



**АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ ЗА 3 МЕСЯЦА, ЗАВЕРШИВШИХСЯ 30 ИЮНЯ 2015 и
31 МАРТА 2015 ГОДОВ И ЗА 6 МЕСЯЦЕВ, ЗАВЕРШИВШИХСЯ
30 ИЮНЯ 2015 И 2014 ГОДОВ.**

Данный отчет представляет собой обзор финансового состояния и результатов деятельности ОАО «НК «Роснефть» и должен рассматриваться вместе с финансовой отчетностью Компании и примечаниями к ней за периоды, закончившиеся 30 июня 2015 и 2014 годов, 31 марта 2015 года (далее – **Промежуточная Консолидированная финансовая отчетность**). Термины «Роснефть», компания «Роснефть», «Компания» и «Группа» в различных формах означают ОАО «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 ОАО «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 в баррели применяется коэффициент 7,404. Для пересчета 1000 кубических метров газа в баррели нефтяного эквивалента (барр. н.э.) используется средний коэффициент 6,09. Для пересчета газового конденсата по ЗАО «Роспан Интернешнл» в баррели нефтяного эквивалента используется коэффициент 8,3.

Оглавление

Обзор.....	4
Финансовые и операционные показатели Компании	4
Значимые события во втором квартале 2015 года	6
События после отчетной даты	6
Макроэкономические факторы, влияющие на результаты операционной деятельности	7
Изменение цен на нефть, нефтепродукты и газ	7
Изменение курса доллара США и Евро по отношению к рублю и темпы инфляции	9
Налогообложение	9
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).....	10
Экспортная пошлина на нефть	12
Экспортная пошлина на нефтепродукты	13
Изменения транспортных тарифов трубопроводных и железнодорожных монополий.....	15
Операционные сегменты и межсегментная реализация.....	16
Показатели финансовой деятельности по сегментам за 3 месяца, закончившихся 30 июня и 31 марта 2015 года (консолидированный Отчет о прибылях и убытках).....	18
Показатели финансовой деятельности по сегментам за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2015 года и 30 июня 2014 года (консолидированный Отчет о прибылях и убытках).....	19
Сегмент «Разведка и добыча».....	20
<i>Операционные показатели</i>	20
Добыча нефти и ЖУВ.....	20
Добыча газа	22
<i>Финансовые показатели</i>	23
Доход/(Убыток) от ассоциированных и совместных предприятий.....	23
Операционные затраты сегмента.....	23
Стоимость покупного газа	23
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	23
Налог на добычу полезных ископаемых.....	23
Сегмент «Переработка, коммерция и логистика».....	25
<i>Операционные показатели</i>	25
Производство нефтепродуктов на НПЗ	25
Финансовые показатели	27
Выручка от реализации и доход/(убыток) от совместных и ассоциированных предприятий	27
Операционные затраты сегмента.....	35
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке	36
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку.....	38
Акцизы	40
Экспортные таможенные пошлины	41
Корпоративный сегмент.....	41
<i>Операционные затраты сегмента</i>	42
Отдельные показатели консолидированной финансовой отчетности	42
Затраты и расходы	42
Общехозяйственные и административные расходы.....	42
Износ, истощение и амортизация.....	42
Налоги, за исключением налога на прибыль.....	42

Финансовые доходы и расходы	43
Прочие доходы и расходы	43
(Убыток)/прибыль от курсовых разниц	43
Налог на прибыль	44
Чистая прибыль	44
Ликвидность и капитальные затраты	45
Движение денежных средств	45
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	45
Чистые денежные средства, использованные в /(полученные от) инвестиционной деятельности	46
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	46
Капитальные затраты	47
Долговые обязательства	48
Ключевые консолидированные финансовые показатели деятельности	50
Расчет скорректированного свободного денежного потока	51
Расчет маржи EBITDA	51
Расчет скорректированной маржи EBITDA	51
Расчет маржи чистой прибыли	51
Расчет коэффициента ликвидности	52
Консолидированные финансовые показатели деятельности (в долларах США)	52
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	52
Ключевые финансовые коэффициенты в долларовом эквиваленте	53
Расчет скорректированного свободного денежного потока	53
Расчет маржи EBITDA	53
Расчет маржи чистой прибыли	54
Расчет коэффициента ликвидности	54
Приложение: Среднемесячные обменные курсы доллара США, рассчитанные на основе данных Банка России ..	55

ОБЗОР

ОАО «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.

Роснефть является одной из крупнейших компаний по доказанным запасам углеводородов среди публичных компаний мирового нефтегазового рынка, а также одной из крупнейших компаний по добыче углеводородов.

По состоянию на 31 декабря 2014 года объем доказанных запасов углеводородов Компании по оценке независимого аудитора DeGolyer and MacNaughton составил:

Классификация	Объем доказанных запасов	Коэффициент замещения, %
SEC	34 млрд барр.н.э.	154%
PRMS (1P)*	43 млрд барр.н.э.	174%

* в том числе нефти, конденсата и ЖУВ – 30,8 млрд барр; рыночного газа – 2 018 млрд куб.м.

Во втором квартале 2015 года добыча углеводородов Компании составила в среднем 5,15 млн б.н.э./сут., добыча природного и попутного газа Компании – 15,29 млрд куб. м.

В среднем во втором квартале 2015 года общий объем переработки нефти на собственных нефтеперерабатывающих предприятиях Компании на территории Российской Федерации сохранился и составил 0,21 млн тонн в сутки. Текущая загрузка нефтеперерабатывающих мощностей Компании близка к максимальной с учетом плановых ремонтов. Оставшийся объем добытой нефти направляется, в основном, на экспорт в страны Европы, Азии и СНГ. Роснефти также принадлежит 50%-ная доля в Ruhr Oel GmbH (ROG), где Компания перерабатывает нефть как из собственных, так и из покупных ресурсов. Роснефть также осуществляет процессинг нефти и газа и вторичную переработку нефтепродуктов на заводах вне Группы.

ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОМПАНИИ

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
Финансовые результаты, млрд руб.						
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	1 312	1 288	1,9%	2 600	2 810	(7,5)%
ЕБИТДА	311	265	17,4%	576	593	(2,9)%
Скорректированная ЕБИТДА*	326	286	14,0%	612	593	3,2%
Чистая прибыль ¹	134	56	>100,0%	190	260	(26,9)%
Капитальные затраты	141	128	10,2%	269	237	13,5%
Скорректированный свободный денежный поток**	210	130	61,5%	340	233	45,9%
Чистый долг	2 215	2 529	(12,4)%	2 215	1 525	45,2%
Операционные результаты						
Добыча углеводородов (тыс. барр. н.э. в сутки)	5 149	5 200	(1,0)%	5 175	5 075	2,0%
Добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 126	4 131	(0,1)%	4 129	4 176	(1,1)%
Добыча газа (тыс. барр. н.э. в сутки)	1 023	1 069	(4,3)%	1 046	899	16,4%
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции в РФ (млн т)	20,36	21,03	(3,2)%	41,39	40,67	1,8%
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции вне РФ (млн т)	3,46	2,60	33,1%	6,06	6,30	(3,8)%

* Скорректирована на разницу от курсов валют, применяемых при признании выручки по долгосрочным договорам поставки нефти за второй и первый кварталы 2015 года в сумме 15 млрд руб. и 21 млрд руб. соответственно.

**Скорректирован на суммы операций с торговыми ценными бумагами, а также единовременный эффект на предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти.

Справочно: Финансовые показатели Компании в долларовом эквиваленте*

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нение	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нение
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
Финансовые результаты,						
млрд долл. США						
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	25,2	21,0	20,0%	46,2	80,3	(42,5)%
ЕВITDA	6,3	4,5	40,0%	10,8	16,9	(36,1)%
Чистая прибыль ¹	2,5	1,0	>100,0%	3,5	7,2	(51,4)%
Капитальные затраты	2,7	2,0	35,0%	4,7	6,8	(30,9)%
Скорректированный свободный денежный поток	4,2	2,5	68,0%	6,7	6,7	–
Чистый долг	39,9	43,3	(7,9)%	39,9	45,3	(11,9)%

*Пересчитано с использованием среднемесячного курса ЦБ за соответствующие периоды (Приложение), кроме показателя «Чистый долг»

¹ Управление влиянием курсовых рисков на отчетность в условиях значительной волатильности курса рубля

Начиная с 1 октября 2014 года в соответствии с МСФО 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» Компания применяет учет управления рисками (хеджирования) с целью отражения в финансовой отчетности эффектов экономического хеджирования части экспортной выручки обязательствами, номинированными в долларах США.

Объектом управления рисками является будущая выручка от экспорта, которая, с высокой долей вероятности, ожидается к получению в следующие 5 лет. Инструментом хеджирования являются долговые обязательства Компании в долларах США перед третьими лицами. Номинальные суммы объекта и инструментов хеджирования равны. В той мере, в которой изменение курса влияет на инструмент хеджирования, эффекты подлежат отражению в составе прочих совокупных доходов/(расходов). По мере совершения хеджируемых операций, эффекты по курсовой разнице, временно отраженные в составе капитала, признаются в прибыли и убытке в составе выручки.

Во втором квартале 2015 года курсовые разницы по инструментам хеджирования потоков денежных средств в составе «Прочего совокупного дохода» возникли в сумме 50 млрд руб. По мере совершения хеджируемых операций, эффекты по курсовой разнице, временно отраженные в составе капитала, были признаны в прибыли и убытке в составе выручки в сумме 25 млрд руб. (реклассификация в Прибыли и убытки). За первое полугодие 2015 года общая сумма курсовых разниц по инструментам хеджирования потоков денежных средств, признанных в составе «Прочего совокупного дохода», составила до налогообложения 38 млрд руб., сумма этих курсовых разниц после налогообложения – 30 млрд руб.

Накопленный курсовой убыток/прибыль по инструментам хеджирования находится в прямой зависимости от динамики курса рубля: при ослаблении рубля по отношению к доллару накопленный курсовой убыток растет и, соответственно, негативный эффект на выручку также растет. При укреплении рубля сумма накопленных курсовых убытков по инструментам хеджирования снижается, что ведет к снижению негативного эффекта на выручку.

ЗНАЧИМЫЕ СОБЫТИЯ ВО ВТОРОМ КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА

ОАО «НК «Роснефть» и ВР подписали соглашения в области добычи, геологоразведки и нефтепереработки

В рамках Петербургского международного экономического Форума ОАО «НК «Роснефть» и ВР подписали окончательную договорную документацию в отношении совместного предприятия на основе ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». В рамках Соглашения ОАО «НК «Роснефть» продаст ВР 20% участия в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». Закрытие сделки зависит от выполнения ряда отлагательных условий.

ОАО «НК «Роснефть» и Total S.A. подписали договор купли-продажи 16,67% эффективной доли в НПЗ ПЦК в г. Шведт

ОАО «НК «Роснефть» и Total S.A. в рамках Петербургского международного экономического Форума подписали Соглашение, подтверждающее заключение Договора купли-продажи 16,67% эффективной доли в нефтеперерабатывающем заводе в г. Шведт, Германия (РСК Raffinerie GmbH). Закрытие сделки зависит от выполнения ряда отлагательных условий, в том числе получения необходимых одобрений со стороны государственных органов.

ОАО «НК «Роснефть» и ChemChina подписали контракт о поставке нефти

ОАО «НК «Роснефть» и Китайская национальная химическая корпорация (China National Chemical Corporation, ChemChina) в рамках Петербургского международного экономического форума подписали прямой контракт на поставку нефти в адрес китайской компании. Контракт предусматривает поставку в КНР до 200 тыс. тонн нефти ежемесячно. Договор заключен сроком на 1 год.

ОАО «НК «Роснефть» досрочно погасило два синдицированных кредита бывшей группы ТНК-ВР

В мае 2015 года Компания осуществила досрочное окончательное погашение долгосрочных необеспеченных кредитов от иностранных банков на сумму 0,6 млрд долл. США (30 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на дату оплаты), отраженных в рамках сделки по приобретению ТНК-ВР, с учетом процентов.

СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

Rosneft Brasil (100% принадлежит «Роснефти») приобретает 55% проекта Солимойнс

В июле 2015 года от Национального агентства нефти, природного газа и биотоплива Бразилии было получено одобрение сделки по приобретению Компанией у PetroRio дополнительной доли в размере 55% в концессионном соглашении в отношении разведочных блоков в нефтегазовом бассейне Солимойнс на материковой части Бразилии. Основные условия приобретения были согласованы в мае 2015 года. Завершение сделки ожидается в третьем квартале 2015 года.

«Роснефть» приобретает российскую нефтесервисную компанию у Trican Well Service Ltd.

Общество группы «Роснефть» подписало с дочерним предприятием Trican Well Service Ltd. рамочный договор и сопутствующие соглашения о приобретении обществом группы «Роснефть» 100% долей ООО «Трайкан Велл Сервис», оказывающего в России услуги по использованию высокотехнологичных систем закачки с целью повышения нефтеотдачи пластов при разработке традиционных запасов нефти и газа. Стороны планируют закрыть сделку в соответствии с условиями заключенных соглашений в третьем квартале 2015 года.

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 темпы инфляции;
- налогообложение, в первую очередь изменение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), экспортных пошлин и акцизов;
- изменение тарифов естественных монополий (на трубопроводный и железнодорожный транспорт);
- изменение цен на электроэнергию.

Изменение цен, таможенных пошлин и транспортных тарифов может оказать существенное влияние на выбор Компанией номенклатуры производимой продукции и маршрутов поставок, обеспечивающих максимальный Netback на нефть, добываемую Компанией.

Изменение цен на нефть, нефтепродукты и газ

Мировые цены на нефть подвержены серьезным колебаниям, которые обусловлены соотношением спроса и предложения на мировом рынке нефти, политической ситуацией в основных нефтедобывающих регионах мира и прочими факторами. Сырая нефть Роснефти, поступающая на экспорт, смешивается в системе нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» с нефтью разного качества от других производителей. Торговля образующейся смесью «Юралс» ведется со скидкой к маркерному сорту «Брент». На нефть, экспортируемую по нефтепроводу «Восточная Сибирь – Тихий Океан» («ВСТО»), устанавливается специальная цена, которая привязана к котировке цены маркерного сорта нефти «Дубай».

Мировые и внутренние рыночные цены на нефтепродукты, в первую очередь, обусловлены уровнем мировых цен на нефть, соотношением спроса и предложения на рынке нефтепродуктов и уровнем конкуренции на различных рынках. Динамика цен на разные нефтепродукты различна.

В представленной таблице приведены средние цены на сырую нефть и нефтепродукты в России и в мире за анализируемые периоды в долларах США и рублях. Цены, номинированные в долларах США, переведены в рубли по среднему курсу доллара США за соответствующие периоды.

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение</i>	<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>		<i>Изменение</i>
	30 июня 2015	31 марта 2015		%	30 июня 2015	
Мировой рынок	долл. США за баррель			долл. США за баррель		
Нефть «Brent»	61,9	53,8	15,1%	57,9	108,9	(46,8)%
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE)	61,8	52,8	17,0%	57,3	107,1	(46,5)%
Нефть «Urals» (FOB Приморск)	58,8	50,5	16,5%	54,7	105,6	(48,3)%
Нефть «Urals» (FOB Новороссийск)	60,0	51,6	16,4%	55,8	106,4	(47,5)%
Нефть «Дубай»	61,3	51,8	18,4%	56,6	105,3	(46,3)%
	долл. США за тонну			долл. США за тонну		
Naphtha (ср. FOB/CIF Med)	516	443	16,4%	480	908	(47,2)%
Naphtha (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	536	465	15,4%	501	925	(45,8)%
Naphtha (CFR Japan)	564	493	14,4%	528	943	(44,0)%
Fuel oil (ср. FOB/CIF Med)	329	281	16,9%	305	580	(47,4)%
Fuel oil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	320	272	17,7%	296	572	(48,2)%
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	367	317	15,8%	342	608	(43,7)%
Gasoil (ср. FOB/CIF Med)	571	508	12,5%	540	907	(40,5)%
Gasoil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	573	516	11,1%	545	911	(40,2)%
Gasoil (FOB Singapore)	552	501	10,3%	526	904	(41,5)%
	тыс. руб. за баррель			тыс. руб. за баррель		
Нефть «Brent»	3,26	3,35	(2,6)%	3,32	3,81	(12,8)%
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE)	3,25	3,28	(1,0)%	3,29	3,75	(12,2)%
Нефть «Urals» (FOB Приморск)	3,10	3,14	(1,4)%	3,14	3,69	(15,1)%
Нефть «Urals» (FOB Новороссийск)	3,16	3,21	(1,5)%	3,20	3,72	(13,9)%
Нефть «Дубай»	3,23	3,22	0,3%	3,25	3,68	(11,8)%
	тыс. руб. за тонну			тыс. руб. за тонну		
Naphtha (ср. FOB/CIF Med)	27,2	27,6	(1,5)%	27,5	31,8	(13,3)%
Naphtha (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	28,2	28,9	(2,3)%	28,7	32,3	(11,1)%
Naphtha (CFR Japan)	29,7	30,6	(3,2)%	30,3	33,0	(8,1)%
Fuel oil (ср. FOB/CIF Med)	17,3	17,5	(1,0)%	17,5	20,3	(13,7)%
Fuel oil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	16,9	16,9	(0,4)%	17,0	20,0	(15,0)%
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	19,3	19,7	(2,0)%	19,6	21,3	(7,6)%
Gasoil (ср. FOB/CIF Med)	30,1	31,6	(4,8)%	31,0	31,7	(2,3)%
Gasoil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	30,2	32,1	(6,0)%	31,3	31,9	(1,9)%
Gasoil (FOB Singapore)	29,1	31,1	(6,6)%	30,2	31,6	(4,1)%
Российский рынок (цена с акцизами, без НДС)	тыс. руб. за тонну			тыс. руб. за тонну		
Нефть	13,7	12,9	6,2%	13,3	11,9	11,2%
Мазут	8,2	7,6	8,5%	7,9	9,1	(13,4)%
Дизельное топливо (летнее)	28,7	26,7	7,6%	27,7	26,6	4,0%
Дизельное топливо (зимнее)	29,8	28,3	5,3%	29,1	28,3	2,9%
Авиакеросин	26,5	24,5	7,9%	25,5	24,5	4,1%
Высокооктановый бензин	30,6	28,2	8,2%	29,4	29,3	0,3%
Низкооктановый бензин	27,2	26,4	3,1%	26,8	26,6	0,6%

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 15,3% во втором квартале 2015 года по сравнению с первым кварталом 2015 года, а также с номинальным ослаблением рубля к доллару США на 64,1% в первом полугодии 2015 года по сравнению с первым полугодием 2014 года.

Ориентиром внутренних оптовых цен на газ являются регулируемые государством цены, по которым реализует газ Группа «Газпром». Несмотря на то, что уровень регулируемых цен на газ в России повышается, и данная тенденция, по всей вероятности, сохранится в будущем, в настоящее время цены существенно ниже уровня, обеспечивающего равную доходность поставок на внутренний рынок и за рубеж.

Регулируемая цена оказывала и, вероятно, будет оказывать влияние на процесс ценообразования для газа, реализуемого Компанией. Средняя цена на газ (без НДС), реализуемый Роснефтью, составляла 3,06 тыс. руб./тыс. куб. м и 3,18 тыс. руб./тыс. куб. м во втором и в первом кварталах 2015 года, соответственно, а также 3,12 тыс. руб./тыс. куб. м и 2,98 тыс. руб./тыс. куб. м в первом полугодии 2015 и 2014 годов, соответственно.

Изменение курса доллара США и Евро по отношению к рублю и 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. Обесценение рубля в реальном выражении оказывает позитивное влияние на операционную прибыль Компании, в то время как укрепление рубля приводит к противоположному эффекту.

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

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
Рублевая инфляция (ИПЦ)*	1,1%	7,4%	8,5%	4,8%
Средний курс доллара США (руб./долл.) за период**	52,65	62,19	57,40	34,98
Курс доллара США на конец периода (руб./долл.)	55,52	58,46	55,52	33,63
Средний курс евро (руб./евро) за период	58,24	70,43	64,31	47,99
Курс евро на конец периода (руб./евро)	61,52	63,37	61,52	45,83

Источник: Центральный банк Российской Федерации.

* Рублевая инфляция в годовом выражении за первое полугодие 2015 и 2014 года составила 15,1% и 7,7% соответственно.

** См. динамику среднемесячных курсов в Приложении.

Налогообложение

В таблице приведена информация по ставкам налогов и таможенных пошлин, относящихся к нефтегазовой промышленности в России:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение %	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение %
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
НДПИ*						
Нефть (руб. за тонну)	7 071	6 834	3,5%	6 954	6 107	13,9%
Экспортная пошлина на нефть						
Нефть (долл. за тонну)	130,4	130,2	0,2%	130,3	386,6	(66,3)%
Нефть (руб. за тонну)	6 867	8 097	(15,2)%	7 479	13 525	(44,7)%
Нефть (руб. за баррель)	927	1 094	(15,3)%	1 010	1 837	(45,0)%
Экспортная пошлина на нефтепродукты						
Бензин (руб. за тонну)	5 354	6 313	(15,2)%	5 831	12 171	(52,1)%
Нафта (руб. за тонну)	5 834	6 879	(15,2)%	6 354	12 171	(47,8)%
Легкие и средние дистилляты (руб. за тонну)	3 294	3 881	(15,1)%	3 586	8 925	(59,8)%
Дизельное топливо (руб. за тонну)	3 294	3 881	(15,1)%	3 586	8 698	(58,8)%
Жидкое топливо (топочный мазут) (руб. за тонну)	5 217	6 152	(15,2)%	5 682	8 925	(36,3)%

* Начиная с 01.07.2014 НДПИ на газ и газовый конденсат рассчитывается по каждому месторождению отдельно в зависимости от степени сложности добычи.

В соответствии с Федеральным законом № 366-ФЗ «О внесении изменений во вторую часть Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 24 ноября 2014 года поэтапно за 3 года сокращаются вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты с одновременным увеличением ставки НДПИ на нефть и газовый конденсат.

В соответствии с налоговым законодательством ставки акцизов на нефтепродукты дифференцированы с учетом требований, предъявляемых к качеству топлива:

Акцизы	2015	2016	С 1 января 2017
Высокооктановый бензин (руб. за тонну)			
Высокооктановый бензин (руб. за тонну), не соответ. классам 3, 4, 5	7 300	7 530	5 830
Высокооктановый бензин (руб. за тонну), соответ. классу 3	7 300	7 530	5 830
Высокооктановый бензин (руб. за тонну), соответ. классу 4	7 300	7 530	5 830
Высокооктановый бензин (руб. за тонну), соответ. классу 5	5 530	7 530	5 830
Нафта (руб. за тонну)	11 300	10 500	9 700
Дизель (руб. за тонну)	3 450	4 150	3 950
Масла (руб. за тонну)	6 500	6 000	5 400
Бензол, параксилол, ортоксилол (руб. за тонну)	2 300	3 000	2 800

С 1 января 2015 года установлены нововведения в отношении применения собственниками сырья вычетов акцизов с повышенным коэффициентом (от 1,37 до 3,4 в зависимости от вида подакцизного товара и года вычета). Такие вычеты возможны только по произведенной продукции нефтехимии из прямогонного бензина и бензола, параксилола и ортоксилола. В первом полугодии 2015 года Компания реализовала свое право на получение повышенного вычета по акцизу, в связи с чем Компания получила положительный эффект в размере 0,6 млрд руб.

Роснефть выплачивает значительную часть налогов и экспортных таможенных пошлин по отношению к выручке, как следует из таблицы:

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
Итого выручка	1 312	1 288	2 600	2 810
Итого налоги и пошлины*	601	616	1 217	1 525
Эффективная налоговая нагрузка, %	45,8%	47,8%	46,8%	54,3%

* Включает экспортные таможенные пошлины, НДС, акцизы, налог на прибыль и прочие налоги.

На платежи по НДС и экспортным пошлинам приходилось около 39,7% и 42,9% от объема выручки за второй и первый кварталы 2015 года, соответственно, а также около 41,2% и 48,2% за первое полугодие 2015 и 2014 годов, соответственно.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Ставка НДС рассчитывается исходя из мировых цен на нефть «Юралс» в долларах США за баррель нефти и устанавливается в российских рублях ежемесячно исходя из среднего за месяц значения курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным Банком Российской Федерации («ЦБ РФ»).

Ставка НДС по нефти начиная с **1 января 2015 года** рассчитывается путем умножения налоговой ставки в размере **766 руб.** (в **2016 году – 857 руб.**, в **2017 году – 919 руб.**) на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, равный $(Ц - 15) \times K / 261$, где «Ц» – средняя цена нефти марки «Юралс» за баррель, «К» – средний курс рубля к доллару США, установленный ЦБ РФ за соответствующий месяц и уменьшения полученного произведения на показатель, характеризующий особенности добычи нефти, «Дм». Показатель «Дм» рассчитывается на основе базовой ставки (с **1 января по 31 декабря 2015 года – 530 руб.**, с **2016 года – 559 руб.**) и коэффициентов, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр, конкретной залежи углеводородного сырья, величину запасов конкретного участка недр, степень сложности добычи, регион добычи и свойства нефти.

В 2015 году Компания применяет льготные ставки НДС для определенных месторождений:

Льготы по НДС в 2015 году	Применимость к Компании
Пониженные ставки Нулевая ставка Уменьшение ставки НДС на показатель, характеризующий особенности добычи нефти («Дм»)	Из залежей с проницаемостью менее 2×10^{-3} мкм ² и нефти тюменской свиты. Для месторождений баженовской, абалакской, хадумской, доманиковой свит. Для месторождений, 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 месторождений компании с выработанностью запасов более 80%. Для месторождений компании с величиной начальных извлекаемых запасов менее 5 млн тонн. Для месторождений, содержащих сверхвязкую нефть более 200 мПа × с и менее 10 000 мПа × с (в пластовых условиях). Соглашение о разделе продукции по проекту Сахалин-1.
Специальный налоговый режим, не предусматривающий уплату НДС	

С принятием в Российской Федерации закона от 30 сентября 2013 года № 268-ФЗ «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации» законодательно оформлен новый налоговый режим для шельфовых проектов в Российской Федерации. Данный режим предусматривает разделение участков шельфа на четыре категории сложности и устанавливает для каждой категории ставку НДС в размере от 5% до 30% от цены углеводородного сырья (по природному газу проектов 3 и 4 групп сложности – 1,3% и 1,0% соответственно).

Изменение порядка определения ставки НДС для природного газа и газового конденсата

С 1 июля 2014 года введены формулы для расчета ставок НДС в отношении природного газа и газового конденсата.

Согласно Налоговому кодексу Российской Федерации базовая ставка НДС для природного газа устанавливается в размере 35 рублей за 1000 куб. м, для газового конденсата – в размере 42 рубля за тонну. Данные ставки умножаются на значение единицы условного топлива и на понижающий коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа и (или) газового конденсата.

Начиная со второго полугодия 2014 года понижающий коэффициент применяется:

- для лицензионных участков с определенными характеристиками глубины залегания углеводородного сырья в размере 0,5 для Роспана и Русско-Реченского месторождения, в размере 0,64 по части залежей Кынско-Часельского месторождения и ряда лицензионных участков Сибнефтегаза;
- в размере 0,1 для запасов газа участков, расположенных полностью или частично на территории Иркутской области, Красноярского края, Дальневосточного федерального округа либо Охотского моря;
- в размере 0,21 для туронских залежей Харампурского месторождения;
- в размере от 0,5 до 1 для месторождений со степенью выработанности запасов более 70%.

Во втором и первом квартале 2015 года средняя фактическая ставка НДС на природный газ по Компании составила 510 руб. за тыс. куб. м и 498 руб. за тыс. куб. м, соответственно. До июля 2014 года ставка НДС на природный газ была фиксированной и составляла 471 руб. за тыс. куб. м.

Ставка НДС газовый конденсат

По ряду месторождений к объемам газового конденсата применяется ставка НДС на нефть, поскольку подготовка газового конденсата происходит совместно с нефтью. В случае отдельной подготовки газового конденсата применяется ставка НДС на газовый конденсат.

Значительный объем конденсата, облагаемого по ставке НДС для газового конденсата, добывается на месторождениях Роспана, для которого ставка НДС во втором и в первом квартале 2015 года составила 2 411 руб. и 2 273 руб.* за тонну, соответственно, и до 1 июля 2014 года составляла 647 руб. за тонну.

* С 1 января по 31 декабря 2015 года включительно для расчета ставки НДС на газовый конденсат применяется корректирующий повышающий коэффициент 4,4; с 1 января по 31 декабря 2016 года включительно – 5,5; на период с 1 января 2017 года – 6,5.

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./тонна)	Экспортная пошлина (долл./тонна)
До 109,5 (включительно) (15 долл. США/баррель)	Пошлина не взимается
Свыше 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
Свыше 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 42% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за тонну и 182,5 доллара США за тонну (в период до 31 декабря 2015 года включительно) 29,2 доллара США за тонну плюс 36% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за тонну и 182,5 доллара США за тонну (в период с 1 января до 31 декабря 2016 года) 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 (в период с 1 января 2017 года)

Коэффициент, определяющий предельный уровень ставки экспортной пошлины на сырую нефть, снижается с января 2015 года до 42%, с января 2016 года до 36% и с января 2017 года до 30%.

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 полное освобождение от экспортной пошлины углеводородов, добываемых на морских месторождениях, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на которых приходится на период с 1 января 2016 года. Такое освобождение предоставляется на различные сроки в зависимости от категории сложности проекта освоения месторождения.

В соответствии со ст. 3.1 Закона Российской Федерации от 21 мая 1993 года № 5003-1 «О таможенном тарифе» Правительство Российской Федерации вправе устанавливать особые формулы расчета ставок экспортных пошлин на сырую нефть:

- сверхвязкой нефти с вязкостью в пластовых условиях не менее 10 000 миллипаскаль-секунд – на срок 10 лет с момента начала применения пониженной ставки экспортной пошлины, но не позднее 1 января 2023 года. Порядок расчета предельной ставки пошлины для такой нефти приводится в таблице:

Предельная ставка экспортной пошлины для сверхвязкой нефти (долларов США за тонну)

10% от суммы 29,2 доллара США за тонну и 57 % от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за 1 тонну и 182,5 доллара США (в период до 31 декабря 2015 года включительно).

10% от суммы 29,2 доллара США за тонну и 55 % от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за 1 тонну и 182,5 доллара США (в период с 1 января 2016 года).

При отрицательном значении предельной ставки пошлины, получаемом при расчете, ставка принимается равной 0 (пошлина не взимается).

- нефти сырой с особыми физико-химическими характеристиками, добытой на месторождениях, расположенных на участках недр, находящихся полностью или частично:

- в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, Ненецкого автономного округа, севернее 65 градуса северной широты полностью или частично в границах Ямало-Ненецкого автономного округа;
- в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря;
- в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации;
- в пределах дна территориального моря Российской Федерации;
- в пределах континентального шельфа Российской Федерации.

Порядок расчета предельной ставки пошлины для такой нефти приводится в таблице:

Предельная ставка экспортной пошлины для нефти с особыми физико-химическими характеристиками, добытой на отдельных месторождениях (долларов США за тонну)

42% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за 1 тонну и 182,5 доллара США за вычетом 14% от средней цены «Юралс» в долларах США за 1 тонну и 56,57 долларов США (в период до 31 декабря 2015 года включительно)

36% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за 1 тонну и 182,5 доллара США за вычетом 14% от средней цены «Юралс» в долларах США за 1 тонну и 56,57 долларов США (в период с 1 января до 31 декабря 2016 года включительно)

30% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах США за 1 тонну и 182,5 доллара США за вычетом 14% от средней цены «Юралс» в долларах США за 1 тонну и 56,57 долларов США (в период с 1 января 2017 года)

При отрицательном значении предельной ставки пошлины, получаемом при расчете, ставка принимается равной 0 (пошлина не взимается).

Пошлина на вывоз нефти и нефтепродуктов 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 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. В отношении 2015 года режим налогообложения экспорта нефти в страны СНГ не изменился.

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 определенного перечня «темных» нефтепродуктов.

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 отчетного 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.

С 1 января 2014 года применялись расчетные коэффициенты, при которых ставка экспортной пошлины на светлые и темные нефтепродукты составляла 66% от ставки экспортной пошлины на нефть, на дизельное топливо – 65% от ставки экспортной пошлины на нефть, на прямогонные и товарные бензины – 90% от ставки экспортной пошлины на нефть.

Федеральным законом от 24 ноября 2014 года № 366-ФЗ с 1 января 2015 года установлены предельные ставки экспортных пошлин на нефтепродукты, исчисляемые в процентах от предельной ставки пошлины на нефть сырую, которые приведены в таблице:

Виды нефтепродуктов	Предельная ставка экспортной пошлины (в % от предельной ставки пошлины на нефть сырую) в период		
	с 1 января по 31 декабря 2015 года включительно	с 1 января по 31 декабря 2016 года включительно	с 1 января 2017 года
Легкие и средние дистилляты (за исключением прямогонного бензина и товарного бензина), бензол, толуол, ксилолы, масла смазочные, дизельное топливо	48	40	30
Прямогонный бензин (нафта)	85	71	55
Товарный бензин	78	61	30
Мазут, битум нефтяной, прочие отработанные нефтепродукты	76	82	100

С 1 января 2015 года для расчета ставок экспортной пошлины на нефтепродукты применяются приведенные в соответствии с данными предельными ставками расчетные коэффициенты, зависящие от вида нефтепродукта.

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 ОАО «АК «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.

Федеральная служба по тарифам («ФСТ») является федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным осуществлять правовое регулирование в сфере государственного регулирования цен (тарифов) на товары (услуги) субъектов естественных монополий. ФСТ устанавливает величину базового тарифа Транснефти на территории Российской Федерации по транспортировке сырой нефти и нефтепродуктов через магистральные трубопроводы, которая включает в себя тарифы по перекачке, перевалке, сливу/наливу, приему/сдаче нефти и диспетчеризации в системе магистральных нефтепроводов и др. Индексация тарифов для железнодорожных перевозок также проводится ФСТ России. Тариф устанавливается в российских рублях и не привязан к валютному курсу.

ФСТ устанавливает тарифы для каждого отдельного направления трубопроводной сети в зависимости от длины указанных участков, направления транспортировки и прочих факторов; альтернативно, тарифы могут устанавливаться для всего маршрута транспортировки по трубопроводной сети. Тарифы для железнодорожной перевозки зависят от вида груза и расстояния транспортировки.

ФСТ устанавливает также величину тарифов на транспортировку газа по магистральным трубопроводам. Тариф является двухставочным. Первая ставка устанавливается для пары «точка входа – точка выхода» и зависит от расстояния между данными точками. Вторая ставка зависит от товаротранспортной работы, проделанной ОАО «Газпром» при транспортировке газа, и зависит от фактического расстояния, пройденного газом при транспортировке. Тариф устанавливается в российских рублях и не привязан напрямую к валютному курсу.

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации «О некоторых вопросах государственного управления и контроля в сфере антимонопольного и тарифного регулирования» № 373 от 21 июля 2015 года функции ФСТ переданы Федеральной антимонопольной службе (ФАС).

Последние изменения тарифов Транснефти

Нефтепродукты

С 1 июня 2015 года тарифы Транснефти на транспортировку нефтепродуктов в экспортных направлениях (преимущественно Приморск) были увеличены, изменения тарифов на прокачку топлива внутри страны носили разнонаправленный характер, но в целом имели тенденцию к снижению.

С 1 февраля 2015 года тарифы Транснефти на транспортировку нефтепродуктов были проиндексированы на 10%.

Нефть

С 1 февраля 2015 года тарифы на транзит по территории Белоруссии были проиндексированы на 9,7%.

С 1 января 2015 года индексация ставок тарифов на услуги Транснефти на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам составила 6,5%, а при поставках нефти в восточном направлении с использованием трубопроводной системы ВСТО – 7,5% к уровню 2014 года. С 1 января 2015 года введен сетевой тариф на транспортировку нефти с месторождений Западной Сибири до экспортных портов Приморск и Усть-Луга.

Последние изменения железнодорожных тарифов

С 29 января 2015 года введен в действие повышающий коэффициент 1,134 на экспортные перевозки через сухопутные погранпереходы БГС и газового конденсата, на экспортные перевозки (груженный рейс) дизельного топлива, а также на экспортные перевозки нефтепродуктов (кроме дизтоплива) через портовые станции Калининградской железной дороги.

С 1 января 2015 года прекращено действие повышающего коэффициента 1,125 на железнодорожные тарифы на перевозку дизельного топлива.

С 1 января 2015 года индексация ставок тарифов, сборов и платы за перевозку грузов и услуги по использованию инфраструктуры при перевозках, выполняемых ОАО «РЖД», составила 10%.

В таблице ниже указаны средние тарифные ставки в рублях, действующие на основных направлениях транспортировки Компании в 2015 году без учета перевалки:

	За 3 месяца, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015
	тыс. руб./т	
НЕФТЬ		
Транспортировка на внутреннем рынке		
Трубопроводный транспорт		
Оренбургнефть (Покровка) – Новокуйбышевский НПЗ	0,13	0,14
РН-Няганьнефтегаз (Красноленинск) – Туапсинский НПЗ	1,54	1,54
Самотлорнефтегаз – Ангарская НХК	1,52	1,52
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Рязанская НПК	1,23	1,23
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Сызранский НПЗ	0,91	0,91
Экспорт		
Трубопроводный транспорт		
Ванкорнефть (Пурпе) – Китай	2,35	2,35
Верхнечонскнефтегаз (Талакан) – Козьмино	2,24	2,24
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Германия	1,74	1,73
Уватнефтегаз (Демьянское) – Китай через Казахстан	1,29	1,40
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Порт Приморск/ Порт Усть-Луга	1,70	1,70
Юганскнефтегаз (Южный Балык) – Польша	1,72	1,71
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Порт Новороссийск	1,72	1,72
НЕФТЕПРОДУКТЫ (Экспорт)		
Железнодорожный транспорт		
Дизельное топливо		
Ангарская НХК – Порт Находка	5,46	5,27
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	2,14	2,07
Саратовский НПЗ – Порт Новороссийск	2,01	1,95
Мазут		
НПЗ Самарской группы – Порт Новороссийск	2,43	2,43
Ачинский НПЗ – Порт Тамань	5,82	5,82
Рязанская НПК – Порт Усть-Луга	2,05	2,05
ЯНОС – Порт Усть-Луга	1,67	1,67
Нафта		
НПЗ Самарской группы – Порт Туапсе	2,57	2,57
Ачинский НПЗ – Порт Архангельск	5,14	5,14
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	2,08	2,08
Нижневартовское НПО – Порт Туапсе	3,19	3,19

Источник: Транснефть, РЖД, НК Роснефть.

Роснефть владеет транспортными мощностями и мощностями по перевалке. Это позволяет оптимизировать логистику Компании, а также обеспечить в ряде случаев гарантированный доступ к оптимально эффективным каналам экспорта. Данные мощности включают экспортные терминалы в Архангельске, Де-Кастри, Туапсе и Находке, трубопроводы «Оха – Комсомольск-на-Амуре», «Ванкор – Пурпе» и Каспийский Трубопроводный Консорциум («КТК»). В КТК Роснефть участвует через совместное предприятие «Роснефть Шелл Каспиэн Венчурс Лтд» (Кипр), которому принадлежит 7,5% акций КТК. Доля участия Роснефти в данном совместном предприятии («СП») – 51%.

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 Алжире, Гудаутском районе в территориальных водах Абхазии, ОАЭ, Канаде, Бразилии, Вьетнаме, Венесуэле и США, а также осуществляет переработку на НПЗ в Германии и Белоруссии.

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 общества группы, оказывающие услуги нефтесервиса;
- *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 прочую деятельность.

Межсегментная реализация

Два основных операционных сегмента Роснефти являются взаимозависимыми: основная часть выручки одного основного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, предприятия сегмента «Разведка и добыча» оказывают операторские услуги по добыче нефти сегменту «Переработка, коммерция и логистика», который реализует часть нефти на внутреннем рынке или за пределами России, а оставшуюся часть направляет для переработки на собственные нефтеперерабатывающие активы или нефтеперерабатывающие предприятия зависимых и третьих лиц. Полученные нефтепродукты реализуются Компанией оптом за рубежом или на внутреннем рынке, а также поставляются сбытовым дочерним предприятиям Компании для последующей оптовой и розничной реализации в России.

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» цена сегмента «Разведка и добыча» (закупочные цены сегмента «Переработка, коммерция и логистика») пересчитывается с использованием экспортных рыночных цен за минусом транспортных затрат, экспортной пошлины, расходов на продажу и прочих расходов, относящихся к реализации. В итоге сегменты используют цену, установленную на узле сбора нефти (точка реализации), в котором сегмент «Разведка и добыча» передает нефть сегменту «Переработка, коммерция и логистика».

**ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО СЕГМЕНТАМ ЗА 3 МЕСЯЦА,
ЗАКОНЧИВШИХСЯ 30 ИЮНЯ И 31 МАРТА 2015 ГОДА
(КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ)**

в млрд руб.

	Разведка и добыча		Переработка, коммерция и логистика		Корпоративный сегмент		ИТОГО	
	За 3 месяца, закончившихся							
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	31 марта 2015
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий								
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	–	–	1 289	1 267	–	–	1 289	1 267
Вспомогательные услуги и прочая реализация	–	–	–	–	18	19	18	19
Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1	3	4	(1)	–	–	5	2
<i>Межсегментная реализация*</i>	675	615	–	–	–	–	–	–
Итого выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	676	618	1 293	1 266	18	19	1 312	1 288
Затраты и расходы								
Производственные и операционные расходы	69	68	51	48	9	10	129	126
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	3	6	135	117	–	–	138	123
<i>Межсегментная реализация*</i>	–	–	675	615	–	–	–	–
Общехозяйственные и административные расходы	7	7	5	5	20	15	32	27
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	5	7	125	137	–	–	130	144
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	5	2	–	–	–	–	5	2
Износ, истощение и амортизация	99	98	21	21	3	2	123	121
Налоги, кроме налога на прибыль	315	298	30	36	4	4	349	338
Экспортная пошлина	–	–	218	263	–	–	218	263
Итого затраты и расходы	503	486	1 260	1 242	36	31	1 124	1 144
Операционная прибыль	173	132	33	24	(18)	(12)	188	144
Финансовые доходы	–	–	–	–	12	15	12	15
Финансовые расходы	–	–	–	–	(38)	(103)	(38)	(103)
Прочие доходы	–	–	–	–	28	9	28	9
Прочие расходы	–	–	–	–	(17)	(11)	(17)	(11)
Курсовые разницы	–	–	–	–	(5)	17	(5)	17
Прибыль до налогообложения	173	132	33	24	(38)	(85)	168	71
Налог на прибыль	(35)	(26)	(6)	(5)	7	16	(34)	(15)
Чистая прибыль	138	106	27	19	(31)	(69)	134	56
ЕВИТДА	272	230	54	45	(15)	(10)	311	265

*пересмотренные данные за первый квартал 2015 года

**ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО СЕГМЕНТАМ ЗА 6 МЕСЯЦЕВ,
ЗАКОНЧИВШИХСЯ 30 ИЮНЯ 2015 ГОДА И 30 ИЮНЯ 2014 ГОДА
(КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ)**

в млрд руб.

	Разведка и добыча		Переработка, коммерция и логистика		Корпоративный сегмент		ИТОГО	
	За 6 месяцев, закончившихся							
	30 июня 2015	30 июня 2014*	30 июня 2015	30 июня 2014*	30 июня 2015	30 июня 2014	30 июня 2015	30 июня 2014
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий								
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	–	–	2 556	2 772	–	–	2 556	2 772
Вспомогательные услуги и прочая реализация	–	–	–	–	37	34	37	34
Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	4	6	3	(2)	–	–	7	4
<i>Межсегментная реализация</i>	<i>1 290</i>	<i>1 167</i>	–	–	–	–	–	–
Итого выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 294	1 173	2 559	2 770	37	34	2 600	2 810
Затраты и расходы								
Производственные и операционные расходы	137	117	99	83	19	16	255	216
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	9	8	252	234	–	–	261	242
<i>Межсегментная реализация</i>	–	–	<i>1 290</i>	<i>1 167</i>	–	–	–	–
Общехозяйственные и административные расходы	14	15	10	9	35	30	59	54
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	12	9	262	226	–	–	274	235
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	7	9	–	–	–	–	7	9
Износ, истощение и амортизация	197	175	42	32	5	7	244	214
Налоги, кроме налога на прибыль	613	528	66	81	8	7	687	616
Экспортная пошлина	–	–	481	845	–	–	481	845
Итого затраты и расходы	989	861	2 502	2 677	67	60	2 268	2 431
Операционная прибыль	305	312	57	93	(30)	(26)	332	379
Финансовые доходы	–	–	–	–	27	12	27	12
Финансовые расходы	–	–	–	–	(141)	(51)	(141)	(51)
Прочие доходы	–	–	–	–	37	62	37	62
Прочие расходы	–	–	–	–	(28)	(23)	(28)	(23)
Курсовые разницы	–	–	–	–	12	(55)	12	(55)
Прибыль до налогообложения	305	312	57	93	(123)	(81)	239	324
Налог на прибыль	(61)	(61)	(11)	(20)	23	17	(49)	(64)
Чистая прибыль	244	251	46	73	(100)	(64)	190	260
ЕВТДА	502	487	99	125	(25)	(19)	576	593

*пересмотренные данные за первое полугодие 2014 года

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. Сегмент включает выручку, сформированную в результате передачи нефти, газа и ЖУВ сегменту «Переработка, коммерция и логистика» для последующей реализации третьей стороне, и все операционные затраты, связанные с добычей и разведкой.

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
<u>Операционные результаты</u>						
Добыча углеводородов (тыс. барр. н.э. в сутки)	5 149	5 200	(1,0)%	5 175	5 075	2,0%
Добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 126	4 131	(0,1)%	4 129	4 176	(1,1)%
Добыча газа (тыс. барр. н.э. в сутки)	1 023	1 069	(4,3)%	1 046	899	16,4%
Добыча углеводородов ¹ (млн барр. н.э.)	434,8	432,4	0,6%	867,2	849,1	2,1%
<u>Финансовые результаты, млрд руб.</u>						
ЕВИТДА	272	230	18,3%	502	487	3,1%
Капитальные затраты ²	110	96	14,6%	206	163	26,4%
Операционные затраты сегмента ³	68,5	68,0	0,7%	136,5	117,1	16,6%
<u>Удельные показатели на барр. н.э.</u>						
ЕВИТДА, руб./барр. н.э.	626	532	17,7%	579	574	0,9%
Капитальные затраты, руб./барр. н.э.	253	222	14,0%	238	192	24,0%
Операционные затраты, руб./барр. н.э.	158	157	0,6%	157	138	13,8%
Операционные затраты, долл. США/барр. н.э. ⁴	3,0	2,5	20,0%	2,8	3,9	(28,2)%

¹ Исключая ассоциированные и совместные предприятия

² См. раздел «Капитальные затраты»

³ Операционные затраты без учета единовременного уточнения оценочных резервов в размере 0,4 млрд руб. по итогам второго квартала 2015 года и 0,2 млрд руб. по итогам первого квартала 2015 года

⁴ Рассчитано с использованием ежемесячных курсов доллара США Банка России за отчетные периоды (приложение)

Операционные показатели

Добыча нефти и ЖУВ

Роснефть осуществляет добычу нефти на основных добывающих предприятиях в Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печоре, Центральной России, южной части Европейской части России и на Дальнем Востоке. Компания также владеет 20% долей в проекте Сахалин-1 и 50% долей в ОАО «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: Удмуртнефть – 49,54%, Полярное Сияние – 50,0% и Славнефть – 49,94%. Компания также участвует в международных проектах во Вьетнаме, Венесуэле и Канаде.

В таблице ниже представлены объемы добычи нефти и ЖУВ Компании:

	За 3 месяца, закончившихся			Изменение	За 6 месяцев, закончившихся		
	30 июня	31 марта	%		30 июня	30 июня	%
	2015	2015			2015	2014	
	млн баррелей			млн баррелей			
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	115,3	114,8	0,4%	230,1	238,2	(3,4)%	
Ванкорнефть (Восточная Сибирь)	40,7	40,2	1,2%	80,9	80,8	0,1%	
Самотлорнефтегаз (Западная Сибирь)	38,7	39,0	(0,8)%	77,7	81,5	(4,7)%	
Оренбургнефть (Центральная Россия)	33,7	33,9	(0,6)%	67,6	73,0	(7,4)%	
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	22,2	21,5	3,3%	43,7	41,9	4,3%	
РН-Уватнефтегаз (Западная Сибирь)	20,8	18,9	10,1%	39,7	36,2	9,7%	
Верхнечонскнефтегаз (Восточная Сибирь)	15,9	15,9	–	31,8	29,5	7,8%	
Варьеганнефтегаз (Западная Сибирь)	11,8	11,5	2,6%	23,3	25,1	(7,2)%	
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	11,3	11,2	0,9%	22,5	23,4	(3,8)%	
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	10,3	10,2	1,0%	20,5	22,4	(8,5)%	
Томскнефть (Западная Сибирь)	9,1	9,2	(1,1)%	18,3	18,0	1,7%	
Северная нефть (Тимано-Печора)	5,0	5,1	(2,0)%	10,1	10,5	(3,8)%	
РН-Шельф Дальний Восток (Дальний Восток)	3,7	3,3	12,1%	7,0	–	–	
Сахалин-1 (Дальний Восток) (исключая роялти и долю государства)	2,8	2,6	7,7%	5,4	5,1	5,9%	
Таас-Юрях (Восточная Сибирь)	1,6	1,6	–	3,2	3,4	(5,9)%	
Прочие	8,7	9,0	(3,3)%	17,7	17,4	1,7%	
Итого добыча нефти и ЖУВ дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями	351,6	347,9	1,1%	699,5	706,4	(1,0)%	
Славнефть	14,3	14,3	–	28,6	29,9	(4,3)%	
Удмуртнефть (Центральная Россия)	5,9	5,8	1,7%	11,7	11,7	–	
Полярное Сияние (Тимано-Печора)	0,3	0,4	(25,0)%	0,7	0,8	(12,5)%	
Прочие	3,4	3,4	–	6,8	7,1	(4,2)%	
Итого доля в добыче ассоциированных и совместных предприятий	23,9	23,9	–	47,8	49,5	(3,4)%	
Итого добыча нефти и ЖУВ	375,5	371,8	1,0%	747,3	755,9	(1,1)%	
Среднесуточная добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 126	4 131	(0,1)%	4 129	4 176	(1,1)%	

Во втором квартале 2015 года добыча нефти и ЖУВ Компании увеличилась до 375,5 млн барр. по сравнению с 371,8 млн барр. в первом квартале 2015 года. Увеличение добычи на месторождениях Самаранефтегаза, Уватнефтегаза, Варьеганнефтегаза обусловлено бурением новых скважин, а также успешным применением комплекса современных геолого-технологических мероприятий. Рост суточной промышленной добычи на северной оконечности месторождения Чайво составил порядка 11% к уровню первого квартала 2015 г.

Снижение суточной добычи в первом полугодии 2015 года по отношению к первому полугодию 2014 года частично связано с продажей доли в ООО «Юграгазпереработка» в конце первого квартала 2014 года, а также пересмотром реализации отдельных опций бурения в связи с реструктуризацией собственного бурового сервиса в 2014 году из-за отсутствия конкурентного рынка сервисных услуг.

В условиях негативной макроэкономической среды Компания нацелена на сдерживание падения добычи на зрелых месторождениях за счет развития собственного бурового бизнеса и реализации программы геолого-технических мероприятий в течение года.

Добыча газа

В таблице ниже представлены объемы добычи используемого газа* Компании:

	За 3 месяца, закончившихся		Измене- ние	За 6 месяцев, закончившихся		Измене- ние
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
	млрд куб. м			млрд куб. м		
НГК «ИТЕРА» (Западная Сибирь)	2,97	2,90	2,4%	5,87	5,41	8,5%
Ванкорнефть ¹ (Восточная Сибирь)	2,11	2,24	(5,8)%	4,35	1,65	>100,0%
Самотлорнефтегаз (Западная Сибирь)	1,44	1,44	–	2,88	2,82	2,1%
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	1,35	1,30	3,8%	2,65	2,23	18,8%
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	1,12	1,12	–	2,24	2,14	4,7%
Роспан Интернешнл (Западная Сибирь)	1,00	1,01	(1,0)%	2,01	1,97	2,0%
Варьеганнефтегаз (Западная Сибирь)	0,79	0,78	1,3%	1,57	1,52	3,3%
Оренбургнефть (Центральная Россия)	0,74	0,69	7,2%	1,43	1,49	(4,0)%
Краснодарнефтегаз (Юг России)	0,63	0,82	(23,2)%	1,45	1,48	(2,0)%
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	0,38	0,39	(2,6)%	0,77	0,73	5,5%
Томскнефть (Западная Сибирь)	0,18	0,25	(28,0)%	0,43	0,43	–
РН-Шельф Дальний Восток (Дальний Восток)	0,16	0,10	60,0%	0,26	–	–
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	0,11	0,10	10,0%	0,21	0,19	10,5%
Сахалин-1 (исключая роялти и долю государства) (Дальний Восток)	0,09	0,14	(35,7)%	0,23	0,22	4,5%
Северная нефть (Тимано-Печора)	0,06	0,06	–	0,12	0,12	–
Прочие	0,52	0,54	(3,7)%	1,06	1,04	1,9%
Итого добыча газа дочерними и пропорционально консолидируемыми обществами	13,65	13,88	(1,7)%	27,53	23,44	17,4%
Пургаз (НГК «ИТЕРА»)	1,47	1,73	(15,0)%	3,20	2,97	7,7%
Славнефть	0,11	0,11	–	0,22	0,20	10,0%
Прочие	0,06	0,08	(25,0)%	0,14	0,11	27,3%
Итого доля в добыче ассоциированных и совместных предприятий	1,64	1,92	(14,6)%	3,56	3,28	8,5%
Итого добыча газа	15,29	15,80	(3,2)%	31,09	26,72	16,4%
Природный газ	7,29	7,78	(6,3)%	15,07	13,65	10,4%
Попутный газ	8,00	8,02	(0,2)%	16,02	13,07	22,6%
Среднесуточная добыча газа (млн куб. м в сутки)	168,0	175,6	(4,3)%	171,8	147,6	16,4%

* Данные по добыче газа рассчитаны как извлеченный объем газа за минусом газа, сожженного на факелах, и газа, использованного в процессе производства ЖУВ

¹ С учетом ПНГ, закачиваемого в пласт

Во втором квартале 2015 года добыча газа НК «Роснефть» составила 15,29 млрд куб. м, уменьшившись на 3,2% по сравнению с первым кварталом 2015 года, что обусловлено сезонным фактором.

Добыча газа за первое полугодие 2015 года на 16,4% выше уровня первого полугодия 2014 года. Увеличение объемов добычи газа обеспечено, в основном, вводом во втором полугодии 2014 года добывающих объектов и объектов газотранспортной инфраструктуры: на Тарасовском месторождении Пурнефтегаза в период с августа по октябрь 2014 года было введено в эксплуатацию 11 газовых скважин. На Ванкорском месторождении во втором квартале 2014 года запущена в эксплуатацию система внешнего транспорта газа. В декабре 2014 года началась добыча газа на Хадырьяхинском лицензионном участке Сибнефтегаза.

Компания последовательно повышает уровень использования попутного нефтяного газа, который в первом полугодии 2015 года достиг 87,0% (по сравнению с 77,2% в аналогичном периоде прошлого года) в основном за счет увеличения поставок газа Ванкорнефть в ЕСГ. Стратегической целью Компании является достижение показателя сжигания ПНГ ниже допустимого уровня 5%, установленного постановлением Правительства Российской Федерации от 08.11.2012 №1148.

Финансовые показатели

Доход/(Убыток) от ассоциированных и совместных предприятий

Во втором квартале 2015 года доход от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Разведка и добыча»¹ составил 1 млрд руб. по сравнению с доходом 3 млрд руб. в первом квартале 2015 года. Снижение связано с признанием убытка по операционной деятельности в одном из совместных предприятий блока Upstream во втором квартале 2015 года.

В полугодии 2015 и 2014 годов доход составил 4 млрд руб. и 6 млрд руб.

Операционные затраты сегмента

Производственные и операционные расходы 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 Роснефти.

Производственные и операционные расходы сегмента «Разведка и добыча» за второй квартал 2015 года составили 68,5 млрд руб. (или 158 руб./барр. н.э.), что на 0,7% (или 0,6% в удельном выражении) выше уровня первого квартала 2015 года в связи с увеличением объемов ГТМ, обеспечивших прирост добычи, скомпенсированных сезонным снижением затрат на электроэнергию, а также одновременным проведением комплекса мероприятий по оптимизации инфраструктурных расходов. Производственные и операционные расходы сегмента «Разведка и добыча» увеличились в первом полугодии 2015 года на 16,6% (или 13,8% в удельном выражении) по сравнению с 117,1 млрд руб. (или 138 руб./барр. н.э.) в первом полугодии 2014 года, что, в основном, связано с наращиванием объемов геолого-технических мероприятий и естественным ростом обводненности зрелых активов. Наряду с этим первое полугодие 2014 года характеризовалось сниженным количеством ремонтов в силу неблагоприятных погодных условий.

Стоимость покупного газа

Во втором квартале 2015 года затраты на приобретение газа, связанные с последующей реализацией газа на внутреннем и внешнем рынках, снизились до 3 млрд руб.² по сравнению с 6 млрд руб. в первом квартале 2015 года в связи с сокращением спроса (окончание зимнего периода). Затраты на приобретение газа в полугодии 2015 года выросли по сравнению с первым полугодием 2014 года в связи с ростом спроса внешних потребителей.

Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа

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, в противном случае, списываются как расходы текущего периода.

В первом полугодии 2015 года расходы на разведку запасов нефти и газа составили 7 млрд руб. по сравнению с 9 млрд руб. в аналогичном периоде 2014 года. Снижение затрат в основном произошло за счет капитализации затрат 3D сеймики начиная с 2015 года. При этом объем 2D сеймики, выполненной в первом полугодии 2015 года, вырос до 2 084 пог. км в сравнении с 889 пог. км за аналогичный период прошлого года преимущественно в ВСНК и Роспане, а объем, проведенной 3D сеймики, остался на стабильно высоком уровне и составил 4 483 кв. км. в сравнении с 4 497 кв. км за аналогичный период прошлого года.

Налог на добычу полезных ископаемых

Налог на добычу полезных ископаемых составил 302 млрд руб. во втором квартале 2015 года по сравнению с 289 млрд руб. в первом квартале 2015 года. Рост затрат по налогу на добычу полезных

¹ См. Убыток от ассоциированных и совместных предприятий в разделе «Переработка, коммерция и логистика»

² См. «Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке» в разделе «Переработка, коммерция и логистика»

ископаемых, в основном, связан с ростом ежемесячной ставки налога ввиду увеличения цены «Urals», частично скомпенсированного укреплением рубля.

Ниже представлены фактические ставки НДС за анализируемые периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение (%)</i>	<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>		<i>Изменение (%)</i>
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
	тыс. руб., за исключением %					
Средние действующие ставки НДС на нефть	7,07	6,83	3,5%	6,95	6,11	13,9%
Фактические расходы по НДС на тонну нефтяного эквивалента*	5,17	4,97	4,0%	5,07	4,50	12,7%
	руб. за тыс. куб. м, за исключением %					
Средняя ставка на природный газ	510	498	2,4%	504	471	7,0%

* Расчет включает консолидированный объем нефти и газа

Фактическая ставка НДС ниже, чем общеустановленные ставки за анализируемые периоды, в основном, за счет применения льготных ставок НДС для определенных месторождений. Льготные ставки установлены согласно налоговому законодательству в виде нулевых, пониженных ставок для определенных месторождений, а также уменьшения ставки НДС на величину показателя «Дм», характеризующего особенности добычи нефти на месторождениях. (См. Раздел «Налог на добычу полезных ископаемых»).

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, СП, 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».

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нение	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нение
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
<u>Операционные результаты</u>						
Переработка сырой нефти на заводах (млн т)	23,75	24,34	(2,4)%	48,09	48,49	(0,8)%
<i>переработка на собственных НПЗ в России</i>	<i>18,80</i>	<i>19,77</i>	<i>(4,9)%</i>	<i>38,57</i>	<i>38,51</i>	<i>0,2%</i>
<i>переработка на собственных НПЗ вне РФ</i>	<i>2,68</i>	<i>2,64</i>	<i>1,5%</i>	<i>5,32</i>	<i>5,08</i>	<i>4,7%</i>
<i>внешний процессинг</i>	<i>2,27</i>	<i>1,93</i>	<i>17,6%</i>	<i>4,20</i>	<i>4,90</i>	<i>(14,3)%</i>
<u>Финансовые результаты, млрд руб.</u>						
ЕВИТДА	54	45	20,0%	99	125	(20,8)%
Капитальные затраты заводов ¹	26	28	(7,1)%	54	66	(18,2)%
Операционные затраты по переработке в РФ	18,63	17,77	4,8%	36,40	31,05	17,2%
Операционные затраты по переработке вне РФ	5,14	6,27	(18,0)%	11,41	8,39	36,0%
<u>Удельные показатели на тонну²</u>						
ЕВИТДА ³ , руб. на тонну	2 328	2 052	13,5%	2 187	2 914	(24,9)%
Капитальные затраты по переработке на тонну	1 210	1 249	(3,1)%	1 230	1 514	(18,8)%
Операционные затраты по переработке в РФ, руб. на тонну	991	899	10,2%	944	806	17,1%
Операционные затраты по переработке вне РФ, руб. на тонну	1 917	2 371	(19,1)%	2 142	1 652	29,7%

¹ См. Раздел «Капитальные затраты»

² Посчитано от неокругленных данных

³ Рассчитано как отношение показателя ЕВИТДА без учета дохода/(убытка) от ассоциированных и совместных предприятий к объему переработки на собственных НПЗ за отчетный период

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 НПЗ (Европейская часть России) и прочих. Также Компания владеет перерабатывающими мощностями на четырех заводах Ruhr Oel GmbH (ROG) на территории Германии и производит переработку нефти в Республике Беларусь. В первом квартале 2015 года было приобретено предприятие ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» (компания группы «САНОРС», расположенной в Самарской области). Производственные мощности завода позволяют перерабатывать до 1,7 млн тонн углеводородного сырья в год для выпуска конкурентоспособной по параметрам качества и технологий на российском рынке нефтехимической продукции.

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

	За 3 месяца, закончившихся			За 6 месяцев, закончившихся		
	30 июня 2015	31 марта 2015	Изменение	30 июня 2015	30 июня 2014	Изменение
	млн тонн		%	млн тонн		%
Переработка сырой нефти на заводах Компании в РФ ¹	20,55	21,67 ²	(5,2)%	42,22	42,14	0,2%
Переработка сырой нефти за рубежом	3,20	2,67	19,9%	5,87	6,35	(7,6)%
<i>в т.ч.: на заводах Ruhr Oel GmbH</i>	2,68	2,64	1,5%	5,32	5,08	4,7%
<i>в Республике Беларусь</i>	0,52	0,03	>100%	0,55	1,27	(56,7)%
Итого переработка нефти по Группе	23,75	24,34	(2,4)%	48,09	48,49	(0,8)%
Выпуск нефтепродуктов:						
Высокооктановый автобензин	2,61	2,90	(10,0)%	5,51	5,12	7,6%
Низкооктановый автобензин	0,03	0,03	–	0,06	0,07	(14,3)%
Нафта	1,33	1,36	(2,2)%	2,69	2,75	(2,2)%
Дизельное топливо	6,14	6,99	(12,2)%	13,13	13,15	(0,2)%
Мазут	6,55	7,05	(7,1)%	13,60	13,83	(1,7)%
Керосин	0,81	0,65	24,6%	1,46	1,60	(8,8)%
Нефтехимическая продукция	0,29	0,20	45,0%	0,49	0,40	22,5%
Прочие ³	2,60	1,85	40,5%	4,45	3,75	18,7%
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции на заводах Компании в РФ	20,36	21,03	(3,2)%	41,39	40,67	1,8%
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции на заводах вне РФ	3,46	2,60	33,1%	6,06	6,30	(3,8)%
<i>в т.ч.: на заводах Ruhr Oel GmbH</i>	2,99	2,57	16,3%	5,56	5,13	8,4%
<i>в Республике Беларусь</i>	0,47	0,03	>100%	0,50	1,17	(57,3)%
Итого производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции	23,82	23,63	0,8%	47,45	46,97	1,0%

¹С учетом переработки на ЯНОСе

²Переработка новой приобретенной Компании группы «САНОРС» учитывается с даты приобретения (13 марта 2015 г.)

³С учетом выпуска нефтепродуктов на газоперерабатывающих заводах

Во втором квартале 2015 года общий объем переработки нефти на заводах Компании в РФ составил 20,55 млн тонн, что на 5,2% ниже по сравнению с первым кварталом 2015 года. Снижение объема переработки нефти на заводах в РФ обусловлено проведением сезонных ремонтов на заводах РФ, а также падением маржи нефтепереработки в связи изменением налогообложения в нефтяной отрасли РФ и, как следствие, перераспределения части ресурсов в адрес более маржинального экспортного канала.

В связи со снижением объема переработки в первом квартале 2015 года в силу негативных внешних факторов общий объем переработки нефти на заводах Компании в РФ в первом полугодии 2015 года незначительно увеличился (прирост 0,2%) по сравнению с 42,14 млн тонн в первом полугодии 2014 года.

Во втором квартале 2015 года на заводах Германии объем переработки увеличился на 1,5% по сравнению с первым кварталом 2015 года в связи с окончанием проведения плановых ремонтов в феврале и марте 2015 года. Объем переработки на заводах Германии в первом полугодии 2015 года увеличился на 4,7% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года в связи с сокращением сроков проведения плановых ремонтов.

Финансовые показатели

Выручка от реализации и доход/(убыток) от совместных и ассоциированных предприятий¹

Во втором квартале 2015 года выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий составили 1 312 млрд руб. по сравнению с 1 288 млрд руб. в первом квартале 2015 года. Рост выручки был обусловлен увеличением объемов экспорта нефти в страны дальнего зарубежья, что было частично скомпенсировано снижением мировых цен в рублевом выражении.

В таблице представлен анализ реализации нефти, газа, нефтепродуктов, продуктов нефтехимии и прочей реализации за рассматриваемые периоды в млрд руб.²:

	За 3 месяца, закончившихся			За 6 месяцев, закончившихся						
	30 июня 2015	31 марта 2015	Изменение (%)	30 июня 2015	30 июня 2014	Изменение (%)				
	% от итого выручки	% от итого выручки		% от итого выручки	% от итого выручки					
млрд руб., за исключением %										
Нефть										
Реализация в странах дальнего зарубежья	561	42,7%	535	41,4%	4,9%	1 096	42,1%	1 294	46,2%	(15,3)%
Европа и др. направления	335	25,5%	313	24,2%	7,0%	648	24,9%	869	31,1%	(25,4)%
Азия	226	17,2%	222	17,2%	1,8%	448	17,2%	425	15,1%	5,4%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	35	2,7%	38	3,0%	(7,9)%	73	2,8%	57	2,0%	28,1%
Реализация нефти на внутреннем рынке	24	1,8%	24	1,9%	0,0%	48	1,8%	58	2,1%	(17,2)%
Итого реализация нефти	620	47,2%	597	46,3%	3,9%	1 217	46,7%	1 409	50,3%	(13,6)%
Реализация газа	40	3,0%	51	4,0%	(21,6)%	91	3,5%	77	2,7%	18,2%
Нефтепродукты										
Реализация в странах дальнего зарубежья	378	28,8%	419	32,5%	(9,8)%	797	30,7%	761	27,1%	4,7%
Европа и др. направления	287	21,9%	317	24,6%	(9,5)%	604	23,3%	588	20,9%	2,7%
Азия	91	6,9%	102	7,9%	(10,8)%	193	7,4%	173	6,2%	11,6%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	16	1,2%	11	0,9%	45,5%	27	1,0%	35	1,2%	(22,9)%
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	215	16,4%	191	14,8%	12,6%	406	15,6%	399	14,2%	1,8%
Оптовая реализация	117	8,9%	104	8,0%	12,5%	221	8,5%	218	7,8%	1,4%
Розничная реализация	98	7,5%	87	6,8%	12,6%	185	7,1%	181	6,4%	2,2%
Реализация бункерного топлива покупателям	14	1,1%	6	0,5%	>100,0%	20	0,8%	34	1,2%	(41,2)%
Итого реализация нефтепродуктов	623	47,5%	627	48,7%	(0,6)%	1 250	48,1%	1 229	43,7%	1,7%
Реализация продуктов нефтехимии	31	2,4%	25	1,9%	24,0%	56	2,2%	57	2,0%	(1,8)%
Реализация в зарубежных странах	26	2,0%	20	1,5%	30,0%	46	1,8%	48	1,7%	(4,2)%
Реализация на внутреннем рынке	5	0,4%	5	0,4%	0,0%	10	0,4%	9	0,3%	11,1%
Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка	18	1,4%	19	1,5%	(5,3)%	37	1,4%	34	1,2%	8,8%
Прибыль/(убыток) от ассоцииров. и совместных предприятий	5	0,4%	2	0,2%	>100,0%	7	0,3%	4	0,1%	75,0%
Эффект от операций по хеджированию	(25)	(1,9)%	(33)	(2,6)%	24,2%	(58)	(2,2)%	–	–	–
Итого выручка от реализации и прибыль/(убыток) от ассоцииров. и совместных предприятий	1 312	100,0%	1 288	100,0%	1,9%	2 600	100,0%	2 810	100,0%	(7,5)%

¹ Данные консолидированной отчетности МСФО.

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

Объем реализации

Далее в таблице представлено распределение объемов реализации нефти, газа, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии¹:

	За 3 месяца, закончившихся					За 6 месяцев, закончившихся				
	30 июня 2015		31 марта 2015		Измене- ние	30 июня 2015		30 июня 2014		Измене- ние
Нефть	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема		%	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	
Реализация в странах дальнего зарубежья	185,8	47,0%	177,7	45,5%	4,6%	363,5	46,3%	359,8	46,5%	1,0%
Европа и др. направления	114,7	29,0%	107,4	27,5%	6,8%	222,1	28,3%	238,4	30,8%	(6,8)%
Азия	71,1	18,0%	70,3	18,0%	1,1%	141,4	18,0%	121,4	15,7%	16,5%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	15,6	3,9%	18,5	4,7%	(15,7)%	34,1	4,3%	29,6	3,8%	15,2%
Реализация на внутреннем рынке	11,2	2,8%	11,8	3,0%	(5,1)%	23,0	2,9%	31,1	4,0%	(26,0)%
Итого нефть	212,6	53,7%	208,0	53,2%	2,2%	420,6	53,5%	420,5	54,3%	0,0%
Нефть	млн тонн		млн тонн			млн тонн		млн тонн		
Реализация в странах дальнего зарубежья	25,1	47,0%	24,0	45,5%	4,6%	49,1	46,3%	48,6	46,5%	1,0%
Европа и др. направления	15,5	29,0%	14,5	27,5%	6,8%	30,0	28,3%	32,2	30,8%	(6,8)%
Азия	9,6	18,0%	9,5	18,0%	1,1%	19,1	18,0%	16,4	15,7%	16,5%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	2,1	3,9%	2,5	4,7%	(15,7)%	4,6	4,3%	4,0	3,8%	15,2%
Реализация на внутреннем рынке	1,5	2,8%	1,6	3,0%	(5,1)%	3,1	2,9%	4,2	4,0%	(26,0)%
Итого нефть	28,7	53,7%	28,1	53,2%	2,2%	56,8	53,5%	56,8	54,3%	0,0%
Нефтепродукты										
Реализация в странах дальнего зарубежья	15,2	28,5%	16,3	30,8%	(6,7)%	31,5	29,6%	27,8	26,7%	13,3%
Европа и др. направления	11,7	21,9%	12,5	23,6%	(6,4)%	24,2	22,7%	21,8	21,0%	11,0%
Азия	3,5	6,6%	3,8	7,2%	(7,9)%	7,3	6,9%	6,0	5,7%	21,7%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	0,5	0,9%	0,3	0,6%	66,7%	0,8	0,8%	1,3	1,2%	(38,5)%
Реализация на внутреннем рынке	7,3	13,7%	7,0	13,3%	4,3%	14,3	13,5%	15,2	14,5%	(5,9)%
Оптовая реализация	4,6	8,6%	4,5	8,6%	2,2%	9,1	8,6%	9,9	9,4%	(8,1)%
Розничная реализация	2,7	5,1%	2,5	4,7%	8,0%	5,2	4,9%	5,3	5,1%	(1,9)%
Реализация бункерного топлива покупателям	0,8	1,5%	0,3	0,6%	>100,0%	1,1	1,0%	1,8	1,7%	(38,9)%
Итого реализация нефтепродуктов	23,8	44,6%	23,9	45,3%	(0,4)%	47,7	44,9%	46,1	44,1%	3,5%
Реализация продукции нефтехимии	0,9	1,7%	0,8	1,5%	12,5%	1,7	1,6%	1,7	1,6%	0,0%
Реализация в зарубежных странах	0,6	1,1%	0,5	0,9%	20,0%	1,1	1,0%	1,2	1,1%	(8,3)%
Реализация на внутреннем рынке	0,3	0,6%	0,3	0,6%	0,0%	0,6	0,6%	0,5	0,5%	20,0%
Итого нефть, нефтепродукты, нефтехимия	53,4	100,0%	52,8	100,0%	1,1%	106,2	100,0%	104,6	100,0%	1,5%
Газ	млрд куб.м		млрд куб.м			млрд куб.м		млрд куб.м		
Объем реализации	13,27		15,93		(16,7)%	29,20		25,76		13,4%

¹ Для пересчета тонн в баррели применяется коэффициент 7,404 за 2014 год и за 2015 год.

Реализация нефти и нефтепродуктов

Средние цены реализации нефти и нефтепродуктов

В таблице ниже представлены средние сложившиеся цены реализации нефти, газа и нефтепродуктов 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):

	За 3 месяца, закончившихся				Измене- ние %	За 6 месяцев, закончившихся				Измене- ние %
	30 июня 2015		31 марта 2015			30 июня 2015		30 июня 2014		
	тыс. руб./ барр.	тыс. руб./т	тыс. руб./ барр.	тыс. руб./т		тыс. руб./ барр.	тыс. руб./т	тыс. руб./ барр.	тыс. руб./т	
Средняя цена реализации на внешних рынках*										
Реализация нефти в странах дальнего зарубежья	3,02	22,3	3,02	22,3	0,0%	3,02	22,3	3,60	26,6	(16,2)%
Европа и др. направления**	2,93	21,7	2,92	21,6	0,5%	2,93	21,7	3,66	27,1	(19,9)%
Азия**	3,15	23,3	3,16	23,4	(0,4)%	3,16	23,4	3,49	25,8	(9,3)%
Реализация нефти в странах ближнего зарубежья (СНГ)	2,25	16,7	2,05	15,2	9,9%	2,14	15,9	1,92	14,2	12,0%
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья		24,8		25,7	(3,5)%		25,2		27,4	(8,0)%
Европа и др. направления		24,4		25,4	(3,9)%		24,9		27,1	(8,1)%
Азия		26,0		26,6	(2,3)%		26,3		28,7	(8,4)%
Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ)		32,4		38,5	(15,8)%		34,6		26,2	32,1%
Средняя цена на внутреннем рынке										
Нефть	2,14	15,8	2,04	15,1	4,6%	2,09	15,5	1,84	13,7	13,1%
Нефтепродукты		29,4		27,4	7,3%		28,4		26,3	8,0%
Оптовая реализация		25,5		22,9	11,4%		24,3		22,2	9,5%
Розничная реализация		36,0		35,6	1,1%		35,8		34,0	5,3%
Газ (тыс. руб./тыс. куб. м)***		3,03		3,15	(3,8)%		3,09		2,98	3,7%
Реализация бункерного топлива покупателям		18,9		17,8	6,2%		18,6		18,5	0,5%
Продукция нефтехимии		34,4		32,3	6,5%		33,4		33,0	1,2%
Реализация в зарубежных странах		39,1		44,0	(11,1)%		41,1		40,2	2,2%
Реализация на внутреннем рынке		22,3		14,8	50,7%		18,2		16,7	9,0%

* Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

**Цены реализации указаны с учетом эффекта погашения предоплат, полученных в 2013 г., поставками нефти в первом полугодии 2015 года (предоплаты погашаются по курсам доллара США 2013 г., на момент получения). Исключая реализацию по долгосрочным контрактам по предоплате, а также без учета реализации ОАО «АК «Транснефть» (26 млрд руб. и 25 млрд руб. во втором и в первом кварталах 2015 года, соответственно) средняя цена во втором квартале 2015 года на Азиатском направлении составила 3,28 тыс. руб. за баррель по сравнению с 3,33 тыс. руб. за баррель в первом квартале 2015 года. В Европейском направлении цена составила 3,06 и 3,12 тыс. руб. за баррель во втором и первом кварталах 2015 года соответственно.

*** С учетом реализации газа за пределами РФ средняя цена составила: 3,06 тыс. руб./тыс. куб. м во втором квартале 2015 г., 3,18 тыс. руб./тыс. куб. м, в первом квартале 2015 года, а также 3,12 тыс. руб./тыс. куб. м и 2,98 тыс. руб./тыс. куб. м в первом полугодии 2015 и 2014 годов.

Реализация нефти в странах дальнего зарубежья

Во втором квартале 2015 года выручка от реализации нефти в странах дальнего зарубежья составила 561 млрд руб. по сравнению с 535 млрд руб. в первом квартале 2015 года. Положительный эффект на выручку в размере 26 млрд руб., вызван увеличением объемов реализации на 4,6%. Увеличение объемов экспорта связано с изменением распределения ресурсов в результате мониторинга экономической эффективности каналов торговли.

В первом полугодии 2015 года выручка от реализации нефти в странах дальнего зарубежья уменьшилась на 15,3% или на 198 млрд руб. по сравнению с первым полугодием 2014 года в связи со снижением мировых цен на нефть.

Отклонение между ценой реализации нефти на азиатском направлении за второй квартал 2015 года и средними мировыми ценами в регионе («Дубай») связано с ежегодными поставками 6 млн тонн нефти (44,42 млн барр.) в ОАО «АК «Транснефть» согласно условиям договора поставки 2009 года. Указанные объемы реализуются ОАО «АК «Транснефть» для последующей поставки в Китай, исходя из принципа равной доходности с экспортом Компании в КНР. С учетом этого, реализация нефти в адрес ОАО «АК «Транснефть» включается в объем экспорта Компании, но реализация происходит без начисления экспортной пошлины, которая, соответственно, не увеличивает цену реализации.

С 2015 года начались плановые поставки нефти в счет предоплаты, полученной по долгосрочным контрактам. Зачет предоплаты по указанным контрактам за первое полугодие 2015 года составил 42 млрд руб.

Реализация нефти в странах ближнего зарубежья (СНГ)

Выручка от реализации нефти в странах СНГ за второй квартал 2015 года составила 35 млрд руб., что на 7,9% меньше, чем в первом квартале 2015 года. Снижение объемов реализации на 15,7% или 6 млрд руб. частично скомпенсировано ростом средней цены на 9,9% (положительный эффект на выручку в размере 3 млрд руб.). Рост средней цены реализации в страны СНГ в рублевом выражении был вызван эффектом отложенного установления ставок по экспортной пошлине.

Выручка от реализации нефти в странах СНГ за первое полугодие 2015 года выросла на 28,1% по сравнению с первым полугодием 2014 года в связи с увеличением объемов поставок нефти (положительный эффект на выручку в размере 9 млрд руб.), которое обусловлено выделением дополнительного графика экспорта нефти в Республику Беларусь в первом квартале 2015 года, а также с ростом средней цены реализации на 12,0% (позитивный эффект на выручку в размере 7 млрд руб.).

Реализация нефти на внутреннем рынке

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за второй квартал 2015 года сохранилась на уровне первого квартала 2015 года и составила 24 млрд руб.

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за первое полугодие 2015 года сократилась на 17,2% по сравнению с первым полугодием 2014 года преимущественно в связи со снижением объемов реализации.

Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья

В таблице приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных в странах дальнего зарубежья за первый и второй кварталы 2015 года*:

	За 3 месяца, закончившихся						% изменение		
	30 июня 2015			31 марта 2015			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	5	0,2	34,7	4	0,1	36,2	25,0%	100,0%	(4,1)%
Бензины низкооктановые	0	0,0	35,6	1	0,0	34,7	(100,0)%	–	2,6%
Нафта	23	0,8	28,3	26	0,9	29,1	(11,5)%	(11,1)%	(2,7)%
Дизтопливо	120	4,1	29,2	142	4,5	31,6	(15,5)%	(8,9)%	(7,6)%
Мазут	121	6,3	18,9	147	7,7	19,2	(17,7)%	(18,2)%	(1,6)%
Керосин	0	0,0	34,9	0	0,0	32,7	–	–	6,7%
Прочее	17	0,7	25,4	19	0,7	25,6	(10,5)%	0,0%	(0,8)%
Итого нефтепродуктов, экспортированных в дальнее зарубежье	286	12,1	23,6	339	13,9	24,3	(15,6)%	(12,9)%	(2,9)%
<i>Нефтепродукты, реализованные с НПЗ ROG</i>	74	2,4	30,7	70	2,1	33,5	5,7%	14,3%	(8,4)%
<i>Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне территории РФ</i>	18	0,7	25,0	10	0,3	34,5	80,0%	>100,0%	(27,5)%
Итого реализация НП	378	15,2	24,8	419	16,3	25,7	(9,8)%	(6,7)%	(3,5)%

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

Во втором квартале 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья составила 378 млрд руб., что на 9,8% ниже показателя первого квартала 2015 года.

Снижение обусловлено уменьшением объемов реализации на 6,7% (негативный эффект на выручку 28 млрд руб.) и сопровождалось понижением средних цен реализации на 3,5% (отрицательный эффект на выручку 13 млрд руб.). Снижение средних цен на нефтепродукты, реализованные в странах дальнего зарубежья, в основном, связано с изменением структуры продаж.

В таблице приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных в странах дальнего зарубежья за первое полугодие 2015 и 2014 годов*:

	<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>						<i>% изменение</i>		
	30 июня 2015			30 июня 2014					
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
Бензины высокооктановые	9	0,3	35,4	13	0,4	32,9	(30,8)%	(25,0)%	7,6%
Бензины низкооктановые	1	0,0	35,1	2	0,0	34,7	(50,0)%	–	1,2%
Нафта	49	1,7	28,7	61	1,9	32,5	(19,7)%	(10,5)%	(11,7)%
Дизтопливо	262	8,6	30,5	250	8,0	31,7	4,8%	7,5%	(3,8)%
Мазут	268	14,0	19,0	262	12,0	21,9	2,3%	16,7%	(13,2)%
Керосин	0	0,0	33,8	0	0,0	37,4	–	–	(9,6)%
Прочее	36	1,4	25,5	37	1,2	31,1	(2,7)%	16,7%	(18,0)%
Итого нефтепродуктов, экспортированных в дальнее зарубежье	625	26,0	24,0	625	23,5	26,7	0,0%	10,6%	(10,1)%
<i>Нефтепродукты, реализованные с НПЗ ROG</i>	144	4,5	32,0	129	4,1	31,2	11,6%	9,8%	2,6%
<i>Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне РФ</i>	28	1,0	27,9	7	0,2	31,9	>100,0%	>100,0%	(12,5)%
Итого реализация НП	797	31,5	25,2	761	27,8	27,4	4,7%	13,3%	(8,0)%

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

В первом полугодии 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья превысила на 4,7% показатель первого полугодия 2014 года. Рост объемов реализации нефтепродуктов на 13,3% (позитивный эффект на выручку 101 млрд руб.) был частично компенсирован снижением средней цены реализации на 8,0% (негативный эффект 65 млрд руб.).

Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ)

Во втором квартале 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ) составила 16 млрд руб., что на 45,5% больше показателя первого квартала 2015 года. Рост объемов составил 66,7% (положительный эффект 8 млрд руб.) и был частично компенсирован снижением цены реализации на 15,8% (негативный эффект 3 млрд руб.).

Выручка от реализации нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ) за первое полугодие 2015 года снизилась на 22,9% или 8 млрд руб. по сравнению с первым полугодием 2014 года в связи с уменьшением объемов реализации на 38,5% (негативный эффект 13 млрд руб.), которое было частично компенсировано ростом средней цены реализации на 32,1% (положительный эффект 5 млрд руб.).

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

В таблице ниже приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке за первый и второй квартал 2015 года*:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>						<i>% изменения</i>		
	30 июня 2015			31 марта 2015					
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
Бензины высокооктановые	102	2,9	35,3	93	2,7	33,9	9,7%	7,4%	4,1%
Бензины низкооктановые	0	0,0	31,8	1	0,0	31,6	(100,0)%	–	0,6%
Дизельное топливо	76	2,5	30,8	64	2,2	29,8	18,8%	13,6%	3,4%
Мазут	3	0,3	9,1	4	0,5	7,9	(25,0)%	(40,0)%	15,2%
Керосин	22	0,8	28,9	19	0,7	27,5	15,8%	14,3%	5,1%
Прочее	12	0,8	13,3	10	0,9	11,9	20,0%	(11,1)%	11,8%
Итого	215	7,3	29,4	191	7,0	27,4	12,6%	4,3%	7,3%

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

Во втором квартале 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 215 млрд руб., что на 12,6% выше показателя первого квартала 2015 года. За прошедший квартал отмечается рост средней цены реализации на 7,3% (положительный эффект 16 млрд руб.), который сопровождался увеличением объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке на 4,3% (позитивный эффект 8 млрд руб.).

В таблице ниже приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке за первое полугодие 2015 и 2014 годов*:

	<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>						<i>% изменения</i>		
	30 июня 2015			30 июня 2014			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	195	5,6	34,6	181	5,4	33,4	7,7%	3,7%	3,6%
Бензины низкооктановые	1	0,0	31,7	2	0,0	29,0	(50,0)%	–	9,3%
Дизельное топливо	140	4,7	30,3	134	4,5	30,1	4,5%	4,4%	0,7%
Мазут	7	0,8	8,4	11	1,2	10,2	(36,4)%	(33,3)%	(17,6)%
Керосин	41	1,5	28,3	42	1,5	27,8	(2,4)%	0,0%	1,8%
Прочее	22	1,7	12,6	29	2,6	11,3	(24,1)%	(34,6)%	11,5%
Итого	406	14,3	28,4	399	15,2	26,3	1,8%	(5,9)%	8,0%

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

В первом полугодии 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 406 млрд руб., что на 1,8% выше показателя первого полугодия 2014 года в силу роста средних цен реализации на 8,0% (положительный эффект 31 млрд руб.), что было частично компенсировано снижением объемов реализации на 5,9% (негативный эффект 24 млрд руб.).

Реализация бункерного топлива покупателям

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

Выручка от реализации бункерного топлива за второй квартал 2015 года составила 14 млрд руб., что на 133,3% больше по сравнению с первым кварталом 2015 года за счёт открытия навигационного периода.

За первое полугодие 2015 года выручка от реализации бункерного топлива сократилась на 41,2% по сравнению с первым полугодием 2014 года и составила 20 млрд руб.. Основной причиной изменения послужило перераспределение объемов мазута на экспорт в 2015 году в результате снижения экспортных пошлин с 01.01.2015 года после изменения налогообложения в нефтяной отрасли.

Реализация продукции нефтехимии

Выручка от реализации продукции нефтехимии во втором квартале 2015 года составила 31 млрд руб., увеличившись на 24,0% или на 6 млрд руб. по сравнению первым кварталом 2015 года. В основном за счет увеличения объемов реализации на 12,5% (позитивный эффект 6 млрд руб.).

Во втором квартале 2015 года объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, вырос на 37% по сравнению с первым кварталом 2015 года (изменение рассчитано от неокругленных данных) и составил 0,6 млн тонн.

Объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, в первом полугодии 2015 года по сравнению с аналогичным периодом 2014 года сохранился практически неизменным.

Реализация газа

Долгосрочная стратегия развития НК «Роснефть» предусматривает занятие Компанией одной из лидирующих позиций на внутреннем рынке газа Российской Федерации.

С этой целью НК «Роснефть» предпринимает последовательные шаги по диверсификации каналов продаж и формированию портфеля долгосрочных контрактов.

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

	За 3 месяца, закончившихся			Изменение	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение
	30 июня 2015	31 марта 2015			30 июня 2015	30 июня 2014	
Выручка	млрд руб.		%	млрд руб.		%	
Западная Сибирь и Уральский ФО	17,8	26,7	(33,3)%	44,5	44,8	(0,7)%	
Юг России	2,2	2,9	(24,1)%	5,1	5,1	0,0%	
Дальний Восток	0,4	0,9	(55,6)%	1,3	0,8	62,5%	
Европейская часть России и прочее	19,2	19,0	1,1%	38,2	24,8	54,0%	
За пределами РФ	0,9	1,2	(25,0)%	2,1	1,3	61,5%	
Итого	40,5	50,7	(20,1)%	91,2	76,8	18,8%	
Продажи	млрд куб. м		%	млрд куб. м		%	
Западная Сибирь и Уральский ФО	6,55	9,16	(28,5)%	15,71	16,12	(2,5)%	
Юг России	0,63	0,85	(25,9)%	1,48	1,51	(2,0)%	
Дальний Восток	0,18	0,21	(14,3)%	0,39	0,32	21,9%	
Европейская часть России и прочее	5,72	5,52	3,6%	11,24	7,42	51,5%	
За пределами РФ	0,19	0,19	0,0%	0,38	0,39	(2,6)%	
Итого	13,27	15,93	(16,7)%	29,20	25,76	13,4%	
Средняя цена	тыс. руб./тыс. куб. м		%	тыс. руб./тыс. куб. м		%	
Западная Сибирь и Уральский ФО	2,71	2,92	(7,2)%	2,83	2,78	1,8%	
Юг России	3,50	3,44	1,7%	3,47	3,37	3,0%	
Дальний Восток	2,45	4,15	(41,0) ¹ %	3,37	2,53	33,2%	
Европейская часть России и прочее	3,35	3,44	(2,6)%	3,39	3,33	1,8%	
За пределами РФ	5,15	5,98	(13,9)%	5,57	3,39	64,3%	
Средняя цена реализации Группы	3,06	3,18	(3,8)%	3,12	2,98	4,7%	

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

¹Был произведен пересчет цены прошлого периода в связи с высокой волатильностью курса рубля. Исключая эффект от снижения цены в прошлых периодах цена по направлению Дальний Восток равна 2,85 тыс. руб./тыс. куб. м во втором квартале 2015 года.

Рост объемов реализации в первом полугодии 2015 года на 13,4% (позитивный эффект 10 млрд руб.) по сравнению с аналогичным периодом 2014 года обусловлен началом поставок по новым контрактам, заключенным в 2014 году, и наращиванием контрактного портфеля. Рост сопровождался увеличением средней цены реализации на 4,7% (позитивный эффект 4 млрд руб.).

Выручка от реализации газа во втором квартале 2015 года снизилась по сравнению с первым кварталом 2015 года и составила 40,5 млрд руб. Данное изменение связано с сезонным фактором (прекращением зимнего периода и закачкой добытого газа в ПХГ) уменьшения объема продаж, и сопровождалось перераспределением ресурсов внутри контрактного портфеля.

С октября 2014 года Компания принимает участие в биржевых торгах природным газом на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже. По итогам торгов в адрес конечных потребителей было поставлено 464,1 млн куб. м газа во втором квартале 2015 года и 367,4 млн куб. м в первом квартале 2015 года соответственно.

Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка

В состав Роснефти входят сервисные компании, которые оказывают услуги бурения, строительства, ремонта и прочие услуги в основном компаниям Группы. Выручка от услуг, оказанных третьим лицам, отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

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

	За 3 месяца, закончившихся					За 6 месяцев, закончившихся				
	30 июня 2015		31 марта 2015		Изменение	30 июня 2015		30 июня 2014		Изменение
	% от итого выручки		% от итого выручки			% от итого выручки		% от итого выручки		
млрд руб., за исключением %										
Услуги бурения	2,0	11,4%	3,0	15,7%	(33,3)%	5,0	13,7%	4,1	12,1%	22,0%
Продажа материалов	6,1	34,9%	5,3	27,8%	15,1%	11,4	31,1%	10,4	30,7%	9,6%
Ремонт и обслуживание	0,7	4,0%	0,8	4,2%	(12,5)%	1,5	4,1%	1,3	3,8%	15,4%
Аренда	0,9	5,1%	1,0	5,2%	(10,0)%	1,9	5,2%	1,7	5,0%	11,8%
Строительство	–	0,0%	0,1	0,5%	(100,0)%	0,1	0,3%	0,3	0,9%	(66,7)%
Транспорт	3,5	20,0%	3,9	20,5%	(10,3)%	7,4	20,2%	5,1	15,0%	45,1%
Реализация тепло и электроэнергии	1,9	10,9%	2,3	12,0%	(17,4)%	4,2	11,5%	4,5	13,3%	(6,7)%
Прочее	2,4	13,7%	2,7	14,1%	(11,1)%	5,1	13,9%	6,5	19,2%	(21,5)%
Итого	17,5	100,0%	19,1	100,0%	(8,4)%	36,6	100,0%	33,9	100,0%	8,0%

Снижение реализации вспомогательных услуг и прочей выручки за второй квартал 2015 года на 8,4% по сравнению с первым кварталом 2015 года произошло в силу сезонного характера, а именно снижение потребления тепла и электроэнергии в летние периоды, проведение текущих ремонтов буровых установок.

Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка за первое полугодие 2015 года увеличилась на 8,0% по сравнению с первым полугодием 2014 года, что обусловлено увеличением объема перевалки и транспортировки, а также приобретения новых буровых активов во втором квартале 2014 года.

Корректировка по хеджированию выручки

Начиная с 1 октября 2014¹ года в соответствии с МСФО 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» Компания применяет учет управления рисками (хеджирования). Объектом хеджирования является часть будущей ежемесячной экспортной выручки, планируемой к поступлению в долларах США в течение 5 лет. Инструментом хеджирования являются долговые обязательства Компании в долларах США перед третьими лицами. Номинальные суммы объекта и инструментов хеджирования равны. В той мере, в которой изменение курса влияет на инструмент хеджирования, эффекты подлежат отражению в составе прочих совокупных доходов/(расходов). По мере совершения хеджируемых операций, отложенные эффекты признаются в Отчете о прибылях и убытках в составе выручки.

Во втором и первом кварталах 2015 года в выручке был отражен отложенный эффект хеджируемых операций в сумме 25 млрд руб. и 33 млрд руб., соответственно.

Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий

Доход от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Переработка, коммерция и логистика»² во втором квартале 2015 года составил 4 млрд руб. Финансовый результат от ассоциированных и совместных предприятий за первое полугодие 2015 года составил доход в сумме 3 млрд руб.

¹ См стр. 5 «Управление влиянием курсовых рисков на отчетность в условиях значительной волатильности курса рубля»

² Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Разведка и добыча» в разделе «Разведка и добыча»

Операционные затраты сегмента

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение %	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение %
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
	млрд руб., за исключением %					
Затраты заводов в РФ	18,6	17,8	4,8%	36,4	31,1	17,2%
Затраты заводов за рубежом	5,1	6,3	(18,0)%	11,4	8,4	36,0%
Стоимость покупных присадок и материалов для ROG	19,5	8,6	>100%	28,1	17,9	57,0%
Затраты сбытовых компаний	14,1	14,5	(2,8)%	28,6	20,8	37,5%
Эффект изменения внутригрупповых остатков и прочее	(6,3)	0,8	<100%	(5,5)	4,8	<100%
Итого операционные затраты сегмента «Переработка, коммерция и логистика»	51,0	48,0	6,3%	99,0	83,0	19,3%

Операционные расходы сегмента «Переработка, коммерция и логистика» выросли на 6,3% во втором квартале 2015 года по сравнению с первым кварталом 2015 года и составили 51 млрд руб. Увеличение, связано с ростом объема ремонтных работ на заводах РФ (сезонный фактор), увеличением объема покупных присадок и материалов для ROG, что было скомпенсировано уменьшением реализации внутригрупповых запасов нефти и нефтепродуктов.

Расходы по заводам Компании

Ниже приведена таблица с операционными расходами по заводам Компании:

		За 3 месяца, закончившихся		Изменение %	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение %
		30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
Операционные расходы заводов в РФ	млрд руб.	18,63	17,77	4,8%	36,40	31,05	17,2%
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	996	923	7,9%	959	834	15,0%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	991	899	10,2%	944	806	17,1%
Операционные расходы заводов за рубежом*	млрд руб.	5,14	6,27	(18,0)%	11,41	8,39	36,0%
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	1 717	2 437	(29,5)%	2 050	1 636	25,3%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	1 917	2 371	(19,1)%	2 142	1 652	29,7%
Операционные расходы заводов итого	млрд руб.	23,77	24,04	(1,1)%	47,81	39,44	21,2%

* Также на заводах за рубежом были приобретены для переработки присадки и материалы: во втором квартале 2015 года – 19,5 млрд руб, в первом квартале 2015 года – 8,6 млрд руб, в первом полугодии 2015 и 2014 года – 28,1 и 17,9 млрд руб. соответственно.

Операционные расходы НПЗ Компании во втором квартале 2015 года уменьшились на 1,1% по сравнению с первым кварталом 2015 года и составили 23,77 млрд руб. В первом полугодии 2015 года операционные расходы НПЗ Компании составили 47,81 млрд руб. по сравнению с 39,44 млрд руб. в аналогичном периоде 2014 года.

Операционные расходы НПЗ, находящихся в Российской Федерации, во втором квартале 2015 года выросли по сравнению с первым кварталом 2014 года на 4,8% и составили 18,63 млрд руб., что связано с ростом затрат на ремонтное обслуживание. По сравнению с первым полугодием 2014 года операционные расходы НПЗ в первом полугодии 2015 года увеличились на 17,2% что связано, в основном, с ростом затрат на сырье и материалы (присадки) в связи с увеличением производства топлив экологического класса ЕВРО-4 и выше.

Операционные расходы заводов за рубежом уменьшились во втором квартале 2015 года на 18,0% по сравнению с первым кварталом 2015 года в связи с укреплением курса рубля по отношению к евро на 17%, частично скомпенсированное ростом объемов производства в текущем периоде. Операционные расходы заводов за рубежом в первом полугодии 2015 года увеличились на 36,0% по сравнению с аналогичным периодом 2014 года в связи с ослаблением курса рубля по отношению к евро, поскольку первоначальное признание затрат происходит в иностранной валюте.

Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти НПЗ, находящихся в Российской Федерации, за второй квартал 2015 года выросли по сравнению с первым кварталом 2015 года на 10,2% и составили 991 руб./т. Рост удельных затрат связан преимущественно с увеличением затрат на ремонтное обслуживание. По сравнению с первым полугодием 2014 года удельные операционные расходы на тонну в первом полугодии 2015 года увеличились на 17,1%, что связано, в основном, с ростом затрат на сырье, материалы, топливо и тарифов на электроэнергию.

Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти НПЗ, находящихся вне Российской Федерации, за второй квартал 2015 года уменьшились по сравнению с первым кварталом 2015 года на 19,1% и составили 1 917 руб./т. Снижение удельных затрат связано преимущественно с укреплением курса рубля по отношению к евро, поскольку первоначальное признание затрат происходит в иностранной валюте.

Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение %	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение %
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
Нефть						
Стоимость приобретения нефти (млрд руб.)	103	95	8,4%	198	197	0,5%
в т.ч. на внутреннем рынке	49	40	22,5%	89	72	23,6%
на международном рынке	54	55	(1,8)%	109	125	(12,8)%
Объем приобретенной нефти (млн баррелей)	42,9	40,6	5,7%	83,5	77,3	8,0%
в т.ч. на внутреннем рынке	25,5	23,5	8,5%	49,0	44,8	9,4%
на международном рынке	17,4	17,1	1,8%	34,5	32,5	6,2%
Газ²						
Затраты по приобретению газа (млрд руб.)	3,8	6,5	(41,5)%	10,3	12,8	(19,5)%
Объем покупного газа (млрд куб. м)	2,15	3,81	(43,6)%	5,96	6,80	(12,4)%
Нефтепродукты						
Стоимость приобретения нефтепродуктов (млрд руб.) [*]	23	14	64,3%	37	20	85,0%
Объем приобретенных нефтепродуктов (млн тонн)	0,87	0,42	>100%	1,29	0,72	79,2%
Прочие услуги по переработке нефти, газа и вторичной переработке нефтепродуктов						
Стоимость переработки нефти, газа и нефтепродуктов по договорам процессинга (млрд руб.)	8,0	7,4	8,1%	15,4	12,4	24,2%
Объем нефти и нефтепродуктов по договорам процессинга (млн тонн)	2,7	2,2	22,7%	4,9	5,5	(10,9)%
Объем газа по договорам процессинга (млрд куб. м)	2,5	2,9	(13,8)%	5,4	3,8	42,1%
Итого стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке (млрд руб.)	138	123	12,2%	261	242	7,9%

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

¹Данные консолидированной отчетности МСФО. Натуральные показатели соответствуют приведенным в таблице расходам.

²Включает в себя затраты сегмента «Разведка и добыча» в сумме 3 млрд руб., 6 млрд руб., 9 млрд руб. и 8 млрд руб. во втором и первом кварталах 2015 года, первом полугодии 2015 и 2014 года соответственно и сегмента «Переработка, коммерция и логистика» в сумме 0,8 млрд руб., 0,5 млрд руб., 1,3 млрд руб. и 4,8 млрд руб. во втором и первом кварталах 2015 года, первом полугодии 2015 и 2014 года соответственно.

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. Роснефть закупает сырую нефть на международном рынке для поставок на заводы Ruhr Oel GmbH.

Структура закупок нефти приведена в таблице ниже:

	За 3 месяца, закончившихся			Изменение	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015		30 июня 2014		
	млн баррелей		млн баррелей				
Международный рынок	17,4	17,1	1,8%	34,5	32,5	6,2%	
Удмуртнефть	7,0	6,4	9,4%	13,4	11,9	12,6%	
Славнефть	14,1	14,3	(1,4)%	28,4	25,1	13,1%	
Прочие	4,4	2,8	57,1%	7,2	7,8	(7,7)%	
Итого	42,9	40,6	5,7%	83,5	77,3	8,0%	

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» отчета о прибылях и убытках.

Во втором и в первом кварталах 2015 года объем операций по обмену нефтью составил 1,9 млн барр. и 1,8 млн барр. соответственно.

Покупка нефтепродуктов

Покупка нефтепродуктов у третьих лиц осуществляется в основном для покрытия текущих потребностей сбытовых дочерних предприятий 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 осуществлялось в основном для реализации на международном рынке.

В таблице ниже представлены стоимость закупки, объемы и средние цены на тонну нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц:

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения		
	30 июня 2015			31 марта 2015			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Приобретение нефтепродуктов в России									
Высокооктановые бензины	2	0,07	35,4	1	0,04	34,5	100,0%	75,0%	2,6%
Дизельное топливо	2	0,06	31,4	2	0,06	30,3	–	–	3,6%
Мазут	0	0,00	13,0	0	0,00	12,2	–	–	6,6%
Керосин	0	0,01	26,3	0	0,00	25,2	–	100,0%	4,4%
Прочие	2	0,04	26,0	1	0,02	23,5	100,0%	>100%	10,6%
Приобретение нефтепродуктов за рубежом	17	0,69	25,0	10	0,30	33,9	70,0%	>100%	(26,3)%
Итого	23	0,87	26,5	14	0,42	34,5	64,3%	>100%	(23,2)%

Объем закупок нефтепродуктов за второй квартал 2015 года увеличился на 107,1% по сравнению с первым кварталом 2015 года. Приобретение продукции за рубежом связано с реализацией поставок нефтепродуктов по долгосрочным контрактам.

	За 6 месяцев, закончившихся						% изменения		
	30 июня 2015			30 июня 2014			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Приобретение нефтепродуктов в России									
Высокооктановые бензины	3	0,11	34,6	3	0,12	31,6	–	(8,3)%	9,5%
Дизельное топливо	4	0,12	30,8	6	0,20	28,3	(33,3)%	(40,0)%	8,8%
Мазут	0	0,00	12,4	2	0,10	13,2	(100,0)%	(100,0)%	(6,1)%
Керосин	0	0,01	26,3	1	0,02	27,3	(100,0)%	(50,0)%	(3,7)%
Прочие	3	0,06	26,6	0	0,02	29,6	100,0%	>100%	(10,1)%
Приобретение нефтепродуктов за рубежом									
	27	0,99	27,7	8	0,26	31,9	>100%	>100%	(13,2)%
Итого	37	1,29	29,1	20	0,72	28,1	85,0%	79,2%	3,6%

Объем закупок нефтепродуктов за первое полугодие 2015 года увеличился на 79,2% по сравнению с первым полугодием 2014 года.

Средние цены закупки нефтепродуктов могут отклоняться от средних цен реализации в зависимости от различной региональной структуры проводимых закупок и продаж, а также различного качества нефтепродуктов.

Приобретение нефтепродуктов за рубежом

Приобретение нефтепродуктов вне территории Российской Федерации во втором квартале 2015 года составило 17 млрд руб. (0,69 млн тонн). Приобретение продукции за рубежом связано с реализацией поставок нефтепродуктов по долгосрочным контрактам.

Приобретение газа и прочие услуги по переработке нефти и газа и вторичной переработке нефтепродуктов

Начиная с апреля 2014 года операции по реализации компании «Сибур» попутного нефтяного газа и покупке у компании «Сибур» сухого отбензиненного газа (СОГ) отражены как нетто - эффект в отчетности Компании в составе затрат на процессинг в размере 3,58 млрд руб. и 3,63 млрд руб. за второй и первый кварталы 2015 года соответственно.

Затраты по приобретению газа снизились во втором квартале 2015 года на 41,5% по сравнению с первым кварталом 2015 года и составили 3,8 млрд руб. в связи с сезонным фактором и обеспечением потребности на рынке собственными ресурсами. По сравнению с первым полугодием 2014 года затраты по приобретению газа в первом полугодии 2015 года сократились на 19,5% в связи с обеспечением потребности на рынке собственными ресурсами, а также в связи с использованием новой коммерческой схемы работы с компанией «Сибур», при этом значительно увеличился объем процессинга попутного нефтяного газа.

Затраты на переработку нефти и газа по договорам процессинга за второй квартал 2015 год выросли на 8,1% по сравнению с первым кварталом 2015 годом, в основном, в связи с возобновлением загрузки Мозырского НПЗ по договору процессинга во втором квартале 2015 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.

Во втором квартале 2015 года транспортные расходы Роснефти сократились на 9,7% по сравнению с первым кварталом 2015 года и составили 130 млрд руб. Снижение транспортных расходов произошло, в основном, вследствие оптимизации логистики: роста доли водного транспорта и сокращения доли более дорогого железнодорожного транспорта.

Изменение транспортных расходов в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за второй и первый кварталы 2015 года трубопроводным, железнодорожным и смешанным транспортом, а также расходы на транспортировку газа по магистральным газопроводам представлено в таблице ниже:

	За 3 месяца, закончившихся								% изменения		
	30 июня 2015				31 марта 2015						
	Объем, млн т	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки тыс. руб./т	Объем, млн т	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки тыс. руб./т	Объема	Стоимости	Стоимости транспортировки на тонну
НЕФТЬ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	26,0	95,6%	46,0	1,77	25,0	94,3%	44,2	1,78	4,0%	4,1%	(0,6)%
Ж/д и смешанный	1,2	4,4%	3,8	3,13	1,5	5,7%	5,5	3,46	(20,0)%	(30,9)%	(9,5)%
Поставка на НПЗ											
Трубопровод ⁽¹⁾	22,2		18,1	0,82	22,5		18,8	0,84	(1,3)%	(3,7)%	(2,4)%
Ж/д и смешанный	1,6		6,3	3,94	1,5		6,8	4,43	6,7%	(7,4)%	(11,1)%
НЕФТЕПРОДУКТЫ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	1,2	7,1%	3,1	2,71	1,4	8,1%	3,6	2,64	(14,3)%	(13,9)%	2,7%
Ж/д и смешанный	13,3	79,2%	33,3	2,50	13,5	78,0%	42,1	3,11	(1,5)%	(20,9)%	(19,6)%
Трубопровод и поставка FCA ⁽²⁾	2,3	13,7%			2,4	13,9%			(4,2)%		
ГАЗ											
Трубопровод ⁽³⁾	млрд м3				млрд м3				млрд м3		
	9,5		9,5		11,1		11,2		(14,4)%	(15,2)%	
Прочие транспортные расходы⁽⁴⁾											
			10				12			(16,7)%	
Итого	67,8		130		67,8		144		0,0%	(9,7)%	

1. Включая приобретенные на международном рынке объемы нефти, поставляемой на заводы Ruhr Oel GmbH (ROG).
2. Часть нефтепродуктов была отгружена на экспорт в первом и во втором кварталах 2015 года с ТНПЗ через собственный нефтепровод и на условиях FCA, где Роснефть непосредственно не несет затрат на транспорт, за исключением расходов по перевалке и грузотправлению.
3. Часть объемов газа была реализована на условиях, по которым Компания не несет транспортных расходов. Во втором и в первом кварталах 2015 года такие объемы составили 3,8 и 4,8 млрд куб. м соответственно.
4. Прочие транспортные расходы включают затраты по транспортировке железнодорожным транспортом, уплачиваемые Роснефтью при транспортировке нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов до нефтебаз, а также стоимость транспортировки автомобильным транспортом от нефтебаз до автозаправочных комплексов.

Во втором квартале 2015 года транспортные расходы в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт трубопроводным транспортом практически не изменились и составили 1,77 тыс. руб. за тонну.

Снижение транспортных расходов в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом составило 9,5%, что было вызвано изменением структуры отгрузок.

Транспортные расходы в расчете на тонну сырой нефти при поставках трубопроводным транспортом на НПЗ снизились на 2,4%, что было обусловлено оптимизацией логистики.

Транспортные расходы в расчете на тонну сырой нефти при поставках на НПЗ железнодорожным и смешанным транспортом снизились на 11,1% по сравнению с первым кварталом 2015 года, что связано с появлением новых маршрутов поставок (использование преимущественно более коротких маршрутов).

Транспортные расходы в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт трубопроводным транспортом увеличились на 2,7% по сравнению с предыдущим кварталом, что было, в основном, связано с увеличением тарифов на транспортировку нефтепродуктов в экспортных направлениях.

Сокращение транспортных расходов в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом во втором квартале 2015 года по сравнению с первым кварталом 2015 года составило 19,6%, что было обусловлено снижением объемов, перевозимых железнодорожным транспортом и увеличением доли водного транспорта в связи с открытием навигационного периода.

Снижение расходов на транспортировку газа на 15,2% во втором квартале 2015 года по сравнению с первым кварталом 2015 года было вызвано уменьшением объемов транспортировки в силу сезонного фактора. В 2014 году и в первом полугодии 2015 года индексация тарифов на транспортировку газа не производилась. С 1 июля 2015 года тарифы Газпрома для независимых производителей на транспортировку газа по магистральным трубопроводам на внутренний рынок и в государства-участники соглашения о Таможенном союзе были проиндексированы в среднем на 2%.

Изменение транспортных расходов в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за первые полугодия 2015 и 2014 годов трубопроводным, железнодорожным и смешанным транспортом представлено в таблице ниже:

	За 6 месяцев, закончившихся								% изменения		
	30 июня 2015				30 июня 2014						
	Объем, млн т	Доля в объемах экспорта	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- порти- ровки тыс. руб./т	Объем, млн т	Доля в объемах экспорта	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- порти- ровки тыс. руб./т	Объема	Стои- мости	Стоимости транспор- тировки на тонну
НЕФТЬ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	51,0	95,0%	90,2	1,77	49,6	94,3%	79,4	1,60	2,8%	13,6%	10,6%
Ж/д и смешанный	2,7	5,0%	9,3	3,31	3,0	5,7%	7,7	2,61	(10,0)%	20,8%	26,8%
Поставка на НПЗ											
Трубопровод ⁽¹⁾	44,7		36,9	0,83	44,6		36,6	0,82	0,2%	0,8%	1,2%
Ж/д и смешанный	3,1		13,1	4,18	3,3		13,9	4,16	(6,1)%	(5,8)%	0,5%
НЕФТЕПРОДУКТЫ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	2,6	7,6%	6,7	2,67	2,1	6,6%	4,6	2,20	23,8%	45,7%	21,4%
Ж/д и смешанный	26,8	78,6%	75,4	2,81	25,9	81,5%	58,6	2,25	3,5%	28,7%	24,9%
Трубопровод и поставка FCA ⁽²⁾	4,7	13,8%			3,8	11,9%			23,7%		
ГАЗ											
Трубопровод ⁽³⁾	млрд м3				млрд м3				млрд м3		
	20,6		20,7		16,6		15,0		24,1%	38,0%	
Прочие транспортные расходы⁽⁴⁾											
			22				19			15,8%	
Итого	135,6		274		132,3		235		2,5%	16,6%	

1. Включая приобретенные на международном рынке объемы нефти, поставляемой на заводы Ruhr Oel GmbH (ROG).
2. Часть нефтепродуктов была отгружена на экспорт в первом полугодии 2015 и 2014 годов с НПЗ через собственный нефтепровод и на условиях FCA, где Роснефть непосредственно не несет затрат на транспорт, за исключением расходов по перевалке и грузоотправлению.
3. Часть объемов газа была реализована на условиях, по которым Компания не несет транспортных расходов. В первом полугодии 2015 года и 2014 года такие объемы составили 8,6 и 9,2 млрд куб. м соответственно.
4. Прочие транспортные расходы включают затраты по транспортировке железнодорожным транспортом, уплачиваемые Роснефтью при транспортировке нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов до нефтебаз, а также стоимость транспортировки автомобильным транспортом от нефтебаз до автозаправочных комплексов.

Увеличение транспортных тарифов в расчете на тонну реализованной продукции (нефти и нефтепродуктов) за первое полугодие 2015 года по сравнению с первым полугодием 2014 года практически всем видам транспорта, в основном, связано с индексацией тарифов, изменением структуры маршрутов.

Акцизы

Акцизы составили 24 млрд руб. во втором квартале 2015 года по сравнению с 27 млрд руб. в первом квартале 2015 года. В первом полугодии 2015 года акцизы составили 51 млрд руб., по сравнению с 68 млрд руб. в первом полугодии 2014 года.

Экспортные таможенные пошлины

Экспортные таможенные пошлины, уплачиваемые Компанией, включают в себя пошлины на экспорт нефти и нефтепродуктов. Экспортные таможенные пошлины рассмотрены выше в разделе «Макроэкономические факторы, влияющие на результаты операционной деятельности – Налогообложение».

Ниже приведены суммы экспортных таможенных пошлин за рассматриваемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
	млрд руб., за исключением %					
Экспортные пошлины на нефть	161	185	(13,0)%	346	617	(43,9)%
Экспортные пошлины на нефтепродукты	57	78	(26,9)%	135	228	(40,8)%
Итого экспортные пошлины	218	263	(17,1)%	481	845	(43,1)%

Снижение расхода по экспортной пошлине составило 17,1% во втором квартале 2015 года по сравнению с первым кварталом 2015 года и обусловлено позитивным эффектом временного лага в установлении ставок экспортных пошлин и укреплением курса рубля, что было отчасти компенсировано ростом цены на нефть. Снижение расхода по экспортной пошлине в первом полугодии 2015 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года прежде всего связано со снижением ставок таможенных пошлин в связи с изменениями в налоговом законодательстве и снижением цен на нефть.

В таблице ниже представлен ряд показателей, относящихся к таможенным пошлинам за рассматриваемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE), долл. США/барр.	61,8	52,8	17,0%	57,3	107,1	(46,5)%
Средняя действующая ставка таможенной пошлины на нефть, тыс. руб./т	6,87	8,10	(15,2)%	7,48	13,53	(44,7)%
Номинальные экспортные таможенные пошлины ¹ , тыс. руб./т	7,47	7,13	4,8%	7,30	13,43	(45,6)%
Средняя ставка экспортной пошлины при реализации нефти в странах дальнего зарубежья, облагаемой по стандартной ставке, тыс. руб./т	6,86	8,23	(16,6)%	7,53	13,54	(44,4)%

¹ Номинальные пошлины, рассчитанные в соответствии с формулой таможенного законодательства по средней цене нефти марки Юралс за отчетный период (т.е. без влияния временного лага)

На фактическую ставку экспортной пошлины Компании влияет эффект неравномерных объемов ежемесячных поставок, подлежащих обложению по различным ставкам таможенных пошлин, а также реализация части объемов нефти на условиях FCA.

КОРПОРАТИВНЫЙ СЕГМЕНТ

Сегмент включает в себя общества группы, оказывающие услуги корпоративного сервиса, а также банки и прочие.

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нения	За 6 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
Финансовые результаты, млрд руб.						
ЕБИТДА	(15)	(10)	(50,0)%	(25)	(19)	(31,6)%
Операционные затраты ¹	9	10	(8,9)%	19	16	18,8%
Капитальные затраты ²	2	2	–	4	6	(33,3)%

¹ % изменения рассчитан от неокругленных данных

² См. Раздел «Капитальные затраты»

Операционные затраты сегмента

Производственные и операционные расходы, относящиеся к «Корпоративному» сегменту уменьшились на 8,9% во втором квартале 2015 года по сравнению с первым кварталом 2015 года в результате снижения объемов оказания услуг внешним заказчикам. В первом полугодии 2015 года производственные и операционные расходы, относящиеся к «Корпоративному» сегменту, составили 19 млрд руб.

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 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, платежи по лизингу, изменения в резервах по сомнительным долгам и прочие расходы.

Общехозяйственные и административные расходы во втором квартале 2015 года составили 32 млрд руб. Компания продолжает проводить мероприятия по усилению контроля над текущими административными затратами. Общехозяйственные и административные расходы в первом полугодии 2015 и 2014 годов составили 59 млрд руб. и 54 млрд руб., соответственно.

Износ, истощение и амортизация

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

Во втором квартале 2015 года износ, истощение и амортизация составили 123 млрд руб. по сравнению с 121 млрд руб. в первом квартале 2015 года, что связано с вводом в эксплуатацию новых основных средств и эффектом приобретения ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» в первом квартале 2015 года.

Рост расходов по истощению и амортизации в первом полугодии 2015 по сравнению с аналогичным показателем прошлого года на 14% связан, в основном, с вводом в эксплуатацию новых основных средств.

Налоги, за исключением налога на прибыль

Налоги, за исключением налога на прибыль включают в себя налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), акцизы, налог на имущество и прочие налоги. Формула расчета НДПИ приведена выше в разделе «Макроэкономические факторы, влияющие на результаты операционной деятельности – Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)».

Ниже приведены налоги, за исключением налога на прибыль и экспортных пошлин, начисленные Компанией за анализируемые периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение (%)</i>	<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>		<i>Изменение (%)</i>
	<i>30 июня 2015</i>	<i>31 марта 2015</i>		<i>30 июня 2015</i>	<i>30 июня 2014</i>	
	млрд руб., за исключением %					
Налог на добычу полезных ископаемых	302	289	4,5%	591	509	16,1%
Акцизы	24	27	(11,1)%	51	68	(25,0)%
Отчисления на социальное страхование	12	12	–	24	22	9,1%
Налог на имущество	8	8	–	16	14	14,3%
Прочие налоги, штрафы, пени и другие платежи в бюджет	3	2	50,0%	5	3	66,6%
Итого налоги, за исключением налога на прибыль	349	338	3,3%	687	616	11,5%

Во втором квартале 2015 года сумма налогов, за исключением налога на прибыль, увеличилась на 3,3% и составила 349 млрд руб. по сравнению с 338 млрд руб. в первом квартале 2015 года, что, в основном, связано с увеличением затрат на НДСП, обусловленным ростом базовых ставок (на 3,5% в рублевом выражении).

Сумма налогов, за исключением налога на прибыль, в первом полугодии 2015 года по сравнению с первым полугодием 2014 года увеличилась на 11,5% в связи увеличением базовых ставок по НДСП на 13,9% (в рублевом выражении).

Финансовые доходы и расходы

Финансовые доходы и расходы включают в себя проценты, полученные по депозитам, депозитным сертификатам и займам выданным, проценты, уплаченные по кредитам и займам полученным, результат от изменения справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости, эффект от операций с производными финансовыми инструментами, прирост резервов, возникающий в результате течения времени, результат от реализации и выбытия финансовых активов и прочие финансовые доходы и расходы.

Во втором квартале 2015 года финансовые расходы, нетто, составили 26 млрд руб. по сравнению с 88 млрд руб. в первом квартале 2015 года. Сокращение финансовых расходов, в основном, связано с завершением сделок с производными финансовыми инструментами.

В первом полугодии 2015 года финансовые расходы, нетто, составили 114 млрд руб. по сравнению с 39 млрд руб. в первом полугодии 2014 года. Рост, в основном, связан с отрицательным эффектом от сделок с производными финансовыми инструментами, который вызван значительным ослаблением курса рубля к доллару США, а также ростом процентных расходов в связи с увеличением процентных ставок.

Прочие доходы и расходы

Во втором квартале 2015 года прочие доходы составили 28 млрд руб. и включают списание начисленной ранее задолженности по судебным разбирательствам в связи с их полным прекращением.

В первом полугодии 2014 года прочие доходы составили 62 млрд руб. и включают прибыль от продажи 49% доли ООО «Юграгазпереработка» (56 млрд руб.).

Во втором квартале 2015 года прочие расходы составили 17 млрд руб. по сравнению с 11 млрд руб. в первом квартале 2015 года. Прочие расходы включают эффект от выбытия основных средств в ходе операционной деятельности и прочие эффекты. В первом полугодии 2015 года и 2014 года прочие расходы составили 28 млрд руб. и 23 млрд руб., соответственно.

(Убыток)/прибыль от курсовых разниц

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

Основное изменение связано с переоценкой валютных активов и обязательств в результате значительного ослабления курса рубля к доллару США.

Начиная с 1 октября 2014¹ года в соответствии с МСФО 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» Компания применяет учет управления рисками (хеджирования). Объектом хеджирования является часть будущей ежемесячной экспортной выручки, планируемой к поступлению в долларах США в течение 5 лет. Инструментом хеджирования являются долговые обязательства Компании в долларах США перед третьими лицами. Номинальные суммы объекта и инструментов хеджирования равны. В той мере, в которой изменение курса влияет на инструмент хеджирования, эффекты подлежат отражению в составе прочих совокупных доходов/(расходов). По мере совершения хеджируемых операций, отложенные эффекты признаются в Отчете о прибылях и убытках в составе выручки.

За второй квартал 2015 года убыток от курсовых разниц в составе Отчета о прибылях и убытках составил 5 млрд руб.

Эффект капитализации курсовых разниц по кредитам капитального характера, привлеченных в иностранной валюте, отражен в составе курсовой разницы в размере 16,4 млрд руб. за первое полугодие 2015 года.

За первое полугодие 2014 года убыток от курсовых разниц составил 55 млрд руб. В первом полугодии 2014 года согласно действующей учетной политике МСФО отдельно эффект капитализации курсовых разниц по кредитам капитального характера, привлеченных в иностранной валюте, не рассчитывался.

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 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
Эффективная ставка по налогу на прибыль по МСФО	20,5%	21,1%	20,7%	19,7%

Компания придерживается положений МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль» для определения эффективной налоговой ставки.

В соответствии с отчетом о совокупном доходе, расход по налогу на прибыль составил 34 млрд руб., 15 млрд руб. и 64 млрд руб. за второй, первый кварталы 2015 года, и за первое полугодие 2014, соответственно. В первом полугодии 2015 года начисленный налог на прибыль составил 49 млрд руб. и сократился по сравнению с аналогичным периодом прошлого года в связи с уменьшением налогооблагаемой базы.

Чистая прибыль

Во втором квартале 2015 года чистая прибыль составила 134 млрд руб. по сравнению с 56 млрд руб. в первом квартале 2015 года. Во втором квартале 2015 года чистая прибыль учитывает все вышеперечисленные операционные и финансовые факторы, а также чистый эффект от курсовых разниц по инструментам хеджирования потоков денежных средств в сумме 60 млрд руб., признанный в составе «Прочего совокупного дохода/(расхода)».

Чистая прибыль в первом полугодии 2015 и 2014 годов составила 190 млрд руб. и 260 млрд руб., соответственно. Без учета нетто эффекта от реализации доли ООО «Юграгазпереработка» в размере 45 млрд руб., чистая прибыль за первое полугодие 2014 года составила 215 млрд руб.

¹ См стр. 5 «Управление влиянием курсовых рисков на отчетность в условиях значительной волатильности курса рубля»

Ликвидность и капитальные затраты

Движение денежных средств

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
	млрд руб.		раз	млрд руб.		раз
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	331	238	1,4	569	902	0,6
Чистые денежные средства, (использованные)/полученные в инвестиционной деятельности	(112)	12	–	(100)	(627)	0,2
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(129)	(349)	0,4	(478)	(441)	1,1

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 331 млрд руб. во втором квартале 2015 года по сравнению с 238 млрд руб. в первом квартале 2015 года.

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, включают операции с торговыми ценными бумагами как часть действий Компании по управлению денежными ресурсами (чистый приток денежных средств составил 1 млрд руб. во втором и первом квартале 2015 года, соответственно).

Скорректированные на вышеописанные операции чистые денежные средства от операционной деятельности составили 330 млрд руб. во втором квартале 2015 года (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме 1 млрд руб.), 237 млрд руб. (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме 1 млрд руб.) в первом квартале 2015 года.

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение
	30 июня 2015	31 марта 2015		30 июня 2015	30 июня 2014	
	млрд руб.		раз	млрд руб.		раз
Чистые денежные средства от операционной деятельности	331	238	1,4	569	902	0,6
Эффект от операций с торговыми ценными бумагами	(1)	(1)	1,0	(2)	(1)	2,0
Скорректированные чистые денежные средства от операционной деятельности	330	237	1,4	567	901	0,6
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов ¹	21	21	1,0	42	(431)	0,1
Скорректированные чистые денежные средства от операционной деятельности	351	258	1,4	609	470	1,3

¹ В 2015 г. корректировка на сумму предоплат по долгосрочным договорам относится к сумме зачета авансов по ранее полученным предоплатам прошлых периодов. В прошлых периодах разовые поступления предоплат корректировались с целью равномерного отражения операционного потока.

Во втором квартале 2015 года изменение скорректированного операционного денежного потока обусловлено изменением оборотного капитала в размере 41 млрд руб. в силу ускорения сбора платежей за отгрузки и снижения авансов выданных. В первом полугодии 2015 и 2014 годов скорректированный операционный денежный поток составил 609 млрд руб. и 470 млрд руб., соответственно.

На фоне значительных неблагоприятных макроэкономических факторов в первом полугодии 2015 года Компания сгенерировала положительный операционный денежный поток за счет эффективного управления оборотным капиталом.

Чистые денежные средства, использованные в /(полученные от) инвестиционной деятельности

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности во втором квартале 2015 года, составили 112 млрд руб.; чистые денежные средства, полученные от инвестиционной деятельности в первом квартале 2015 года составили 12 млрд руб. На увеличение показателя чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, повлияло, главным образом, увеличение капитальных затрат и снижение реализации краткосрочных финансовых активов во втором квартале 2015 года по сравнению с первым кварталом 2015 года.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, в первом полугодии 2014 года значительно превышают аналогичный показатель текущего периода в силу приобретения краткосрочных финансовых активов.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 129 млрд руб. во втором квартале 2015 года по сравнению с 349 млрд руб. в первом квартале 2015 года. Снижение использования денежных средств во втором квартале 2015 года, в основном, объясняется плановым погашением синдицированных кредитов и прочих финансовых обязательств в первом квартале 2015 года.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 478 млрд руб. и 441 млрд руб. в первом полугодии 2015 и 2014 годов, соответственно.

Капитальные затраты

Ниже представлены капитальные затраты по видам деятельности и затраты на приобретение лицензий за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся			Изменение	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение
	30 июня 2015	31 марта 2015			30 июня 2015	30 июня 2014	
	млрд руб.		%	млрд руб.		%	
Юганскнефтегаз	24	23	4,3%	47	39	20,5%	
Ванкорнефть	10	7	42,9%	17	20	(15,0)%	
Оренбургнефть	8	8	–	16	13	23,1%	
Самотлорнефтегаз	6	9	(33,3)%	15	12	25,0%	
Проекты на Сахалине	11	5	>100%	16	14	14,3%	
Уватнефтегаз	8	4	100,0%	12	11	9,1%	
Верхнечонскнефтегаз	3	5	(40,0)%	8	9	(11,1)%	
Пурнефтегаз	4	3	33,3%	7	6	16,7%	
Роспан Интернешнл	4	5	(20,0)%	9	7	28,6%	
Самаранефтегаз	5	4	25,0%	9	7	28,6%	
Варьеганнефтегаз	4	3	33,3%	7	6	16,7%	
Восточно-Сибирская НГК	2	4	(50,0)%	6	1	>100%	
Томскнефть ВНК	1	2	(50,0)%	3	3	–	
Няганьнефтегаз	3	2	50,0%	5	3	66,7%	
Северная нефть	4	1	>100%	5	4	25,0%	
Сузун	3	2	50,0%	5	1	>100%	
Таас-Юрях Нефтегазодобыча	3	2	50,0%	5	3	66,7%	
Сибнефтегаз	1	1	–	2	1	100,0%	
Прочие	8	7	14,3%	15	4	>100%	
Государственные субсидии	(2)	(1)	100,0%	(3)	(1)	>100%	
Итого разведка и добыча	110	96	14,6%	206	163	26,4%	
Туапсинский НПЗ	7	8	(12,5)%	15	21	(28,6)%	
Куйбышевский НПЗ	4	1	>100%	5	7	(28,6)%	
Новокуйбышевский НПЗ	2	3	(33,3)%	5	7	(28,6)%	
Сызранский НПЗ	3	3	–	6	7	(14,3)%	
Ангарская НХК	2	2	–	4	4	–	
Ачинский НПЗ	2	4	(50,0)%	6	5	20,0%	
Рязанская НПК	1	2	(50,0)%	3	4	(25,0)%	
Комсомольский НПЗ	1	2	(50,0)%	3	5	(40,0)%	
Саратовский НПЗ	–	–	–	–	1	(100,0)%	
Прочие заводы	4	3	33,3%	7	5	40,0%	
Сбытовые подразделения и прочие	3	2	50,0%	5	2	>100%	
Итого переработка, коммерция и логистика	29	30	(3,3)%	59	68	(13,2)%	
Прочая деятельность	2	2	–	4	6	(33,3)%	
Итого капитальные затраты	141	128	10,2%	269	237	13,5%	
Покупка лицензий	1	5	(80,0)%	6	2	>100%	
Возврат авансов за участие в аукционах	(4)	(8)	(50,0)%	(12)	–	–	

Во втором квартале 2015 года капитальные затраты составили 141 млрд руб. Значительное увеличение на 10,2% по отношению к первому кварталу 2015 года связано с сезонным фактором. Увеличение капитальных затрат в первом полугодии 2015 года по сравнению с первым полугодием 2014 года связано с расширением производственной программы бурения и ростом инвестиций в развитие новых месторождений Компании.

Во втором квартале 2015 года капитальные затраты сегмента «Разведка и добыча» составили 110 млрд руб. Увеличение на 14,6% по отношению к первому кварталу 2015 года связано с более чем 20% ростом объемов эксплуатационного бурения в Западной Сибири, а также ускорением работ по приоритетным новым проектам Компании. В первом полугодии 2015 года капитальные затраты сегмента «Разведка и добыча» составили 206 млрд руб. Значительный рост капитальных вложений на 26,4% по сравнению с первым полугодием 2014 года также обусловлен ростом объемов эксплуатационного бурения и реконструкции скважин (последние: более чем +50% к первому полугодью 2014 года) вследствие повышения уровня обеспеченности буровым сервисом, а также наращиванием темпов обустройства и освоения новых скважин.

Во втором квартале 2015 года капитальные затраты в сегменте «Переработка, коммерция и логистика» почти не изменились по сравнению с первым кварталом 2015 года и составили порядка 29 млрд руб. В первом полугодии 2015 года капитальные затраты в сегменте «Переработка, коммерция и логистика» составили 59 млрд руб.

Затраты заводов во втором квартале 2015 года сократились на 7,1% до 26 млрд руб. по отношению к 28 млрд руб. в первом квартале 2015 года. Капитальные затраты заводов в первом полугодии 2015 года составили 54 млрд руб. Работы проводятся преимущественно в рамках программы модернизации НПЗ РФ, а также проектов поддержания действующих мощностей.

Капитальные затраты по другим направлениям деятельности, связанные с плановыми закупками транспорта и прочего оборудования, в первом полугодии 2015 года составили 4 млрд руб.

Затраты на приобретение лицензий в размере 1,2 млрд руб. во втором квартале 2015 года связаны с приобретением лицензий с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на участках недр, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе.

Во втором квартале 2015 года Компания произвела возврат авансов, выданных в прошлом квартале в размере 4,5 млрд руб. за участие в аукционах с целью геологического изучения на Ай-Яунском участке недр, расположенном в Западно-Сибирском регионе.¹

В первом квартале 2015 года затраты на приобретение лицензий в размере 4,5 млрд руб. связаны с участием в аукционе на приобретение лицензии с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на Ай-Яунском участке, расположенном в Западно-Сибирском регионе.

В первом квартале 2015 года Компания произвела возврат авансов, выданных в прошлом квартале в размере 7,7 млрд руб. за участие в аукционах с целью приобретения лицензий на некоторые участки недр, расположенные в Западно-Сибирском регионе.

Долговые обязательства

Чистый долг Компании составил 2 215 млрд руб. по состоянию на 30 июня 2015 года по сравнению с 2 529 млрд руб. на 31 марта 2015 года.

Общая задолженность по привлеченным кредитам и займам и прочим финансовым обязательствам Компании составила 3 013 млрд руб. по состоянию на 30 июня 2015 года по сравнению с 3 272 млрд руб. по состоянию на 31 марта 2015 года. Снижение общей задолженности, в основном, обусловлено досрочным и плановым погашением валютных кредитов, а также эффектом курсовых разниц.

Часть долгосрочных кредитов обеспечивает кредитору права требования в отношении выручки по экспортным контрактам на поставку сырой нефти в случае нарушения обязательств по своевременному погашению задолженности.

Заимствования Роснефти, обеспеченные экспортными поставками нефти (за исключением экспорта в СНГ), составляют 29,8%, 29,4%, 26,1% общего объема задолженности по состоянию на 30 июня 2015 года, 31 марта 2015 года, 30 июня 2014 года соответственно.

По состоянию на 30 июня 2015 года, 31 марта 2015 года, 30 июня 2014 года права требования в отношении выручки по экспортным контрактам на поставку сырой нефти составляли 4,9%, 5,0% и 4,2%, соответственно, от общих экспортных продаж сырой нефти за анализируемый период (за исключением экспорта в СНГ).

¹ Начиная с 2015 года все возвраты по платежам за участие в аукционах, которые не состоялись или которые выиграли другие участники, отражены в строке «Возврат авансов за участие в аукционах» Отчета о движении денежных средств.

Расчет чистого долга приведен в таблице:

По состоянию на:	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2014
	млрд руб.		
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	1 031	1 119	883
Долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	1 982	2 153	1 326
Задолженность итого	3 013	3 272	2 209
Денежные средства и их эквиваленты	213	126	142
Прочие оборотные финансовые активы	585	617	542
Чистый долг	2 215	2 529	1 525*

*пересмотренные данные

Ключевые консолидированные финансовые показатели деятельности

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 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
Маржа EBITDA	23,7%	20,6%	22,2%	21,1%
Маржа чистой прибыли	10,2%	4,3%	7,3%	9,3%
Отношение чистого долга к показателю EBITDA, в годовом выражении	2,13	2,45	2,13	1,29
Коэффициент ликвидности	0,97	1,00	0,97	1,05
			руб. на баррель	
EBITDA в расчете на баррель	884	762	823	840
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель	313	276	294	231
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель	195	195	195	166
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на баррель	597	374	486	330
			руб. на барр. н.э.	
EBITDA в расчете на барр. н.э.	715	613	664	698
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на барр. н.э.	253	222	238	192
Операционные затраты на добычу в расчете на барр. н.э.	158	157	157	138
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на барр. н.э.	483	301	392	274

Компания рассматривает «EBITDA в расчете на баррель», «операционные расходы на добычу на баррель» и «операционные расходы 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.

Все коэффициенты «на производственную единицу» рассчитаны путем деления суммы соответствующих показателей в рублях на объем добычи (в млн барр. или млн барр. н.э.) без учета изменения запасов.

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 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
Добыча нефти и ЖУВ (млн баррелей)	351,6	347,9	699,5	706,4
Добыча нефти, ЖУВ и газа (млн барр. н. э.)	434,8	432,4	867,2	849,1

¹ Исключая ассоциированные предприятия.

Расчет скорректированного свободного денежного потока

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
	млрд руб			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	331	238	569	902
Капитальные затраты	(141)	(128)	(269)	(237)
Операции с торговыми ценными бумагами*	(1)	(1)	(2)	(1)
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов ¹	21	21	42	(431)
Скорректированный свободный денежный поток	210	130	340	233

*Согласно данным консолидированного отчета о движении денежных средств, подготовленного в соответствии с МСФО, «Приобретение торговых ценных бумаг» и «Реализация торговых ценных бумаг».

¹ В 2015 г. корректировка на сумму предоплат по долгосрочным договорам относится к сумме зачета авансов по ранее полученным предоплатам прошлых периодов. В прошлых периодах разовые поступления предоплат корректировались с целью равномерного отражения операционного потока.

Расчет маржи EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
	млрд руб., за исключением %			
Операционная прибыль	188	144	332	379
Износ, истощение и амортизация	123	121	244	214
EBITDA	311	265	576	593
Выручка от реализации и доход/ (убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 312	1 288	2 600	2 810
Маржа EBITDA	23,7%	20,6%	22,2%	21,1%

Расчет скорректированной маржи EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
	млрд руб., за исключением %			
Операционная прибыль	188	144	332	379
Износ, истощение и амортизация	123	121	244	214
EBITDA	311	265	576	593
Эффект от зачета предоплаты	15	21	36	–
Скорректированная EBITDA	326	286	612	593
Выручка от реализации и доход/ (убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 312	1 288	2 600	2 810
Маржа скорректированной EBITDA	24,8%	22,2%	23,5%	21,1%

Расчет маржи чистой прибыли

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
	млрд руб., за исключением %			
Чистая прибыль	134	56	190	260
Выручка от реализации и доход/ (убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 312	1 288	2 600	2 810
Маржа чистой прибыли	10,2%	4,3%	7,3%	9,3%

Расчет коэффициента ликвидности

По состоянию на:	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2014
	млрд руб., за исключением коэффициентов		
Оборотные активы	1 828	1 849	1 710
Краткосрочные обязательства	1 893	1 873	1 622
Коэффициент ликвидности	0,97	1,00	1,05

Консолидированные финансовые показатели деятельности (в долларах США)¹

Консолидированный отчет о прибылях и убытках

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
	млрд долл. США			
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	25,2	21,0	46,2	80,3
Затраты и расходы				
Производственные и операционные расходы	2,5	2,0	4,5	6,2
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	2,6	2,0	4,6	6,9
Общехозяйственные и административные расходы	0,6	0,4	1,0	1,5
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	2,4	2,3	4,7	6,7
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	–	0,1	0,1	0,3
Износ, истощение и амортизация	2,4	1,9	4,3	6,1
Налоги, кроме налога на прибыль	6,6	5,5	12,1	17,6
Экспортная пошлина	4,2	4,2	8,4	24,2
Итого затраты и расходы	21,3	18,4	39,7	69,5
Операционная прибыль	3,9	2,6	6,5	10,8
Финансовые доходы	0,3	0,2	0,5	0,3
Финансовые расходы	(0,7)	(1,7)	(2,4)	(1,5)
Прочие доходы	0,5	0,2	0,7	1,7
Прочие расходы	(0,3)	(0,2)	(0,5)	(0,7)
Курсовые разницы	(0,5)	0,1	(0,4)	(1,6)
Прибыль до налогообложения	3,2	1,2	4,4	9,0
Налог на прибыль	(0,7)	(0,2)	(0,9)	(1,8)
Чистая прибыль	2,5	1,0	3,5	7,2

¹ показатели рассчитаны с использованием среднемесячных курсов ЦБ РФ за отчетный период (приложение)

Ключевые финансовые коэффициенты в долларовом эквиваленте

Финансовые коэффициенты в долларовом выражении представлены в таблице:

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
Маржа EBITDA	25,0%	21,4%	23,4%	21,0%
Маржа чистой прибыли	9,9%	4,8%	7,6%	9,0%
Отношение чистого долга к показателю EBITDA, в годовом выражении	1,76	1,74	1,76	1,29
Коэффициент ликвидности	0,96	1,00	0,96	1,05
	долл. на баррель*			
EBITDA в расчете на баррель нефти	17,9	13,2	15,4	24,0
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти	5,9	4,4	5,2	6,6
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти	3,7	3,1	3,4	4,7
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на баррель	11,9	7,2	9,6	9,5
	долл. на барр. н.э.*			
EBITDA в расчете на барр. н.э.	14,5	10,6	12,5	20,1
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на барр. н.э.	4,8	3,5	4,2	5,5
Операционные затраты на добычу в расчете на барр. н.э.	3,0	2,5	2,8	3,9
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на барр. н.э.	9,7	5,8	7,7	7,9

*коэффициенты рассчитаны от неокругленных данных

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

Расчет скорректированного свободного денежного потока

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
	млрд долл. США			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	6,3	3,8	10,1	26,4
Капитальные затраты	(2,7)	(2,0)	(4,7)	(6,8)
Операции с торговыми ценными бумагами*	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти	0,6	0,7	1,3	(12,9)
Скорректированный свободный денежный поток	4,2	2,5	6,7	6,7

*Согласно данным консолидированного отчета о движении денежных средств, подготовленного в соответствии с МСФО, «Приобретение торговых ценных бумаг» и «Реализация торговых ценных бумаг».

Расчет маржи EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 6 месяцев, закончившихся	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
	млрд долл. США, за исключением %			
Операционная прибыль	3,9	2,6	6,5	10,8
Износ, истощение и амортизация	2,4	1,9	4,3	6,1
EBITDA*	6,3	4,5	10,8	16,9
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	25,2	21,0	46,2	80,3
Маржа EBITDA	25,0%	21,4%	23,4%	21,0%

*С учетом эффекта от предоплат по долгосрочным контрактам в сумме 1,4 млрд долл. США в первом полугодии 2015 года

Расчет маржи чистой прибыли

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>За 6 месяцев, закончившихся</i>	
	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2015	30 июня 2014
	млрд долл. США, за исключением %			
Чистая прибыль	2,5	1,0	3,5	7,2
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	25,2	21,0	46,2	80,3
Маржа чистой прибыли	9,9%	4,8%	7,6%	9,0%

Расчет коэффициента ликвидности

По состоянию на:	30 июня 2015	31 марта 2015	30 июня 2014
	млрд долл. США, за исключением коэффициентов		
Оборотные активы	32,9	31,6	50,8
Краткосрочные обязательства	34,1	32,0	48,2
Коэффициент ликвидности	0,96	1,00	1,05

**ПРИЛОЖЕНИЕ: СРЕДНЕМЕСЯЧНЫЕ ОБМЕННЫЕ КУРСЫ ДОЛЛАРА США,
РАССЧИТАННЫЕ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ БАНКА РОССИИ**

2015 год	Руб. / долл. США	2014 год	Руб. / долл. США
январь	61,88	январь	33,46
февраль	64,68	февраль	35,23
март	60,26	март	36,21
апрель	52,93	апрель	35,66
май	50,59	май	34,93
июнь	54,51	июнь	34,41
		июль	34,64
		август	36,11
		сентябрь	37,88
		октябрь	40,77
		ноябрь	45,91
		декабрь	55,54