают сумму начисленных процентов за отчетный период, которые зачтены в счет поставок нефти по долгосрочным договорам в размере 17 млрд руб., и оплаченную сумму процентов по долгосрочным договорам в размере 2 млрд руб. за второй квартал 2019 года; 19 млрд руб. зачета процентов и 2 млрд руб. оплаты процентов за первый квартал 2019 года; 40 млрд руб. зачета процентов и 3 млрд руб. оплаты процентов за первое полугодие 2018 года.

² По прочим финансовым обязательствам происходит зачет поставками.

Снижение операционного потока во втором квартале 2019 года в основном обусловлено снижением операционной прибыли Компании и увеличением оборотного капитала, вызванным в первую очередь ростом запасов в силу ограничения приема нефти в систему магистральных трубопроводов Транснефти.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Во втором квартале 2019 года инвестиционная деятельность в основном была направлена на финансирование капитальных затрат. Уменьшение денежных средств, использованных в

инвестиционной деятельности, по сравнению с первым кварталом 2019 года связано с возвратом оборотных финансовых активов во втором квартале 2019 года.

Снижение инвестиционной деятельности за первое полугодие 2019 года по сравнению с аналогичным периодом 2018 года в основном связано с приобретением во втором квартале 2018 года краткосрочных финансовых активов и инвестициями в иностранные проекты в сумме 34 млрд руб.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности в первом полугодии 2019 года в основном были направлены на плановые погашения кредитов.

Капитальные затраты

Ниже представлены финансирование капитальных затрат по видам деятельности и затраты на приобретение лицензий за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2019	31 марта 2019		30 июня 2019	30 июня 2018	
	млрд руб.			млрд руб.		
РН-Юганскнефтегаз	45	46	(2,2)%	91	112	(18,8)%
Ванкорские проекты	16	16	–	32	34	(5,9)%
Самотлорнефтегаз	17	17	–	34	28	21,4%
Проект Зохран	21	11	90,9%	32	17	88,2%
Роспан Интернешнл	8	6	33,3%	14	17	(17,6)%
Оренбургнефть	5	8	(37,5)%	13	16	(18,8)%
РН-Уватнефтегаз	5	6	(16,7)%	11	12	(8,3)%
Самаранефтегаз	6	8	(25,0)%	14	15	(6,7)%
Востсибнефтегаз	7	8	(12,5)%	15	15	–
РН-Пурнефтегаз ¹	5	4	25,0%	9	10	(10,0)%
РН-Няганьнефтегаз	6	5	20,0%	11	11	–
Конданефть	10	5	100,0%	15	13	15,4%
Таас-Юрях Нефтегазодобыча	5	4	25,0%	9	12	(25,0)%
Башнефть-Добыча	5	4	25,0%	9	9	–
Тюменнефтегаз	4	4	–	8	11	(27,3)%
Варьеганнефтегаз	5	5	–	10	9	11,1%
РН-Северная нефть	2	5	(60,0)%	7	9	(22,2)%
Харампурнефтегаз	4	1	>100%	5	5	–
Верхнечонскнефтегаз	5	5	–	10	9	11,1%
Башнефть-Полюс	7	4	75,0%	11	7	57,1%
Проект Сахалин-1	4	3	33,3%	7	6	16,7%
Томскнефть ВНК	1	3	(66,7)%	4	3	33,3%
Сибнефтегаз	1	2	(50,0)%	3	2	50,0%
Соровскнефть	1	2	(50,0)%	3	3	–
Прочие	11	9	22,2%	20	30	(33,3)%
Государственные субсидии	(2)	–	–	(2)	–	–
Итого разведка и добыча	204	191	6,8%	395	415	(4,8)%
Новокуйбышевский НПЗ	2	1	100,0%	3	3	–
Туапсинский НПЗ	1	1	–	2	2	–
Куйбышевский НПЗ	1	–	–	1	2	(50,0)%
Сызранский НПЗ	–	1	(100,0)%	1	1	–
Рязанская НПК	–	1	(100,0)%	1	2	(50,0)%
Комсомольский НПЗ	1	3	(66,7)%	4	1	>100%
Ангарская НХК	–	1	(100,0)%	1	2	(50,0)%
НПЗ Башнефти	3	2	50,0%	5	2	>100%
Саратовский НПЗ	–	–	–	–	1	(100,0)%
Ачинский НПЗ	3	–	–	3	1	>100%
Прочие заводы	–	3	–	3	4	(25,0)%
Сбытовые подразделения и прочие	5	5	–	10	9	11,1%
Итого переработка, коммерция и логистика	16	18	(11,1)%	34	30	13,3%
Итого прочая деятельность	2	5	(60,0)%	7	7	–
Итого капитальные затраты	222	214	3,7%	436	452	(3,5)%
Покупка лицензий	1	2	(50,0)%	3	2	50,0%
Возврат авансов за участие в аукционах	–	–	–	–	–	–

¹ Включая Севкомнефтегаз.

Во втором квартале 2019 года капитальные затраты в целом по Компании составили 222 млрд руб., что на 3,7% больше по сравнению с 214 млрд руб. в первом квартале 2019 года.

Капитальные затраты сегмента «Разведка и добыча» во втором квартале 2019 года достигли 204 млрд руб., что на 6,8% больше по сравнению с 191 млрд руб. в первом квартале 2019 года в результате активного развития новых российских и международных проектов. Объем

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

капитальных затрат сегмента «Разведка и добыча» за первое полугодие составил 395 млрд руб., снижение на 4,8% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года обусловлено преимущественно оптимизацией программы эксплуатационного бурения в условиях реализации стратегической инициативы по увеличению доли горизонтальных скважин с большей эффективностью на зрелых месторождениях Компании. По итогам 1 полугодия 2019 г. ввод новых горизонтальных скважин возрос на 14%, а их доля в общем количестве выросла до 54%, увеличившись на 13 п.п. год к году. При этом удельная добыча на горизонтальную скважину выросла более чем на 15% и превысила 5 тыс. тонн на скважину, что более чем в 2 раза выше данного показателя для наклонно-направленных скважин.

Капитальные затраты в сегменте «Переработка, коммерция и логистика» во втором квартале 2019 года составили 16 млрд руб., включая капитализацию затрат по инвесттарифу, по сравнению с 18 млрд руб. в первом квартале 2019 года.

Капитальные затраты по прочим направлениям деятельности в основном связаны с информационными технологиями, закупками судов, транспортных средств и прочего оборудования.

Затраты на приобретение лицензий за первое полугодие 2019 года составили 3 млрд руб. и связаны с покупкой лицензий с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в Оренбургской и Иркутской областях, Ханты-Мансийском автономном округе и Республике Башкортостан.

Финансовые обязательства и ликвидные активы

Финансовые обязательства по типам валюты и ликвидные активы приведены в таблице¹:

	30 июня 2019				31 марта 2019				30 июня 2018			
	Долл. США	Рубли	Евро	Проч. (руб. экв.)	Долл. США	Рубли	Евро	Проч. (руб. экв.)	Долл. США	Рубли	Евро	Проч. (руб. экв.)
Финансовые обязательства	(26,8)	(1 826)	(3,5)	(0,7)	(26,5)	(1 844)	(3,9)	(0,9)	(27,8)	(2 140)	(1,7)	–
Ликвидные активы ²	7,2	383	0,7	2,7	8,8	389	0,5	3,0	7,2	380	5,3	2,0
Финансовые обязательства, нетто	(19,6)	(1 443)	(2,8)	2,0	(17,7)	(1 455)	(3,4)	2,1	(20,6)	(1 760)	3,6	2,0

¹ Посчитано от неокругленных данных.

² Включают денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные финансовые активы и часть банковских депозитов.

Финансовые обязательства и ликвидные активы, генерирующие дополнительную доходность для выполнения обязательств Компании, сохранились на уровне,кратно обеспечивающем высокую финансовую устойчивость Компании.

Ключевые консолидированные финансовые показатели деятельности (в рублях)

Компания проводит постоянный мониторинг и оценку своей деятельности. Ключевые показатели деятельности, используемые Компанией, а также другие существенные финансовые коэффициенты, представлены ниже:

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
Маржа EBITDA	23,8%	26,0%	24,9%	24,6%
Маржа чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти	9,1%	6,3%	7,7%	7,9%
Коэффициент ликвидности	0,88	0,94	0,88	0,91
		руб. на баррель		
EBITDA в расчете на баррель нефти ¹	1 242	1 315	1 279	1 187
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти	519	480	500	537
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти	251	242	247	234
Свободный денежный поток в расчете на баррель	344	495	420	469
		руб. на барр. н.э.		
EBITDA в расчете на баррель нефтяного эквивалента ¹	1 007	1 059	1 034	957
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента	421	387	404	433
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента	203	195	199	189
Свободный денежный поток в расчете на баррель нефтяного эквивалента	280	399	339	379

¹ Исключая долю в ассоциированных и совместных предприятиях.

Компания рассматривает «EBITDA в расчете на баррель», «операционные затраты на добычу на баррель» и «операционные затраты на добычу на барр. н.э.», а также связанные с ними индикаторы как важные показатели эффективности деятельности Компании. Помимо этого, данные показатели часто используются финансовыми аналитиками, инвесторами и другими заинтересованными сторонами при оценке нефтегазовых компаний. Как аналитические инструменты эти показатели имеют ряд ограничений и не должны рассматриваться в отрыве от анализа или заменять собой анализ результатов операционной деятельности Компании, отраженных согласно МСФО.

В таблицах ниже представлены соответствующие данные, относящиеся к указанным показателям за указанные периоды:

Показатели по сегменту «Разведка и добыча»¹

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
Добыча ЖУВ (млн барр.)	392,8	397,6	790,4	773,2
Добыча углеводородов (млн барр. н.э.)	484,4	493,8	978,2	958,8

¹ Исключая долю в добыче ассоциированных и совместных предприятий.

Расчет EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
			млрд руб.	
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	2 135	2 077	4 212	3 787
Эффект от зачета предоплат	30	33	63	68
Затраты и расходы	(1 814)	(1 736)	(3 550)	(3 214)
Износ, истощение и амортизация	164	174	338	309
EBITDA	515	548	1 063	950

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

Расчет свободного денежного потока

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
	млрд руб.			
Операционный денежный поток	214	248	462	619
Капитальные затраты	(222)	(214)	(436)	(452)
Зачет в счет погашения предоплаты по долгосрочным договорам поставки ¹	70	86	156	82
Зачет прочих финансовых обязательств	25	41	66	71
Проценты за пользование денежными средствами по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов ²	19	21	40	43
Финансирование, произведенное в счет будущих поставок нефти и нефтепродуктов в рамках долгосрочных проектов	29	15	44	–
Рублевый эквивалент свободного денежного потока в долларах США	135	197	332	363

¹ По среднему обменному курсу за текущий период (помесячно).

² В расчет свободного денежного потока включены проценты за пользование денежными средствами, начисленные по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов. Проценты за пользование денежными средствами включают сумму начисленных процентов за отчетный период, которые зачтены в счет поставок нефти по долгосрочным договорам в размере 17 млрд руб., и оплаченную сумму процентов по долгосрочным договорам в размере 2 млрд руб. за второй квартал 2019 года; 19 млрд руб. зачета процентов и 2 млрд руб. оплаты процентов за первый квартал 2019 года; 40 млрд руб. зачета процентов и 3 млрд руб. оплаты процентов за первое полугодие 2018 года.

Расчет маржи EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
	млрд руб., за исключением %			
EBITDA	515	548	1 063	950
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	2 135	2 077	4 212	3 787
Эффект от зачета предоплат	30	33	63	68
Скорректированная выручка	2 165	2 110	4 275	3 855
Маржа EBITDA	23,8%	26,0%	24,9%	24,6%

Расчет маржи чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
	млрд руб., за исключением %			
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	194	131	325	298
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	2 135	2 077	4 212	3 787
Маржа чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти	9,1%	6,3%	7,7%	7,9%

Расчет коэффициента ликвидности

По состоянию на:	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2018
		млрд руб., за исключением коэффициентов	
Оборотные активы	2 537	2 492	2 531
Краткосрочные обязательства	2 889	2 661	2 777
Коэффициент ликвидности	0,88	0,94	0,91

Консолидированные финансовые показатели деятельности (в долларовом эквиваленте)

Консолидированный отчет о прибылях и убытках

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
	млрд долл. США ¹			
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	33,6	31,9	65,5	64,8
Затраты и расходы				
Производственные и операционные расходы	2,3	2,5	4,8	4,9
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	6,6	4,7	11,3	8,7
Общехозяйственные и административные расходы	0,7	1,0	1,7	1,3
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	2,4	2,6	5,0	5,3
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	0,1	–	0,1	0,1
Износ, истощение и амортизация	2,6	2,6	5,2	5,2
Налоги, кроме налога на прибыль	10,2	10,1	20,3	20,9
Экспортная пошлина	3,3	2,7	6,0	7,7
Итого затраты и расходы	28,2	26,2	54,4	54,1
Операционная прибыль	5,4	5,7	11,1	10,7
Финансовые доходы	0,6	0,6	1,2	1,0
Финансовые расходы	(0,8)	(1,0)	(1,8)	(2,3)
Прочие доходы	0,1	–	0,1	0,5
Прочие расходы	(0,4)	(1,6)	(2,0)	(1,5)
Курсовые разницы	(0,2)	(0,3)	(0,5)	0,1
Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования	(0,6)	(0,5)	(1,1)	(1,2)
Прибыль до налогообложения	4,1	2,9	7,0	7,3
Налог на прибыль	(0,7)	(0,6)	(1,3)	(1,6)
Чистая прибыль	3,4	2,3	5,7	5,7
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	3,0	1,9	4,9	5,0

¹ Показатели рассчитаны с использованием среднемесячных курсов доллара США, рассчитанных на основе данных ЦБ РФ за отчетный период (Приложение 3).

Ключевые финансовые коэффициенты в долларовом эквиваленте

Финансовые коэффициенты в долларовом выражении представлены в таблице:

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
Маржа EBITDA	23,8%	26,0%	24,9%	24,5%
Маржа чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти	8,9%	6,0%	7,5%	7,7%
Коэффициент ликвидности	0,88	0,94	0,88	0,91
		долл. США на баррель ¹		
EBITDA в расчете на баррель нефти	19,3	19,9	19,6	19,9
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти	8,0	7,3	7,7	9,1
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти	3,9	3,7	3,8	3,9
Свободный денежный поток в расчете на баррель нефти	5,3	7,4	6,4	7,9
		долл. США на барр. н.э.		
EBITDA в расчете на барр. н.э.	15,7	16,0	15,8	16,1
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на барр. н.э.	6,5	5,8	6,2	7,3
Операционные затраты на добычу в расчете на барр. н.э.	3,2	3,0	3,1	3,2
Свободный денежный поток в расчете на барр. н.э.	4,3	6,0	5,2	6,3

¹ Коэффициенты рассчитаны от неокругленных данных.

В таблицах ниже представлены соответствующие данные, относящиеся к указанным показателям за указанные периоды:

Расчет свободного денежного потока

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
		млрд долл. США		
Операционный денежный поток	3,2	3,8	7,0	10,4
Капитальные затраты	(3,5)	(3,2)	(6,7)	(7,6)
Поставки в счет погашения предоплаты по долгосрочным договорам поставки	1,1	1,3	2,4	1,4
Зачет прочих финансовых обязательств	0,4	0,6	1,0	1,2
Проценты за пользование денежными средствами по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов	0,3	0,3	0,6	0,7
Финансирование, произведенное в счет будущих поставок нефти и нефтепродуктов в рамках долгосрочных проектов	0,5	0,2	0,7	–
Свободный денежный поток	2,0	3,0	5,0	6,1

Расчет маржи EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
		млрд долл. США, за исключением %		
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	33,6	31,9	65,5	64,8
Затраты и расходы	(28,2)	(26,2)	(54,4)	(54,1)
Износ, истощение и амортизация	2,6	2,6	5,2	5,2
EBITDA	8,0	8,3	16,3	15,9
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	33,6	31,9	65,5	64,8
Маржа EBITDA	23,8%	26,0%	24,9%	24,5%

Расчет маржи чистой прибыли

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2019	30 июня 2018
	млрд долл. США, за исключением %			
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам				
Роснефти	3,0	1,9	4,9	5,0
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	33,6	31,9	65,5	64,8
Маржа чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти	8,9%	6,0%	7,5%	7,7%

Расчет коэффициента ликвидности

По состоянию на	30 июня 2019	31 марта 2019	30 июня 2018
	млрд долл. США, за исключением коэффициентов		
Оборотные активы	40,2	38,5	40,3
Краткосрочные обязательства	45,8	41,0	44,3
Коэффициент ликвидности	0,88	0,94	0,91

Приложение 1: Налогообложение

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

НДПИ на нефть

Ставка НДПИ на нефть рассчитывается на основе мировых цен на нефть «Юралс» в долларах США за баррель нефти и среднего за месяц значения курса доллара США к рублю.

В 2018 году ставка НДПИ определялась по следующей формуле:

$$919 \times \text{Кц} - 559 \times \text{Кц} \times \text{Кльгот} + \text{Кк}, \text{ где}$$

919 – базовая налоговая ставка в рублях на тонну,

Кц – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, равный $(\text{Ц} - 15) \times \text{P} / 261$, где «Ц» – средняя цена нефти марки «Юралс» за баррель в долларах США, «P» – средний курс рубля к доллару США, установленный Центральным Банком Российской Федерации (далее – ЦБ РФ) за соответствующий месяц;

Кльгот – понижающий коэффициент, определяемый как разность единицы и произведения коэффициентов, характеризующих степень выработанности конкретного участка недр, конкретной залежи углеводородного сырья, величину запасов конкретного участка недр, степень сложности добычи, регион добычи и свойства нефти;

Кк – дополнительный показатель, увеличивающий ставку НДПИ, введен на период с 1 января 2017 года по 31 декабря 2021 года, в размере 357 руб. – на 2018 год (428 руб. – на 2019–2021 годы);

С 01.01.2019 в расчет ставки НДПИ включены два новых слагаемых ($\text{K}_{\text{АБДТ}}$ и $\text{K}_{\text{МАН}} \times \text{C}_{\text{ВН}}$) в связи с введением «обратного акциза» на нефтяное сырье и со снижением вывозных таможенных пошлин в рамках завершения налогового маневра.

Для месторождений, перешедших на уплату НДС, ставка НДПИ рассчитывается по следующей формуле:

$$(\text{Ц} - 15) \times 7,3 \times 0,5 \times \text{«К}_r\text{»} \times \text{«P»} - \text{«ЭП»} \times \text{«P»}, \text{ где}$$

«Ц», «P» – определение см. выше в общей формуле расчета ставки НДПИ на нефть;

«ЭП» – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть в долларах США за тонну нефти;

«К_r» – коэффициент, характеризующий период времени, прошедший с даты начала промышленной добычи нефти на участке недр (далее – «каникулы»):

Группы	Каникулы («К _r »)	Примечание
1,2	0,4	до истечения первых 5 лет промышленной добычи
	0,6	6 год промышленной добычи
	0,8	7 год промышленной добычи
	1,0	с 8 года промышленной добычи
3	1,0	Не применимо
4	0,5	до истечения 1 года промышленной добычи
	0,75	2 год промышленной добычи
	1,0	с 3 года промышленной добычи

Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании за II квартал 2019 года

В 2019 году Компания применяет различные налоговые меры стимулирования добычи и специальные налоговые режимы по НДС/И на нефть:

Налоговые меры стимулирования добычи по НДС/И в 2019 году	Применимость к Компании
Уменьшение ставки в связи с применением Кц=0	Для нефти из залежей баженовской, абалакской, хадумской, доманиковой свит. Для участков недр, содержащих сверхвязкую нефть более 10 000 мПа × с (в пластовых условиях).
Уменьшение ставки НДС/И на показатель, характеризующий особенности добычи нефти («Дм»)	Для участков недр, расположенных: <ul style="list-style-type: none"> • на территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Красноярского края для первых 25 млн тонн накопленной добычи на месторождении; • на территории Ненецкого автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа для первых 15 млн тонн нефти; • на шельфе Охотского моря для первых 30 млн тонн нефти; Для участков недр с выработанностью запасов более 80%. Для участков недр с величиной начальных извлекаемых запасов менее 5 млн тонн. Для участков недр, содержащих сверхвязкую нефть более 200 мПа × с и менее 10 000 мПа × с (в пластовых условиях). Для нефти из залежей с проницаемостью менее 2×10^{-3} мкм ² и залежей тюменской свиты.
Налоговый вычет	При добыче нефти на участках недр, расположенных полностью в границах Нижневартовского района ХМАО – Югры, начальные извлекаемые запасы нефти каждого из которых составляют 450 млн тонн или более по состоянию на 1 января 2016 года (Сумма вычета по НДС/И определяется в совокупности по указанным участкам недр и составляет 2 917 млн руб. за налоговый период (календарный месяц)). При добыче нефти на участках недр, в отношении которых применяются льготы по экспортным пошлинам в «общем» налогового режиме. Данный вычет направлен на компенсацию потерь экономического эффекта от предоставленных льгот по экспортной пошлине в связи с завершением налогового маневра (в рамках которого пошлины снижаются вплоть до нуля к 2024 г.).
Специальный налоговый режим для шельфовых проектов в РФ	Предусматривается разделение участков шельфа на четыре категории сложности, для каждой категории ставка НДС/И устанавливается в размере от 5% до 30% от цены углеводородного сырья.
Специальный налоговый режим, не предусматривающий уплаты НДС/И	Соглашение о разделе продукции по проекту Сахалин-1.

НДС/И на природный газ и газовый конденсат

По ряду месторождений к добываемому газовому конденсату применяется ставка НДС/И на нефть, поскольку подготовка газового конденсата происходит совместно с нефтью, газовый конденсат как отдельный продукт не отгружается. В остальных случаях применяется ставка НДС/И на газовый конденсат.

В соответствии с расчетной формулой базовая ставка НДС/И для природного газа в размере 35 руб. за 1000 куб. м, для газового конденсата – в размере 42 руб. за тонну, умножается на значение единицы условного топлива и на понижающий коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа и (или) газового конденсата. С 1 января 2017 года для расчета ставки НДС/И на газовый конденсат применяется корректирующий повышающий коэффициент 6,5. С 2019 г. ставка НДС/И увеличена на величину снижения вывозных таможенных пошлин на нефть, умноженную на 0,75.

Понижающий коэффициент в 2019 году	Применимость к Компании
0,5	Для участков недр с определенными характеристиками глубины залегания углеводородного сырья для месторождений Роспана и Русско-Реченского месторождения, а также месторождений Краснодарского и Ставропольского краев.
0,64	По части залежей Кынско-Часельского месторождения и ряда лицензионных участков Сибнефтегаза, а также для месторождений ЯНАО, Краснодарского края и Чеченской Республики.
0,1	Для запасов газа участков, расположенных полностью или частично на территории Иркутской области, Красноярского края, Дальневосточного Федерального округа либо Охотского моря.
0,21	Для Туронских залежей Харампурского месторождения.
0,5–1	Для участков недр со степенью выработанности запасов более 70%.

Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД)

С 1 января 2019 г. введен НДД, который взимается по ставке 50% с дохода от добычи углеводородного сырья, рассчитанного как разница между расчетной выручкой и затратами, связанными с добычей, подготовкой и транспортировкой углеводородного сырья. Новый налоговый режим предполагает сохранение НДС, но с пониженной ставкой, а также сохранение экспортных пошлин с освобождением от их уплаты на определенный период для новых месторождений в Восточной Сибири и иных новых регионах нефтедобычи (группы 1-2).

НДД применяется для следующих групп месторождений:

Группа	Географическое положение	Выработанность на 01.01.2017
Новые месторождения в Восточной Сибири и иные новые регионы нефтедобычи		
1	Республика Саха, Иркутская обл., ЯНО, ЯНАО севернее 65 ⁰ с. ш., Красноярский край, Каспийское море	Не более 5%
2	Республика Саха, Иркутская обл., ЯНО, ЯНАО севернее 65 ⁰ с. ш., Красноярский край, Каспийское море	Вне зависимости от степени выработанности, для участков недр, содержащих запасы месторождений, указанных в Примечании 8 к единой Товарной номенклатуре внешнеэкономической деятельности ЕАЭС на 01.01.2018 г.
Зрелые месторождения в Западной Сибири		
3	ХМАО, ЯНАО, Республика Коми, Тюменская обл.	От 20% до 80% или от 10% до 80% при условии, что на 01.01.2011 г. выработанность >1%. Перечень участков недр определен законом.
Новые месторождения в Западной Сибири		
4	ХМАО, ЯНАО, Республика Коми, Тюменская обл.	Не более 5%. Перечень участков недр определен законом.

Акцизы на нефтепродукты и нефтяное сырье

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.

Компания, как собственник сырья, в предусмотренных законодательством случаях применяет вычеты акцизов на отдельные виды нефтепродуктов с повышающим коэффициентом, а также механизм «обратного акциза» (вычета начисленного акциза с применением повышающего коэффициента) по нефтяному сырью.

С 01.01.2019 года введены новые подакцизные товары (нефтяное сырье и темное судовое топливо) и новые операции, подлежащие налогообложению акцизами, с возможностью применения к ним механизма «обратного акциза» (вычета начисленного акциза с применением повышающего коэффициента):

- на нефтяное сырье (для организаций – собственников такого сырья, направляемого ими на переработку в РФ, получивших соответствующее свидетельство в налоговых органах);
- темное судовое топливо (при использовании топлива для бункеровки (заправки) водных судов и (или) установок и сооружений, расположенных во внутренних морских водах, территориальном море РФ, на континентальном шельфе РФ и т.д.).

Установлен порядок применения «обратного акциза» на нефтяное сырье, в т.ч.:

- условия и порядок получения специального свидетельства, наличие которого необходимо для применения «обратного акциза»;
- порядок расчета ставки акциза на нефтяное сырье (исходя из текущих мировых цен на нефть, курса доллара США к рублю, количества и видов производимых продуктов переработки, повышенных региональных коэффициентов для отдельных субъектов РФ);
- порядок расчета «демпфирующей составляющей» акцизного вычета, направленной на снижение эффекта колебаний макроэкономической конъюнктуры на внутренний рынок моторных топлив.

Предусмотрено повышение на 1000 руб./т с 1 января 2022 года действующего в настоящее время налогового вычета по акцизу в отношении операций по получению средних дистиллятов для бункеровки (заправки) водных судов и (или) установок и сооружений, расположенных во внутренних морских водах, в территориальном море РФ, на континентальном шельфе РФ и т.д., а также по реализации средних дистиллятов, вывозимых за пределы территории РФ в качестве припасов на водных судах в соответствии с правом Евразийского экономического союза.

Экспортная пошлина

Экспортная пошлина на нефть

Ставка экспортной пошлины привязана к средней цене на сырую нефть марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья в долл. США за баррель (в пересчете на доллары США за тонну).

В таблице рассмотрен порядок расчета предельной ставки экспортной пошлины на нефть:

Цена «Юралс» (долл. США/т)	Экспортная пошлина (долл. США/т)
До 109,5 (включительно) (15 долл. США/баррель)	Пошлина не взимается
109,5 – 146 (146 включительно) (15 – 20 долл. США/баррель)	35% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за тонну и 109,5 доллара США за тонну
146 – 182,5 (182,5 включительно) (20 – 25 долл. США/баррель)	12,78 доллара США за тонну плюс 45% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за тонну и 146 долларами за тонну
Свыше 182,5 (25 долл. США/баррель)	29,2 доллара США за тонну плюс 30% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за тонну и 182,5 доллара США за тонну

Ставки экспортных пошлин на сырую нефть рассчитываются ежемесячно исходя из средней цены «Юралс» в долларах США за тонну, сформировавшейся за период мониторинга с 15-го числа каждого календарного месяца по 14-е число следующего календарного месяца включительно и применяются с 1-го числа календарного месяца, следующего за месяцем окончания периода мониторинга.

Ставки экспортных пошлин, рассчитанные на очередной календарный месяц, доводятся через официальные источники информации не позднее чем за четыре дня до дня начала применения указанных ставок.

Федеральным законом от 30 сентября 2013 года № 268-ФЗ о введении специального режима налогообложения в отношении проектов на континентальном шельфе Российской Федерации предусмотрено освобождение от экспортной пошлины углеводородов, добываемых на морских месторождениях. Главным образом, освобождение распространяется на новые морские месторождения, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на которых приходится на период с 1 января 2016 года и предоставляется на различные сроки в зависимости от категории сложности проекта освоения месторождения.

Законом Российской Федерации «О таможенном тарифе» предусмотрено право Правительства Российской Федерации устанавливать особые формулы расчета ставок вывозных таможенных пошлин в отношении нефти сырой, добытой на месторождениях в новых нефтегазовых провинциях с доходностью ниже предельного значения. С 2016 года право на применение таких особых формул (позволяют вывозить нефть по пониженным (нулевым при текущем уровне цен на нефть) ставкам вывозных таможенных пошлин) предоставлено в отношении Восточно-Мессояхского месторождения (общий объем нефти, которая может быть вывезена с применением нулевых ставок вывозных таможенных

пошлин – 28,9 млн т) и Среднеботуобинского месторождения (10,8 млн т), с 2017 года – в отношении Куюмбинского месторождения (29,0 млн т)¹. В декабре 2017 года по результатам мониторинга, проводимого Министерством энергетики РФ в рамках установленного порядка применения особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин, объем нефти, который может быть вывезен с применением нулевых ставок вывозных таможенных пошлин с Восточно-Мессояхского месторождения, был снижен до 21,2 млн т в связи с улучшением инвестиционных показателей освоения данного месторождения.

Согласно Федеральному закону от 19.07.2018 г. № 201-ФЗ «О внесении изменений в статьи 3.1 и 35 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе», при экспорте нефти, которая добыта на участках недр, перешедших на НДД (1,2 группы), с 1 января 2019 года применяется освобождение от уплаты вывозных таможенных пошлин до истечения 7 лет промышленной добычи на соответствующем участке недр.

Федеральным законом № 305-ФЗ «О внесении изменений в статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» внесены следующие изменения в порядок расчета экспортной пошлины на нефть:

1) Ставка экспортной пошлины на нефть рассчитывается как произведение предельной ставки и корректирующего коэффициента, который отражает постепенное снижение ставки экспортной пошлины вплоть до обнуления в 2024 году.

2) Правительство Российской Федерации наделяется правом устанавливать «заградительные» пошлины на нефть сырую (в размере, не превышающем уровень $29,2 + 45\% \times (\text{Цена «Юралс» (долл./т)} - 182,5)$ долл./т) при значительном изменении нефтяных цен и при цене нефти выше 182,5 доллара за тонну. «Заградительные» пошлины применяются в течение шести последовательных календарных месяцев, начиная с календарного месяца, следующего за календарным месяцем, в котором зафиксировано в установленном законом порядке значительное изменение нефтяных цен.

3) На уровне закона зафиксирован перечень месторождений и максимальный накопленный объем нефти, который может быть вывезен с применением особых формул расчета ставки экспортной пошлины². Поименованы в законе и указанные выше Восточно-Мессояхское месторождение (общий объем нефти, которая может быть вывезена с применением «льготной» ставки, увеличен до 32,08 млн т), Среднеботуобинское месторождение (до 32,742 млн т) и Куюмбинское месторождение (до 76,433 млн т).

Пошлина на нефть и нефтепродукты, вывезенные в государства-члены Евразийского экономического союза

Договором о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года, вступившим в силу 1 января 2015 года, на период до вступления в силу международного договора о формировании общих рынков нефти и нефтепродуктов предусмотрено действие двусторонних соглашений, заключенных между государствами-членами союза в области поставок нефти и нефтепродуктов.

В соответствии с данными соглашениями в случае вывоза нефти и нефтепродуктов на территорию государств-членов Евразийского экономического союза экспортные пошлины не уплачиваются. В то же время устанавливаются квоты на беспошлинный вывоз нефти и нефтепродуктов. По соглашениям с Республикой Армения и Киргизской республикой пошлины уплачиваются при поставках сверх установленных квот.

Соглашением между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о торгово-экономическом сотрудничестве в области поставок нефти и нефтепродуктов от 9 декабря 2010 года установлен запрет на вывоз из Российской Федерации в Республику Казахстан нефтепродуктов по определенному перечню.

¹ Восточно-Мессояхское и Куюмбинское месторождения разрабатываются Компанией в рамках проектов СП.

² Для месторождений, перешедших на НДД, с 01.01.2019 вместо применения «льготной» ставки применяется освобождение от уплаты вывозных таможенных пошлин

Протоколом о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о мерах по урегулированию торгово-экономического сотрудничества в области экспорта нефти и нефтепродуктов от 12 января 2007 г. с 1 ноября 2018 года введены квоты на беспошлинный вывоз нефти и нефтепродуктов в Республику Беларусь и запрет на вывоз сверх установленных квот.

Экспортная пошлина на нефтепродукты

Ставка экспортной пошлины на нефтепродукты, за исключением сжиженных углеводородных газов (СУГ), рассчитывается ежемесячно как ставка экспортной пошлины на нефть, умноженная на расчетный коэффициент, зависящий от вида нефтепродукта.

Ставки экспортной пошлины на СУГ рассчитываются по формулам с учетом средней цены на СУГ на границе с Республикой Польша (DAF Брест) в долларах США за тонну, сложившейся за период мониторинга с 15-го числа предыдущего календарного месяца по 14-е число следующего календарного месяца включительно и применяются с 1-го числа календарного месяца, следующего за месяцем окончания периода мониторинга. Ставки экспортных пошлин, рассчитанные на очередной календарный месяц, доводятся через официальные источники информации не позднее чем за четыре дня до дня начала применения указанных ставок.

Предельные ставки экспортных пошлин на нефтепродукты, исчисляемые в процентах от предельной ставки пошлины на нефть сырую, приведены в таблице:

Виды нефтепродуктов	Предельная ставка экспортной пошлины (в % от предельной ставки пошлины на нефть сырую) с 1 января 2017 года
Легкие и средние дистилляты (за исключением прямогонного бензина и товарного бензина), бензол, толуол, ксилолы, масла смазочные, дизельное топливо	30*
Прямогонный бензин (нафта)	55*
Товарный бензин	30*
Мазут, битум нефтяной, прочие отработанные нефтепродукты	100

*В соответствии с Федеральным законом от 19.07.2018 г. № 201-ФЗ Правительству РФ предоставлены полномочия по установлению ставок экспортных пошлин на данные нефтепродукты на период с 01.08.2018 г. до 31.12.2018 г. в размере до 90% от предельной ставки пошлины на нефть сырую.

В 2018-2019 годах для расчета ставок экспортной пошлины на нефтепродукты применяются приведенные в соответствии с данными предельными ставками расчетные коэффициенты, зависящие от вида нефтепродукта.

Федеральным законом № 305-ФЗ «О внесении изменений в статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» Правительство Российской Федерации наряду с правом устанавливать «заградительные» пошлины на нефть сырую (в размере, не превышающем уровень $29,2 + 45\% \times (\text{Цена «Юралс» (долл./т)} - 182,5) \text{ долл./т}$) при значительном изменении нефтяных цен и при цене нефти выше 182,5 доллара за тонну наделено также правом устанавливать «заградительные» пошлины на нефтепродукты.

При применении «заградительной» пошлины на нефть сырую ставки экспортных пошлин на нефтепродукты могут быть установлены Правительством Российской Федерации в размере 60% величины пошлины на нефть.

Приложение 2: EBITDA по сегментам

	<i>За 3 месяца, закончившихся 30 июня 2019</i>				
	РиД	ПКиЛ	Корп. сегмент	Межсегмент	Конс. ОПУ
Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	1 250	2 124	38	(1 277)	2 135
Затраты и расходы	774	2 154	54	(1 289)	1 693
Эффект внутригрупповой себестоимости и прочие	(12)	(42)	(1)	12	(43)
Итого затраты и расходы	762	2 112	53	(1 277)	1 650
Эффект от зачета предоплат	30	–	–	–	30
ЕБИТДА	518	12	(15)	–	515

	<i>За 3 месяца, закончившихся 31 марта 2019</i>				
	РиД	ПКиЛ	Корп. сегмент	Межсегмент	Конс. ОПУ
Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	1 223	2 064	36	(1 246)	2 077
Затраты и расходы	725	2 018	76	(1 243)	1 576
Эффект внутригрупповой себестоимости и прочие	-	(3)	(8)	(3)	(14)
Итого затраты и расходы	725	2 015	68	(1 246)	1 562
Эффект от зачета предоплат	33	–	–	–	33
ЕБИТДА	531	49	(32)	–	548

	<i>За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2019</i>				
	РиД	ПКиЛ	Корп. сегмент	Межсегмент	Конс. ОПУ
Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	2 473	4 188	74	(2 523)	4 212
Затраты и расходы	1 499	4 172	130	(2 532)	3 269
Эффект внутригрупповой себестоимости и прочие	(12)	(45)	(9)	9	(57)
Итого затраты и расходы	1 487	4 127	121	(2 523)	3 212
Эффект от зачета предоплат	63	–	–	–	63
ЕБИТДА	1 049	61	(47)	–	1 063

Приложение 3: Среднемесячные обменные курсы доллара США, рассчитанные на основе данных Банка России

Месяц	2019 год	2018 год
	Руб. / долл. США	
январь	67,35	56,79
февраль	65,86	56,81
март	65,15	57,03
апрель	64,62	60,46
май	64,82	62,21
июнь	64,23	62,71
июль		62,88
август		66,12
сентябрь		67,66
октябрь		65,89
ноябрь		66,24
декабрь		67,31