



**АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ  
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ ЗА 3 МЕСЯЦА, ЗАВЕРШИВШИХСЯ 30 СЕНТЯБРЯ 2015  
и 30 ИЮНЯ 2015 ГОДА И ЗА 9 МЕСЯЦЕВ, ЗАВЕРШИВШИХСЯ  
30 СЕНТЯБРЯ 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 сентября 2015 и 2014 годов, 30 июня 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 АО «Роспан Интернешнл» в баррели нефтяного эквивалента используется коэффициент 8,3.

## Оглавление

Обзор.....	4
Финансовые и операционные показатели Компании .....	4
Значимые события в ТРЕТЬЕМ квартале 2015 года .....	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 .....	14
Изменения транспортных тарифов трубопроводных и железнодорожных монополий.....	15
Операционные сегменты и межсегментная реализация.....	18
Показатели финансовой деятельности по сегментам за 3 месяца, закончившихся 30 сентября и 30 июня 2015 года (Консолидированный отчет о прибылях и убытках) .....	19
Показатели финансовой деятельности по сегментам за 9 месяцев, закончившихся 30 сентября 2015 года и 30 сентября 2014 года (Консолидированный отчет о прибылях и убытках).....	20
Сегмент «Разведка и добыча».....	21
<i>Операционные показатели</i> .....	21
Добыча нефти и ЖУВ.....	21
Добыча газа .....	23
Финансовые показатели .....	24
Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий .....	24
Операционные затраты сегмента.....	24
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа .....	24
Налог на добычу полезных ископаемых.....	24
Сегмент «Переработка, коммерция и логистика».....	26
<i>Операционные показатели</i> .....	26
Производство нефтепродуктов на НПЗ .....	26
Финансовые показатели .....	28
Выручка от реализации и доход/(убыток) от совместных и ассоциированных предприятий .....	28
Операционные затраты сегмента.....	36
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке .....	37
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку.....	39
Акцизы .....	41
Экспортные таможенные пошлины .....	42
Корпоративный сегмент .....	42
<i>Операционные затраты сегмента</i> .....	43
Отдельные показатели консолидированной финансовой отчетности .....	43
Затраты и расходы .....	43
Общехозяйственные и административные расходы .....	43
Износ, истощение и амортизация .....	43
Налоги, за исключением налога на прибыль .....	43
Финансовые доходы и расходы .....	44
Прочие доходы и расходы.....	44

Курсовые разницы .....	45
Налог на прибыль .....	45
Чистая прибыль.....	45
Ликвидность и капитальные затраты .....	46
Движение денежных средств.....	46
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности .....	46
Чистые денежные средства, использованные в /(полученные от) инвестиционной деятельности .....	47
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности.....	47
Капитальные затраты .....	48
Долговые обязательства .....	49
Ключевые консолидированные финансовые показатели деятельности .....	51
Расчет скорректированного свободного денежного потока .....	52
Расчет маржи EBITDA .....	52
Расчет скорректированной маржи EBITDA .....	52
Расчет маржи чистой прибыли .....	52
Расчет коэффициента ликвидности.....	53
Консолидированные финансовые показатели деятельности (в долларах США).....	53
Консолидированный отчет о прибылях и убытках.....	53
Ключевые финансовые коэффициенты в долларовом эквиваленте.....	54
Расчет скорректированного свободного денежного потока .....	54
Расчет маржи EBITDA .....	54
Расчет маржи чистой прибыли .....	55
Расчет коэффициента ликвидности.....	55
Приложение: среднемесячные обменные курсы доллара США, рассчитанные на основе данных Банка России ...	56

## 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.

В третьем квартале 2015 года добыча углеводородов Компании составила в среднем 5,08 млн б.н.э./сут. Добыча природного и попутного газа Компании – 14,83 млрд куб. м.

В среднем в третьем квартале 2015 года общий объем переработки нефти на собственных нефтеперерабатывающих предприятиях Компании на территории Российской Федерации сохранился и составил 0,22 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 9 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 сентября	30 июня	30 сентября		30 сентября		
	2015	2015	2015		2014		
<b>Финансовые результаты, млрд руб.</b>							
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 266	1 312	(3,5)%	3 866	4 192	(7,8)%	
ЕБИТДА	244	311	(21,5)%	820	869	(5,6)%	
Скорректированная ЕБИТДА*	267	326	(18,1)%	879	870	1,0%	
Чистая прибыль <sup>1</sup>	113	134	(15,7)%	303	261	16,1%	
Капитальные затраты	140	141	(0,7)%	409	370	10,5%	
Скорректированный свободный денежный поток**	177	210	(15,7)%	517	404	28,0%	
Чистый долг	1 622	2 215	(26,8)%	1 622	1 772	(8,5)%	
<b>Операционные результаты</b>							
Добыча углеводородов (тыс. барр. н.э. в сутки)	5 081	5 149	(1,3)%	5 143	5 074	1,4%	
Добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 099	4 126	(0,7)%	4 119	4 162	(1,0)%	
Добыча газа (тыс. барр. н.э. в сутки)	982	1 023	(4,0)%	1 024	912	12,3%	
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции в РФ (млн т)	21,47	20,36	5,5%	62,84	61,66	1,9%	
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции вне РФ (млн т)	3,40	3,29***	3,3%	9,29	9,76	(4,8)%	

\*Скорректирована на разницу от курсов валют, применяемых при признании выручки по долгосрочным договорам поставки нефти за третий и второй кварталы 2015 года в размере 23 млрд. руб. и 15 млрд. руб., а также за 9 месяцев 2015 года в сумме 59 млрд руб., соответственно.

\*\*Скорректирован на суммы операций с торговыми ценными бумагами, а также единовременный эффект на предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти в размере 1 027 млрд. руб. за третий квартал 2015 г. и за 9 месяцев 2015 года, соответственно.

\*\*\* Уточненные данные по выпуску с использованием присадок.

**Справочно: Финансовые показатели Компании в долларовом эквиваленте\***

	За 3 месяца, закончившихся		% изме- нение	За 9 месяцев, закончившихся		% изме- нение
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
<b>Финансовые результаты,</b>						
<b>млрд долл. США</b>						
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	20,6	25,2	(18,3)%	66,8	118,5	(43,6)%
ЕВITDA	4,2	6,3	(33,3)%	15,0	24,7	(39,3)%
Чистая прибыль <sup>1</sup>	1,8	2,5	(28,0)%	5,3	7,3	(27,4)%
Капитальные затраты	2,2	2,7	(18,5)%	6,9	10,4	(33,7)%
Скорректированный свободный денежный поток	3,0	4,2	(28,6)%	9,7	11,6	(16,4)%
Чистый долг	24,5	39,9	(38,6)%	24,5	45,0	(45,6)%

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

**<sup>1</sup> 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.

В третьем квартале 2015 года курсовые разницы по инструментам хеджирования потоков денежных средств в составе «Прочего совокупного (расхода)/дохода» составили в сумме 169 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 30 млрд руб. (реклассификация в Прибыли и убытки). За 9 месяцев 2015 года общая сумма курсовых разниц по инструментам хеджирования потоков денежных средств, признанных в составе «Прочего совокупного (расхода)/дохода», составила до налогообложения 101 млрд руб., сумма этих курсовых разниц после налогообложения – 81 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 В ТРЕТЬЕМ КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА**

### ***ОАО «НК «Роснефть» договорилась о продаже ONGC Videsh Limited 15% «Ванкорнефти»***

ОАО «НК «Роснефть» и индийская ONGC Videsh Limited в рамках Восточного экономического форума подписали договор купли-продажи 15% АО «Ванкорнефть» и акционерное соглашение в отношении управления предприятием. Стороны планируют закрытие сделки после получения необходимых регуляторных и иных согласований. При этом «Роснефть» сохранит 100% контроль над общей инфраструктурой Ванкорского кластера (включая нефтепровод Ванкор – Пурпе) и создаст компанию-оператора, которая позволит более эффективно управлять как самим Ванкорским месторождением, так и другими лицензионными участками Компании в этом регионе.

### ***ОАО «НК «Роснефть», Сбербанк и Pietro Barbaro закрыли сделку по приобретению «Прайм Шиппинг»***

Российское совместное предприятие ОАО «НК «Роснефть», ООО «Сбербанк Инвестиции» и Pietro Barbaro S.p.A. (СП) закрыло сделку по приобретению судоходных активов Группы Pietro Barbaro в Российской Федерации (100% группы «Прайм Шиппинг»). Приобретение логистического актива позволит «Роснефти» укрепить свои позиции на рынке речных перевозок и повысить эффективность своей операционной деятельности, в том числе в сфере трейдинга нефтью и нефтепродуктами, а также безопасной транспортировки танкерным флотом.

### ***ОАО «НК «Роснефть» закрыло сделку по приобретению российской нефтесервисной компании у Trican Well Service Ltd.***

Общество группы «Роснефть» закрыло с дочерним предприятием Trican Well Service Ltd. сделку по приобретению обществом группы «Роснефть» 100% доли ООО «Трайкан Велл Сервис», оказывающего в России услуги по использованию высококачественных систем закачки с целью повышения нефтеотдачи пластов при разработке традиционных запасов нефти и газа.

### ***Приобретение активов компании Петрол Маркет***

В августе 2015 года Компания завершила сделку по приобретению 100% доли в ООО «Петрол Маркет» (Петрол Маркет), которой принадлежит сеть автозаправочных станций и нефтебазовое хозяйство, расположенные на территории Республики Армения. Сумма сделки составила 40 млн. долларов США (2,7 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на дату приобретения).

## **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>Измене- ние (%)</i>	<i>За 9 месяцев, закончившихся</i>		<i>Измене- ние (%)</i>
	<b>30 сентября 2015</b>	<b>30 июня 2015</b>		<b>30 сентября 2015</b>	<b>30 сентября 2014</b>	
<b>Мировой рынок</b>	<b>долл. США за баррель</b>			<b>долл. США за баррель</b>		
Нефть «Brent»	50,3	61,9	(18,8)%	55,3	106,6	(48,1)%
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE)	49,4	61,8	(20,1)%	54,6	105,1	(48,0)%
Нефть «Urals» (FOB Приморск)	47,6	58,8	(19,0)%	52,3	103,4	(49,4)%
Нефть «Urals» (FOB Новороссийск)	48,5	60,0	(19,3)%	53,3	104,2	(48,8)%
Нефть «Дубай»	49,8	61,3	(18,8)%	54,3	104,0	(47,8)%
	<b>долл. США за тонну</b>			<b>долл. США за тонну</b>		
Naphtha (ср. FOB/CIF Med)	409	516	(20,6)%	456	894	(49,0)%
Naphtha (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	427	536	(20,3)%	476	909	(47,7)%
Naphtha (CFR Japan)	461	564	(18,2)%	506	933	(45,8)%
Fuel oil (ср. FOB/CIF Med)	247	329	(24,7)%	286	575	(50,3)%
Fuel oil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	239	320	(25,3)%	277	567	(51,1)%
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	274	367	(25,4)%	319	602	(47,0)%
Gasoil (ср. FOB/CIF Med)	470	571	(17,7)%	516	893	(42,1)%
Gasoil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	476	573	(17,0)%	521	896	(41,8)%
Gasoil (FOB Singapore)	459	552	(16,9)%	504	888	(43,1)%
	<b>тыс. руб. за баррель</b>			<b>тыс. руб. за баррель</b>		
Нефть «Brent»	3,17	3,26	(2,9)%	3,28	3,77	(13,0)%
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE)	3,11	3,25	(4,4)%	3,24	3,72	(12,9)%
Нефть «Urals» (FOB Приморск)	3,00	3,10	(3,1)%	3,10	3,66	(15,2)%
Нефть «Urals» (FOB Новороссийск)	3,05	3,16	(3,4)%	3,16	3,69	(14,3)%
Нефть «Дубай»	3,14	3,23	(2,9)%	3,22	3,68	(12,6)%
	<b>тыс. руб. за тонну</b>			<b>тыс. руб. за тонну</b>		
Naphtha (ср. FOB/CIF Med)	25,8	27,2	(5,1)%	27,0	31,6	(14,5)%
Naphtha (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	26,9	28,2	(4,7)%	28,2	32,2	(12,3)%
Naphtha (CFR Japan)	29,0	29,7	(2,2)%	30,0	33,0	(9,2)%
Fuel oil (ср. FOB/CIF Med)	15,6	17,3	(10,0)%	16,9	20,3	(16,8)%
Fuel oil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	15,1	16,9	(10,6)%	16,4	20,1	(18,1)%
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	17,3	19,3	(10,8)%	18,9	21,3	(11,2)%
Gasoil (ср. FOB/CIF Med)	29,6	30,1	(1,6)%	30,6	31,6	(3,1)%
Gasoil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	29,9	30,2	(0,8)%	30,9	31,7	(2,5)%
Gasoil (FOB Singapore)	28,9	29,1	(0,6)%	29,9	31,4	(4,7)%
<b>Российский рынок (цена с акцизами, без НДС)</b>	<b>тыс. руб. за тонну</b>			<b>тыс. руб. за тонну</b>		
Нефть	12,6	13,7	(7,8)%	13,0	11,8	10,6%
Мазут	7,4	8,2	(10,6)%	7,7	9,3	(17,1)%
Дизельное топливо (летнее)	28,5	28,7	(0,5)%	28,0	26,7	4,8%
Дизельное топливо (зимнее)	30,4	29,8	2,0%	29,6	28,7	3,1%
Авиакеросин	28,2	26,5	6,4%	26,4	25,1	5,4%
Высокооктановый бензин	35,1	30,6	14,9%	31,3	30,8	1,9%
Низкооктановый бензин	31,2	27,2	14,8%	28,3	27,6	2,6%

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 ослаблением среднего курса рубля по отношению к доллару США на 16,4% в третьем квартале 2015 года по сравнению со вторым кварталом 2015 года, а также с номинальным ослаблением рубля к доллару США на 40,3% за 9 месяцев 2015 года по сравнению с 9 месяцами 2014 года.

Ориентиром внутренних оптовых цен на газ являются регулируемые государством цены, по которым реализуется газ, добытый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами. 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.

С 1 июля 2015 г. регулируемая цена на газ, устанавливаемая ФАС России, была увеличена на 7,5%. Регулируемая цена оказывает и, вероятно, будет оказывать влияние на процесс ценообразования для газа, реализуемого Компанией. Средняя цена на газ (без НДС), реализуемый Роснефтью на

внутреннем рынке РФ, составляла 3,16 тыс. руб./тыс. куб. м и 3,03 тыс. руб./тыс. куб. м в третьем и во втором кварталах 2015 года, соответственно, а также 3,11 тыс. руб./тыс. куб. м и 2,90 тыс. руб./тыс. куб. м за 9 месяцев 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. Далее в таблице представлены данные об изменении обменного курса и темпах инфляции за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		За 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
Рублевая инфляция (ИЦП)*	0,5%	2,1%	12,0%	5,2%
Средний курс доллара США (руб./долл.) за период**	62,98	52,65	59,28	35,39
Курс доллара США на конец периода (руб./долл.)	66,24	55,52	66,24	39,39
Средний курс евро (руб./евро) за период	70,11	58,24	66,26	47,99
Курс евро на конец периода (руб./евро)	74,58	61,52	74,58	49,95

Источник: Центральный банк Российской Федерации.

\*Индекс цен производителей на конец сентября 2015 года в годовом выражении составил 12,7%.

\*\* 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		Измене- ние(%)	За 9 месяцев, закончившихся		Измене- ние(%)
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
<b>НДПИ*</b>						
Нефть (руб. за тонну)	6 263	7 071	(11,4)%	6 721	6 017	11,7%
<b>Экспортная пошлина на нефть</b>						
Нефть (долл. США за тонну)	128,7	130,4	(1,3)%	129,8	383,9	(66,2)%
Нефть (руб. за тонну)	8 104	6 867	18,0%	7 692	13 585	(43,4)%
Нефть (руб. за баррель)	1 095	927	18,0%	1 039	1 835	(43,4)%
<b>Экспортная пошлина на нефтепродукты</b>						
Бензин (руб. за тонну)	6 319	5 354	18,0%	5 997	12 225	(50,9)%
Нафта (руб. за тонну)	6 886	5 834	18,0%	6 535	12 225	(46,5)%
Легкие и средние дистилляты (руб. за тонну)	3 886	3 294	18,0%	3 688	8 965	(58,9)%
Дизельное топливо (руб. за тонну)	3 886	3 294	18,0%	3 688	8 828	(58,2)%
Жидкое топливо (топочный мазут) (руб. за тонну)	6 155	5 217	18,0%	5 843	8 965	(34,8)%

\* 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 ФЗ № 366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 24 ноября 2014 года поэтапно 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
<b>Высокооктановый бензин (руб. за тонну)</b>			
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
<b>Нафта (руб. за тонну)</b>	11 300	10 500	9 700
<b>Дизель (руб. за тонну)</b>	3 450	4 150	3 950
<b>Масла (руб. за тонну)</b>	6 500	6 000	5 400
<b>Бензол, параксилол, ортоксилол (руб. за тонну)</b>	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 продукции нефтехимии, бензола, параксилола и ортоксилола, произведенным из прямогонного бензина. За 9 месяцев 2015 года Компания реализовала свое право на получение повышенного вычета по акцизу, в связи с чем Компания получила положительный эффект в размере 1,14 млрд руб.

Эффективная налоговая нагрузка Компании составила 48,0% и 45,8% за третий и второй кварталы 2015 года, соответственно.

На платежи по НДС и экспортным пошлинам приходилось около 42,1% и 39,7% от объема выручки за третий и второй кварталы 2015 года, соответственно. Доля фискальных изъятий в финансовом результате Компании, без учета курсовых разниц и одноразовых эффектов увеличилась на 1,7% и составила около 87% за 9 мес. 2015 года.

### 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, «K» – 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, характеризующих 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 $2 \times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> и нефти тюменской свиты. Для месторождений баженовской, абалакской, хадумской, доманиковой свит. Для месторождений, расположенных: <ul style="list-style-type: none"><li>• на территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Красноярского края для первых <b>25 млн тонн</b> накопленной добычи на месторождении;</li><li>• на территории Ненецкого автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа для первых <b>15 млн тонн</b> нефти;</li><li>• на шельфе Охотского моря для первых <b>30 млн тонн</b> нефти;</li></ul> 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 <b>более 200 мПа × с и менее 10 000 мПа × с</b> (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, а также месторождений Краснодарского и Ставропольского краев, в размере 0,64 по части залежей Кынско-Часельского месторождения и ряда лицензионных участков Сибнефтегаза, а также для месторождений ЯНАО, Краснодарского края, Чеченской республики;
- 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%.

В третьем и во втором кварталах 2015 года, а также за 9 месяцев 2015 и 2014 годов средняя фактическая ставка НДС на природный газ по Компании составила 536 руб. за тыс. куб. м и 510 руб. за тыс. куб. м, а также 514 руб. за тыс. куб. м и 484 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 на газозольный конденсат

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

Значительный объем конденсата, облагаемого по ставке НДС для газозольного конденсата, добывается на месторождениях Роспана, для которого ставка НДС в третьем и во втором кварталах 2015 года, а также за 9 месяцев 2015 и 2014 годов составила 2 318\* руб. и 2 411 руб.\* за тонну, 2 349\* руб. и 608 руб. за тонну, соответственно. До 1 июля 2014 года составляла 647 руб. за тонну.

\* С 1 января по 31 декабря 2015 года включительно для расчета ставки НДС на газозольный 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)

\*В настоящее время Правительством Российской Федерации внесен в Государственную Думу РФ законопроект № 898474-6, предусматривающий долю изъятия в формуле, определяющей ставку вывозных таможенных пошлин на нефть в 2016 году в размере 42%.

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 соответствие 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.

С 21 июля 2015 года ФАС<sup>1</sup> является федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным осуществлять правовое регулирование в сфере государственного регулирования цен (тарифов) на товары (услуги) субъектов естественных монополий. ФАС имеет полномочия устанавливать 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 ФАС. Тариф устанавливается в российских рублях и не привязан к валютному курсу.

ФАС 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.

ФАС 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 ПАО «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.

#### *Последние изменения тарифов Транснефти*

##### *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.

<sup>1</sup> 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 Федеральной службы по тарифам (ФСТ) переданы Федеральной антимонопольной службе (ФАС).



### *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%.

### *Последние изменения тарифов на транспортировку газа*

С 1 июля 2015 г. тариф на транспортировку газа по территории РФ по магистральным газопроводам ПАО «Газпром», входящим в Единую систему газоснабжения, для независимых организаций был увеличен в среднем на 2%.

### *Последние изменения железнодорожных тарифов*

С 16 сентября 2015 года введен в действие повышающий коэффициент 1,074 на железнодорожные тарифы на перевозку дизельного топлива на внутреннем рынке.

С 29 января 2015 года введен в действие повышающий коэффициент 1,134 на экспортные перевозки через сухопутные погранпереходы БГС (бензин газовый стабильный) 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 сентября 2015	30 июня 2015
	тыс. руб./т	
<b>НЕФТЬ</b>		
<b>Транспортировка на внутреннем рынке</b>		
<b>Трубопроводный транспорт</b>		
Оренбургнефть (Покровка) – Новокуйбышевский НПЗ	0,13	0,13
Самотлорнефтегаз – Ангарская НХК (короткий маршрут)	1,00	1,00
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Рязанская НПК	1,23	1,23
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Сызранский НПЗ	0,91	0,91
<b>Экспорт</b>		
<b>Трубопроводный транспорт</b>		
Ванкорнефть (Пурпе) – Китай	2,35	2,35
Верхнечонскнефтегаз (Талакан) – Козьмино	2,24	2,24
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Германия	1,75	1,74
Уватнефтегаз (Демьянское) – Китай через Казахстан	1,39	1,29
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Порт Приморск / Порт Усть-Луга	1,70	1,70
Юганскнефтегаз (Южный Балык) – Мозырский НПЗ	1,53	1,53
Самаранефтегаз (Кулешовка) – Порт Новороссийск	0,90	0,90
<b>НЕФТЕПРОДУКТЫ (Экспорт)</b>		
<b>Железнодорожный транспорт</b>		
<b>Дизельное топливо</b>		
Ангарская НХК – Порт Находка	5,46	5,46
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	2,14	2,14
Саратовский НПЗ – Порт Новороссийск	2,01	2,01
<b>Мазут</b>		
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
<b>Нафта</b>		
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;
- *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 СЕНТЯБРЯ И 30 ИЮНЯ 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 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 июня 2015
<b>Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий</b>								
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	–	–	1 247	1 289	–	–	1 247	1 289
Вспомогательные услуги и прочая реализация	–	–	–	–	18	18	18	18
Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	(1)	1	2	4	–	–	1	5
<i>Межсегментная реализация</i>	<i>560</i>	<i>674*</i>	–	–	–	–	–	–
<b>Итого выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>559</b>	<b>675</b>	<b>1 249</b>	<b>1 293</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>1 266</b>	<b>1 312</b>
<b>Затраты и расходы</b>								
Производственные и операционные расходы	68	69	56	51	10	9	134	129
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	3	3	143	135	–	–	146	138
<i>Межсегментная реализация</i>	–	–	<i>560</i>	<i>674*</i>	–	–	–	–
Общехозяйственные и административные расходы*	8	8	7	6	12	18	27	32
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	4	5	130	125	–	–	134	130
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	2	5	–	–	–	–	2	5
Износ, истощение и амортизация	96	99	22	21	3	3	121	123
Налоги, кроме налога на прибыль	286	315	33	30	3	4	322	349
Экспортная пошлина	–	–	257	218	–	–	257	218
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>467</b>	<b>504</b>	<b>1 208</b>	<b>1 260</b>	<b>28</b>	<b>34</b>	<b>1 143</b>	<b>1 124</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>92</b>	<b>171</b>	<b>41</b>	<b>33</b>	<b>(10)</b>	<b>(16)</b>	<b>123</b>	<b>188</b>
Финансовые доходы	–	–	–	–	12	12	12	12
Финансовые расходы	–	–	–	–	(60)	(38)	(60)	(38)
Прочие доходы	–	–	–	–	–	28	–	28
Прочие расходы	–	–	–	–	(16)	(17)	(16)	(17)
Курсовые разницы	–	–	–	–	83	(5)	83	(5)
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>92</b>	<b>171</b>	<b>41</b>	<b>33</b>	<b>9</b>	<b>(36)</b>	<b>142</b>	<b>168</b>
Налог на прибыль	(19)	(34)	(8)	(6)	(2)	6	(29)	(34)
<b>Чистая прибыль</b>	<b>73</b>	<b>137</b>	<b>33</b>	<b>27</b>	<b>7</b>	<b>(30)</b>	<b>113</b>	<b>134</b>
<b>ЕВИТДА</b>	<b>188</b>	<b>270</b>	<b>63</b>	<b>54</b>	<b>(7)</b>	<b>(13)</b>	<b>244</b>	<b>311</b>

\* уточненные данные за 2 квартал 2015 года

**ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО СЕГМЕНТАМ ЗА 9 МЕСЯЦЕВ,  
ЗАКОНЧИВШИХСЯ 30 СЕНТЯБРЯ 2015 ГОДА И 30 СЕНТЯБРЯ 2014 ГОДА\***  
(Консолидированный отчет о прибылях и убытках)

в млрд руб.

	Разведка и добыча		Переработка, коммерция и логистика		Корпоративный сегмент		ИТОГО	
	За 9 месяцев, закончившихся							
	30 сентября 2015	30 сентября 2014	30 сентября 2015	30 сентября 2014	30 сентября 2015	30 сентября 2014	30 сентября 2015	30 сентября 2014
<b>Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий</b>								
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	–	–	3 803	4 136	–	–	3 803	4 136
Вспомогательные услуги и прочая реализация	–	–	–	–	55	55	55	55
Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	3	3	5	(2)	–	–	8	1
<i>Межсегментная реализация</i>	<i>1 849</i>	<i>1 711</i>	–	–	–	–	–	–
<b>Итого выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>1 852</b>	<b>1 714</b>	<b>3 808</b>	<b>4 134</b>	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>3 866</b>	<b>4 192</b>
<b>Затраты и расходы</b>								
Производственные и операционные расходы	205	182	155	129	29	27	389	338
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	12	12	395	351	–	–	407	363
<i>Межсегментная реализация</i>	–	–	<i>1 849</i>	<i>1 711</i>	–	–	–	–
Общехозяйственные и административные расходы	24	22	19	14	43	48	86	84
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	16	13	392	335	–	–	408	348
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	9	13	–	–	–	–	9	13
Износ, истощение и амортизация	293	270	64	51	8	9	365	330
Налоги, кроме налога на прибыль	899	785	99	122	11	12	1 009	919
Экспортная пошлина	–	–	738	1 258	–	–	738	1 258
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>1 458</b>	<b>1 297</b>	<b>3 711</b>	<b>3 971</b>	<b>91</b>	<b>96</b>	<b>3 411</b>	<b>3 653</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>394</b>	<b>417</b>	<b>97</b>	<b>163</b>	<b>(36)</b>	<b>(41)</b>	<b>455</b>	<b>539</b>
Финансовые доходы	–	–	–	–	39	21	39	21
Финансовые расходы	–	–	–	–	(201)	(112)	(201)	(112)
Прочие доходы	–	–	–	–	37	64	37	64
Прочие расходы	–	–	–	–	(44)	(36)	(44)	(36)
Курсовые разницы	–	–	–	–	95	(150)	95	(150)
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>394</b>	<b>417</b>	<b>97</b>	<b>163</b>	<b>(110)</b>	<b>(254)</b>	<b>381</b>	<b>326</b>
Налог на прибыль	(79)	(83)	(19)	(33)	20	51	(78)	(65)
<b>Чистая прибыль</b>	<b>315</b>	<b>334</b>	<b>78</b>	<b>130</b>	<b>(90)</b>	<b>(203)</b>	<b>303</b>	<b>261</b>
<b>ЕБИТДА</b>	<b>687</b>	<b>687</b>	<b>161</b>	<b>214</b>	<b>(28)</b>	<b>(32)</b>	<b>820</b>	<b>869</b>

\* пересмотренные данные за 9 месяцев 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 9 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
<b>Операционные результаты</b>						
Добыча углеводородов (тыс. барр. н.э. в сутки)	5 081	5 149	(1,3)%	5 143	5 074	1,4%
Добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 099	4 126	(0,7)%	4 119	4 162	(1,0)%
Добыча газа (тыс. барр. н.э. в сутки)	982	1 023	(4,0)%	1 024	912	12,3%
Добыча углеводородов (млн барр. н.э.) <sup>1</sup>	433,9	434,8	(0,2)%	1 301,1	1 279,8	1,7%
<b>Финансовые результаты, млрд руб.</b>						
ЕВИТДА	188	270	(30,4)%	687	687	—
Капитальные затраты <sup>2</sup>	110	110	—	316	251	25,9%
Операционные затраты сегмента <sup>3</sup>	67,7	68,5	(1,2)%	204,2	181,9	12,3%
<b>Удельные показатели на барр. н.э.</b>						
ЕВИТДА, руб./барр. н.э.	433	621	(30,3)%	528	537	(1,7)%
Капитальные затраты, руб./барр. н.э.	254	253	0,4%	243	196	24,0%
Операционные затраты, руб./барр. н.э.	156	158	(1,3)%	157	142	10,6%
Операционные затраты, долл. США/барр. н.э. <sup>4</sup>	2,5	3,0	(16,7)%	2,7	4,0	(32,5)%

<sup>1</sup> Исключая ассоциированные и совместные предприятия

<sup>2</sup> См. раздел «Капитальные затраты»

<sup>3</sup> Операционные затраты без учета единовременного уточнения оценочных резервов в размере 0,2 млрд руб. по итогам третьего квартала 2015 года, 0,4 млрд руб. по итогам второго квартала 2015 года и 0,8 млрд руб. по итогам 9 месяцев 2015 года.

<sup>4</sup> 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 9 месяцев, закончившихся		
	30 сентября	30 июня	%		30 сентября	30 сентября	%
	2015	2015			2015	2014	
	млн баррелей				млн баррелей		
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	115,3	115,3	–		345,4	358,3	(3,6)%
Ванкорнефть (Восточная Сибирь)	41,1	40,7	1,0%		122,0	121,9	0,1%
Самотлорнефтегаз (Западная Сибирь)	39,0	38,7	0,8%		116,7	122,2	(4,5)%
Оренбургнефть (Центральная Россия)	33,6	33,7	(0,3)%		101,2	109,5	(7,6)%
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	22,9	22,2	3,2%		66,6	63,4	5,0%
РН-Уватнефтегаз (Западная Сибирь)	21,1	20,8	1,4%		60,8	55,1	10,3%
Верхнечонскнефтегаз (Восточная Сибирь)	16,2	15,9	1,9%		48,0	44,7	7,4%
Варьеганнефтегаз (Западная Сибирь)	11,7	11,8	(0,8)%		35,0	37,2	(5,9)%
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	11,2	11,3	(0,9)%		33,7	35,0	(3,7)%
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	10,5	10,3	1,9%		31,0	33,7	(8,0)%
Томскнефть (Западная Сибирь)	9,3	9,1	2,2%		27,6	27,3	1,1%
Северная нефть (Тимано-Печора)	5,4	5,0	8,0%		15,5	15,7	(1,3)%
РН-Шельф Дальний Восток (Дальний Восток)	2,9	3,7	(21,6)%		9,9	–	–
Сахалин-1 (Дальний Восток) (исключая роялти и долю государства)	2,6	2,8	(7,1)%		8,0	7,1	12,7%
Таас-Юрях (Восточная Сибирь)	1,7	1,6	6,3%		4,9	5,0	(2,0)%
Прочие	8,5	8,7	(2,3)%		26,2	26,2	–
<b>Итого добыча нефти и ЖУВ дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями</b>	<b>353,0</b>	<b>351,6</b>	<b>0,4%</b>		<b>1 052,5</b>	<b>1 062,3</b>	<b>(0,9)%</b>
Славнефть	14,4	14,3	0,7%		43,0	45,0	(4,4)%
Удмуртнефть (Центральная Россия)	5,9	5,9	–		17,6	17,6	–
Полярное Сияние (Тимано-Печора)	0,3	0,3	–		1,0	1,2	(16,7)%
Прочие	3,5	3,4	2,9%		10,3	10,2	1,0%
<b>Итого доля в добыче ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>24,1</b>	<b>23,9</b>	<b>0,8%</b>		<b>71,9</b>	<b>74,0</b>	<b>(2,8)%</b>
<b>Итого добыча нефти и ЖУВ</b>	<b>377,1</b>	<b>375,5</b>	<b>0,4%</b>		<b>1 124,4</b>	<b>1 136,3</b>	<b>(1,0)%</b>
<b>Среднесуточная добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)</b>	<b>4 099</b>	<b>4 126</b>	<b>(0,7)%</b>		<b>4 119</b>	<b>4 162</b>	<b>(1,0)%</b>

В третьем квартале 2015 года добыча нефти и ЖУВ Компании увеличилась на 0,4% до 377,1 млн барр. по сравнению со вторым кварталом 2015 года.

В результате успешной реализации комплекса геолого-технических мероприятий, наращивания программы бурения, а также оптимизации работы скважин (таких как изменение типоразмера и глубины спуска насосов, использование высоконадежных насосов для реализации потенциала скважин и т.д.) за 9 месяцев 2015 года устойчивый рост среднесуточной добычи отмечается в ООО «Уватнефтегаз» + 10,3%, ПАО «Верхнечонскнефтегаз» + 7,4%, АО «Самаранефтегаз» + 5%.

В третьем квартале 2015 года Компания приступила к эксплуатации Лабаганского месторождения в Ненецком АО. В 2016 году на нем планируется увеличить объемы добычи до 1 млн т.н.э. в год.

Запуск третьей скважины NS-3 на Северной оконечности месторождения Чайво позволил увеличить среднесуточную добычу до 7 тыс.т/сут., при этом плановое обслуживание берегового комплекса подготовки нефти «Чайво», проведенное в третьем квартале 2015 года, не окажет существенного влияния на перспективы дальнейшего роста объемов добычи.

Компания продолжает наращивать темпы эксплуатационного бурения, за 9 месяцев 2015 года проходка увеличена на треть по сравнению с аналогичным периодом 2014 года, и введено в эксплуатацию более 1 300 новых скважин. Ввод горизонтальных скважин за 9 месяцев 2015 года превысил 30% от общего количества введенных скважин (более 390 новых скважин), что на 25% выше показателя 9 месяцев 2014 года.

Буровая программа, реализуемая Компанией, позволяет поддерживать стабильный уровень добычи около 1,3 млн барр./сут на месторождениях Юганскнефтегаза.

В дочерних обществах Западной Сибири и Оренбурга также реализуются программы бурения и ГТМ с устойчиво подтверждаемой инвестиционной эффективностью. Данные программы частично сдерживают естественные темпы падения добычи зрелых активов, но стабилизация суточной добычи остается актуальной задачей для Компании.

## Добыча газа

В таблице ниже представлены объемы добычи используемого газа<sup>1</sup> Компании:

	За 3 месяца, закончившихся		Измене- ние	За 9 месяцев, закончившихся		Измене- ние
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
	млрд куб. м		%	млрд куб. м		%
НГК «ИТЕРА» (Западная Сибирь)	2,78	2,97	(6,4)%	8,65	8,17	5,9%
Ванкорнефть (Восточная Сибирь) <sup>2</sup>	2,09	2,11	(0,9)%	6,44	3,19	101,9%
Самотлорнефтегаз (Западная Сибирь)	1,45	1,44	0,7%	4,33	4,11	5,4%
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	1,41	1,35	4,4%	4,06	3,45	17,7%
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	1,16	1,12	3,6%	3,40	3,30	3,0%
Роспан Интернешнл (Западная Сибирь)	1,01	1,00	1,0%	3,02	2,95	2,4%
Варьеганнефтегаз (Западная Сибирь)	0,71	0,79	(10,1)%	2,28	2,22	2,7%
Оренбургнефть (Центральная Россия)	0,67	0,74	(9,5)%	2,10	2,14	(1,9)%
Краснодарнефтегаз (Юг России)	0,56	0,63	(11,1)%	2,01	2,20	(8,6)%
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	0,38	0,38	–	1,15	1,11	3,6%
Томскнефть (Западная Сибирь)	0,24	0,18	33,3%	0,67	0,63	6,3%
РН-Шельф Дальний Восток (Дальний Восток)	0,15	0,16	(6,3)%	0,41	–	–
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	0,11	0,11	–	0,32	0,30	6,7%
Сахалин-1 (исключая роялти и долю государства) (Дальний Восток)	0,07	0,09	(22,2)%	0,30	0,29	3,4%
Северная нефть (Тимано-Печора)	0,06	0,06	–	0,18	0,18	–
Прочие	0,44	0,52	(15,4)%	1,50	1,47	2,0%
<b>Итого добыча газа дочерними и пропорционально консолидируемыми обществами</b>	<b>13,29</b>	<b>13,65</b>	<b>(2,6)%</b>	<b>40,82</b>	<b>35,71</b>	<b>14,3%</b>
Пургаз (НГК «ИТЕРА»)	1,37	1,47	(6,8)%	4,57	4,69	(2,6)%
Славнефть	0,12	0,11	9,1%	0,34	0,31	9,7%
Прочие	0,05	0,06	(16,7)%	0,19	0,16	18,8%
<b>Итого доля в добыче ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>1,54</b>	<b>1,64</b>	<b>(6,1)%</b>	<b>5,10</b>	<b>5,16</b>	<b>(1,2)%</b>
<b>Итого добыча газа</b>	<b>14,83</b>	<b>15,29</b>	<b>(3,0)%</b>	<b>45,92</b>	<b>40,87</b>	<b>12,3%</b>
Природный газ	6,76	7,29	(7,3)%	21,83	20,73	5,3%
Попутный газ	8,07	8,00	0,9%	24,09	20,14	19,6%
<b>Среднесуточная добыча газа (млн куб. м в сутки)</b>	<b>161,2</b>	<b>168,0</b>	<b>(4,0)%</b>	<b>168,2</b>	<b>149,7</b>	<b>12,3%</b>

<sup>1</sup> Данные по добыче газа рассчитаны как извлеченный объем газа за минусом газа, сожженного на факелах, и газа, использованного в процессе производства ЖУВ

<sup>2</sup> С учетом ПНГ, закачиваемого в пласт.

В связи с сезонными факторами, проведением планово-предупредительных ремонтов, а также ограничением по сдаче газа в ГТС со стороны ПАО «Газпром», установленного для ЗАО «Пургаз», добыча газа в третьем квартале 2015 года по сравнению со вторым кварталом 2015 года снизилась на 3,0% до 14,83 млрд куб. м. При этом по итогам 9 месяцев 2015 года добыча газа составила 45,92 млрд куб. м, увеличившись на 12,3% по сравнению с аналогичным периодом 2014 года. Рост объемов добычи газа обеспечен, в основном, вводом газовых скважин на Тарасовском месторождении Пурнефтегаза во втором полугодии 2014 года, увеличением объемов транспортировки подготовленного газа в Единую систему газоснабжения на Ванкорском месторождении, где в 2014 году закончено строительство магистрального газопровода Ванкор - Хальмерпаютинское месторождение, а также началом добычи газа на Хадырьяхинском лицензионном участке Сибнефтегаза в декабре 2014 года.

Уровень полезного использования попутного нефтяного газа достиг 86,8% за 9 месяцев 2015 года по сравнению с 78,6% за 9 месяцев 2014 года. В третьем квартале 2015 года в результате реализации



Целевой газовой программы, направленной на увеличение эффективности использования попутного нефтяного газа, уровень полезного использования ПНГ на месторождениях Пурнефтегаза достиг 97%. Стратегической целью Компании является достижение показателя сжигания ПНГ не выше допустимого уровня 5%.

## **Финансовые показатели**

### **Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий**

В третьем квартале 2015 года убыток от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Разведка и добыча»<sup>1</sup> составил 1 млрд руб. по сравнению с доходом 1 млрд руб. во втором квартале 2015 года. Снижение связано с признанием убытка по операционной деятельности в некоторых совместных предприятиях в третьем квартале 2015 года.

За 9 месяцев 2015 года доход от ассоциированных и совместных предприятий сохранился на уровне аналогичного периода прошлого года и составил 3 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 третий квартал 2015 года составили 67,7 млрд руб. (или 156 руб./барр. н.э.), что на 1,2% (или 1,3% в удельном выражении) ниже уровня второго квартала 2015 года. Это незначительное снижение в основном связано с сезонным фактором на фоне стабильных затрат на ГТМ и электроэнергию.

Производственные и операционные расходы сегмента «Разведка и добыча» увеличились за 9 месяцев 2015 года на 12,3% (или 10,6% в удельном выражении) по сравнению с 181,9 млрд руб. (или 142 руб./барр. н.э.) за 9 месяцев 2014 года, что, в основном, связано с наращиванием объемов геолого-технических мероприятий и естественным ростом обводненности зрелых активов, а также ростом тарифов на электроэнергию.

### **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.

За 9 месяцев 2015 года расходы на разведку запасов нефти и газа составили 9 млрд руб. по сравнению с 13 млрд руб. в аналогичном периоде 2014 года. Снижение затрат в основном произошло за счет капитализации затрат 3D сеймики в поддержку разработки начиная с 2015 года.

В третьем квартале 2015 года Компания нарастила темпы выполнения сейсморазведочных работ 2D вследствие активной работы в Арктическом регионе (более 9,6 тыс. пог. км - в море Лаптевых, Карском и Чукотском морях), а также увеличила темпы выполнения 3D работ на 2,2% по сравнению со вторым кварталом 2015 года.

### **Налог на добычу полезных ископаемых**

Налог на добычу полезных ископаемых составил 276 млрд руб. в третьем квартале 2015 года по сравнению с 302 млрд руб. во втором квартале 2015 года. Снижение затрат по налогу на добычу полезных ископаемых, в основном, связано со снижением ежемесячной ставки налога ввиду значительного снижения цены на нефть марки «Urals», частично скомпенсированного ослаблением рубля.

<sup>1</sup> См. Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Переработка, коммерция и логистика» в разделе «Переработка, коммерция и логистика»

Ниже представлены фактические ставки НДС за анализируемые периоды:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Измене ние (%)</i>	<i>За 9 месяцев, закончившихся</i>		<i>Измене ние (%)</i>
	<b>30 сентября 2015</b>	<b>30 июня 2015</b>		<b>30 сентября 2015</b>	<b>30 сентября 2014</b>	
	<b>тыс. руб., за исключением %</b>					
Средние действующие ставки НДС на нефть (на тонну)	6,26	7,07	(11,4)%	6,72	6,02	11,7%
Фактические расходы по НДС на тонну нефтяного эквивалента*	4,63	5,17	(10,4)%	4,94	4,43	11,5%
	<b>руб. за тыс. куб. м, за исключением %</b>					
Средняя ставка на природный газ	536	510	5,1%	514	484	6,2%

\* 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		% <i>изме- нение</i>	За 9 месяцев, закончившихся		% <i>изме- нение</i>
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
<b><u>Операционные результаты</u></b>						
Переработка сырой нефти на заводах (млн т)	25,21	23,75	6,1%	73,31	73,59	(0,4)%
<i>переработка на собственных НПЗ в России</i>	19,96	18,80	6,2%	58,54	58,19	0,6%
<i>переработка на собственных НПЗ вне РФ</i>	2,59	2,68	(3,4)%	7,92	7,75	2,2%
<i>внешний процессинг</i>	2,66	2,27	17,2%	6,85	7,65	(10,5)%
<b><u>Финансовые результаты, млрд руб.</u></b>						
ЕВИТДА	63	54	16,7%	161	214	(24,8)%
Капитальные затраты заводов <sup>1</sup>	22	26	(15,4)%	76	105	(27,6)%
Операционные затраты по переработке в РФ	19,65	18,63	5,5%	56,05	47,67	17,6%
Операционные затраты по переработке вне РФ	7,72	5,14	50,2%	19,13	13,02	46,9%
<b><u>Удельные показатели на тонну<sup>2</sup></u></b>						
ЕВИТДА <sup>3</sup> , руб. на тонну	2 705	2 328	16,2%	2 347	3 276	(28,4)%
Капитальные затраты по переработке на тонну	976	1 210	(19,3)%	1 144	1 592	(28,1)%
Операционные затраты по переработке в РФ, руб. на тонну	984	991	(0,7)%	957	808	18,4%
Операционные затраты по переработке вне РФ, руб. на тонну	2 981	1 917	55,5%	2 417	1 680	43,9%

<sup>1</sup> См. Раздел «Капитальные затраты»

<sup>2</sup> Посчитано от неокругленных данных

<sup>3</sup> 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:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Измене- ние</i>	<i>За 9 месяцев, закончившихся</i>		<i>Измене- ние</i>
	<b>30 сентября 2015</b>	<b>30 июня 2015</b>		<b>30 сентября 2015</b>	<b>30 сентября 2014</b>	
	<b>млн тонн</b>		<b>%</b>	<b>млн тонн</b>		<b>%</b>
Переработка сырой нефти на заводах Компании в РФ <sup>1</sup>	21,96	20,55	6,9%	64,18	63,82	0,6%
Переработка сырой нефти за рубежом	3,25	3,20	1,6%	9,13	9,77	(6,6)%
<i>на заводах Ruhr Oel GmbH<sup>2</sup></i>	2,59	2,68	(3,4)%	7,92	7,75	2,2%
<i>в Республике Беларусь</i>	0,66	0,52	26,9%	1,21	2,02	(40,1)%
<b>Итого переработка нефти по Группе</b>	<b>25,21</b>	<b>23,75</b>	<b>6,1%</b>	<b>73,31</b>	<b>73,59</b>	<b>(0,4)%</b>
<b>Выпуск нефтепродуктов:</b>						
Высокооктановый автобензин	2,85	2,61	9,2%	8,36	7,70	8,6%
Низкооктановый автобензин	0,05	0,03	66,7%	0,11	0,13	(15,4)%
Нафта	1,52	1,33	14,3%	4,21	4,24	(0,7)%
Дизельное топливо	6,81	6,14	10,9%	19,94	19,90	0,2%
Мазут	6,68	6,55	2,0%	20,27	20,65	(1,8)%
Керосин	0,94	0,81	16,0%	2,40	2,60	(7,7)%
Нефтехимическая продукция	0,19	0,29	(34,5)%	0,68	0,56	21,4%
Прочие <sup>3</sup>	2,43	2,60	(6,5)%	6,87	5,88	16,8%
<b>Производство НП и нефтехимической продукции на заводах Компании в РФ</b>	<b>21,47</b>	<b>20,36</b>	<b>5,5%</b>	<b>62,84</b>	<b>61,66</b>	<b>1,9%</b>
Производство НП и нефтехимической продукции на заводах вне РФ	3,40	3,29	3,3%	9,29	9,76	(4,8)%
<i>на заводах Ruhr Oel GmbH</i>	2,78	2,82 <sup>4</sup>	(1,4)%	8,17	7,90	3,4%
<i>в Республике Беларусь</i>	0,62	0,47	31,9%	1,12	1,86	(39,8)%
<b>Итого производство НП и нефтехимической продукции</b>	<b>24,87</b>	<b>23,65</b>	<b>5,2%</b>	<b>72,13</b>	<b>71,42</b>	<b>1,0%</b>

<sup>1</sup>С учетом переработки на ЯНОСе

<sup>2</sup>Без учета поступивших присадок для переработки

<sup>3</sup>С учетом выпуска нефтепродуктов на газоперерабатывающих заводах

<sup>4</sup>Уточненные данные по выпуску присадок

В третьем квартале 2015 года общий объем переработки нефти на заводах Компании в РФ составил 21,96 млн тонн, что на 6,9% выше по сравнению со вторым кварталом 2015 года. Увеличение объема переработки нефти на заводах в РФ обусловлено плановым снижением сезонных ремонтов, а также увеличением загрузки НПЗ в связи с существенным ростом маржи переработки в третьем квартале 2015 года.

Общий объем переработки нефти на заводах Компании в РФ за 9 месяцев 2015г года незначительно увеличился (прирост на 0,6)% по сравнению с 63,82 млн тонн за 9 месяцев 2014 года в силу снижения маржи переработки, вызванного изменением налогообложения в нефтяной отрасли РФ, скомпенсированого дополнительной загрузкой Туапсинского НПЗ и Ачинского НПЗ по сравнению с 2014 годом.

В третьем квартале 2015 года на заводах Германии объем переработки сократился на 3,4% по сравнению со вторым кварталом 2015 года в связи с проведением плановых ремонтов в летний период.

Объем переработки на заводах Германии за 9 месяцев 2015 года увеличился на 2,2% 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 предприятий<sup>1</sup>

В третьем квартале 2015 года выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий составили 1 266 млрд руб. по сравнению с 1 312 млрд руб. во втором квартале 2015 года. Снижение выручки было обусловлено снижением мировых цен в рублевом выражении, отчасти скомпенсированным ростом объемов поставок нефти на экспорт и ростом объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке.

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

	За 3 месяца, закончившихся					За 9 месяцев, закончившихся				
	30 сентября 2015		30 июня 2015		Изменение (%)	30 сентября 2015		30 сентября 2014		Изменение (%)
	% от итого выручки	% от итого выручки	% от итого выручки	% от итого выручки		% от итого выручки	% от итого выручки			
млрд руб., за исключением %										
<b>Нефть</b>										
Реализация в странах дальнего зарубежья	540	42,7%	561	42,7%	(3,7)%	1 636	42,3%	1 918	45,8%	(14,7)%
Европа и др. направления	325	25,7%	335	25,5%	(3,0)%	973	25,2%	1 277	30,5%	(23,8)%
Азия	215	17,0%	226	17,2%	(4,9)%	663	17,1%	641	15,3%	3,4%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	26	2,1%	35	2,7%	(25,7)%	99	2,6%	80	1,9%	23,8%
Реализация нефти на внутреннем рынке	17	1,3%	24	1,8%	(29,2)%	65	1,7%	87	2,1%	(25,3)%
<b>Итого реализация нефти</b>	<b>583</b>	<b>46,1%</b>	<b>620</b>	<b>47,2%</b>	<b>(6,0)%</b>	<b>1 800</b>	<b>46,6%</b>	<b>2 085</b>	<b>49,8%</b>	<b>(13,7)%</b>
<b>Реализация газа</b>	<b>43</b>	<b>3,4%</b>	<b>40</b>	<b>3,0%</b>	<b>7,5%</b>	<b>134</b>	<b>3,5%</b>	<b>118</b>	<b>2,8%</b>	<b>13,6%</b>
<b>Нефтепродукты</b>										
Реализация в странах дальнего зарубежья	331	26,1%	378	28,8%	(12,4)%	1 128	29,2%	1 115	26,5%	1,2%
Европа и др. направления	257	20,3%	293	22,3%	(12,3)%	871	22,6%	860	20,4%	1,3%
Азия	74	5,8%	85	6,5%	(12,9)%	257	6,6%	255	6,1%	0,8%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	24	1,9%	16	1,2%	50,0%	51	1,3%	49	1,2%	4,1%
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	247	19,5%	215	16,4%	14,9%	653	16,9%	628	15,0%	4,0%
Оптовая реализация	136	10,7%	117	8,9%	16,2%	357	9,2%	342	8,2%	4,4%
Розничная реализация	111	8,8%	98	7,5%	13,3%	296	7,7%	286	6,8%	3,5%
Реализация бункерного топлива покупателям	20	1,6%	14	1,1%	42,9%	40	1,0%	57	1,4%	(29,8)%
<b>Итого реализация нефтепродуктов</b>	<b>622</b>	<b>49,1%</b>	<b>623</b>	<b>47,5%</b>	<b>(0,2)%</b>	<b>1 872</b>	<b>48,4%</b>	<b>1 849</b>	<b>44,1%</b>	<b>1,2%</b>
<b>Реализация продуктов нефтехимии</b>	<b>29</b>	<b>2,3%</b>	<b>31</b>	<b>2,4%</b>	<b>(6,5)%</b>	<b>85</b>	<b>2,2%</b>	<b>84</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,2%</b>
Реализация в зарубежных странах	25	2,0%	26	2,0%	(3,8)%	71	1,8%	71	1,7%	0,0%
Реализация на внутреннем рынке	4	0,3%	5	0,4%	(20,0)%	14	0,4%	13	0,3%	7,7%
<b>Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка</b>	<b>18</b>	<b>1,4%</b>	<b>18</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>55</b>	<b>1,4%</b>	<b>55</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>1</b>	<b>0,1%</b>	<b>5</b>	<b>0,4%</b>	<b>(80,0)%</b>	<b>8</b>	<b>0,2%</b>	<b>1</b>	<b>0,0%</b>	<b>&gt;100,0%</b>
<b>Эффект от операций по хеджированию</b>	<b>(30)</b>	<b>(2,4)%</b>	<b>(25)</b>	<b>(1,9)%</b>	<b>20,0%</b>	<b>(88)</b>	<b>(2,3)%</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Итого выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>1 266</b>	<b>100,0%</b>	<b>1 312</b>	<b>100,0%</b>	<b>(3,5)%</b>	<b>3 866</b>	<b>100,0%</b>	<b>4 192</b>	<b>100,0%</b>	<b>(7,8)%</b>

<sup>1</sup> Данные консолидированной отчетности МСФО.

<sup>2</sup> 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 нефтехимии:

	За 3 месяца, закончившихся			Измене- ние	За 9 месяцев, закончившихся			Измене- ние		
	30 сентября 2015		30 июня 2015		30 сентября 2015		30 сентября 2014			
Нефть	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема	%	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема	%
Реализация в странах дальнего зарубежья	189,6	48,0%	185,8	47,0%	2,0%	553,1	46,8%	539,0	46,5%	2,6%
Европа и др. направления	116,3	29,4%	114,7	29,0%	1,4%	338,4	28,6%	353,9	30,5%	(4,4)%
Азия	73,3	18,6%	71,1	18,0%	3,1%	214,7	18,2%	185,1	16,0%	16,0%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	13,3	3,4%	15,6	3,9%	(14,7)%	47,4	4,0%	42,9	3,7%	10,5%
Реализация на внутреннем рынке	8,8	2,3%	11,2	2,8%	(21,4)%	31,8	2,7%	48,1	4,2%	(33,9)%
<b>Итого нефть</b>	<b>211,7</b>	<b>53,7%</b>	<b>212,6</b>	<b>53,7%</b>	<b>(0,4)%</b>	<b>632,3</b>	<b>53,5%</b>	<b>630,0</b>	<b>54,4%</b>	<b>0,4%</b>
<b>Нефть</b>	<b>млн тонн</b>		<b>млн тонн</b>			<b>млн тонн</b>		<b>млн тонн</b>		
Реализация в странах дальнего зарубежья	25,6	48,0%	25,1	47,0%	2,0%	74,7	46,8%	72,8	46,5%	2,6%
Европа и др. направления	15,7	29,4%	15,5	29,0%	1,4%	45,7	28,6%	47,8	30,5%	(4,4)%
Азия	9,9	18,6%	9,6	18,0%	3,1%	29,0	18,2%	25,0	16,0%	16,0%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	1,8	3,4%	2,1	3,9%	(14,7)%	6,4	4,0%	5,8	3,7%	10,5%
Реализация на внутреннем рынке	1,2	2,3%	1,5	2,8%	(21,4)%	4,3	2,7%	6,5	4,2%	(33,9)%
<b>Итого нефть</b>	<b>28,6</b>	<b>53,7%</b>	<b>28,7</b>	<b>53,7%</b>	<b>(0,4)%</b>	<b>85,4</b>	<b>53,5%</b>	<b>85,1</b>	<b>54,4%</b>	<b>0,4%</b>
<b>Нефтепродукты</b>										
Реализация в странах дальнего зарубежья	14,1	26,4%	15,2	28,5%	(7,2)%	45,6	28,7%	40,8	26,1%	11,8%
Европа и др. направления	11,1	20,8%	11,9	22,3%	(6,7)%	35,6	22,4%	32,0	20,5%	11,3%
Азия	3,0	5,6%	3,3	6,2%	(9,1)%	10,0	6,3%	8,8	5,6%	13,6%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	0,7	1,3%	0,5	0,9%	40,0%	1,5	0,9%	1,7	1,1%	(11,8)%
Реализация на внутреннем рынке	8,0	15,0%	7,3	13,7%	9,6%	22,3	14,0%	23,3	14,9%	(4,3)%
Оптовая реализация	5,1	9,6%	4,6	8,6%	10,9%	14,2	8,9%	15,0	9,6%	(5,3)%
Розничная реализация	2,9	5,4%	2,7	5,1%	7,4%	8,1	5,1%	8,3	5,3%	(2,4)%
Реализация бункерного топлива покупателям	1,2	2,3%	0,8	1,5%	50,0%	2,3	1,4%	3,0	1,9%	(23,3)%
<b>Итого реализация нефтепродуктов</b>	<b>24,0</b>	<b>45,0%</b>	<b>23,8</b>	<b>44,6%</b>	<b>0,8%</b>	<b>71,7</b>	<b>45,0%</b>	<b>68,8</b>	<b>44,0%</b>	<b>4,2%</b>
<b>Реализация продукции нефтехимии</b>	<b>0,7</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,9</b>	<b>1,7%</b>	<b>(22,2)%</b>	<b>2,4</b>	<b>1,5%</b>	<b>2,5</b>	<b>1,6%</b>	<b>(4,0)%</b>
Реализация в зарубежных странах	0,5	0,9%	0,6	1,1%	(16,7)%	1,6	1,0%	1,7	1,1%	(5,9)%
Реализация на внутреннем рынке	0,2	0,4%	0,3	0,6%	(33,3)%	0,8	0,5%	0,8	0,5%	0,0%
<b>Итого нефть, нефтепродукты, нефтехимия</b>	<b>53,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>53,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>(0,2)%</b>	<b>159,5</b>	<b>100,0%</b>	<b>156,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>2,0%</b>
<b>Газ</b>	<b>млрд куб.м</b>		<b>млрд куб.м</b>			<b>млрд куб.м</b>		<b>млрд куб.м</b>		
<b>Объем реализации</b>	<b>13,51</b>		<b>13,27</b>		<b>1,8%</b>	<b>42,71</b>		<b>40,46</b>		<b>5,6%</b>

## 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 9 месяцев, закончившихся				Измене- ние %
	30 сентября 2015		30 июня 2015			30 сентября 2015		30 сентября 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	
<b>Средняя цена реализации на внешних рынках*</b>										
Реализация нефти в странах дальнего зарубежья	2,85	21,1	3,02	22,3	(5,4)%	2,96	21,9	3,56	26,4	(17,0)%
Европа и др. направления**	2,78	20,6	2,93	21,7	(5,1)%	2,88	21,3	3,62	26,8	(20,5)%
Азия**	2,96	21,9	3,15	23,3	(6,0)%	3,09	22,9	3,46	25,6	(10,5)%
Реализация нефти в странах ближнего зарубежья (СНГ)	1,91	14,2	2,25	16,7	(15,0)%	2,08	15,4	1,86	13,8	11,6%
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья		23,6		24,8	(4,8)%		24,7		27,3	(9,5)%
Европа и др. направления		23,2		24,5	(5,3)%		24,5		26,9	(8,9)%
Азия		24,8		25,8	(3,9)%		25,6		28,9	(11,4)%
Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ)		31,5		32,4	(2,8)%		33,0		28,3	16,6%
<b>Средняя цена на внутреннем рынке</b>										
Нефть	1,87	13,8	2,14	15,8	(12,7)%	2,03	15,0	1,81	13,4	11,9%
Нефтепродукты		30,8		29,4	4,8%		29,3		27,0	8,5%
Оптовая реализация		26,8		25,5	5,1%		25,2		22,8	10,5%
Розничная реализация		37,8		36,0	5,0%		36,5		34,6	5,5%
Газ (тыс. руб./тыс. куб. м)***		3,16		3,03	4,4%		3,11		2,90	7,3%
Реализация бункерного топлива покупателям		16,8		18,9	(11,1)%		17,6		18,7	(5,9)%
Продукция нефтехимии		39,9		34,4	16,0%		35,4		33,9	4,4%
Реализация в зарубежных странах		47,5		39,1	21,5%		43,1		41,3	4,4%
Реализация на внутреннем рынке		20,2		22,3	(9,4)%		18,7		17,4	7,5%

\* Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

\*\*Цены реализации указаны с учетом эффекта погашения предоплат, полученных в прошлые периоды (предоплаты погашаются по курсам доллара США на момент их получения). Исключая реализацию по долгосрочным контрактам по предоплате, а также без учета реализации ОАО «АК «Транснефть» (23 млрд руб. и 26 млрд руб. в третьем и во втором кварталах 2015 года, соответственно) средняя цена в третьем квартале 2015 года на Азиатском направлении составила 3,15 тыс. руб. за баррель по сравнению с 3,28 тыс. руб. за баррель во втором квартале 2015 года. В Европейском направлении цена составила 2,96 тыс. руб. за баррель и 3,06 тыс. руб. за баррель в третьем и во втором кварталах 2015 года соответственно.

\*\*\* С учетом реализации газа за пределами РФ средняя цена составила: 3,19 тыс. руб./тыс. куб. м в третьем квартале 2015 г., 3,06 тыс. руб./тыс. куб. м, во втором квартале 2015 года, а также 3,14 тыс. руб./тыс. куб. м и 2,91 тыс. руб./тыс. куб. м за 9 месяцев 2015 и 2014 годов.

### Реализация нефти в странах дальнего зарубежья

В третьем квартале 2015 года выручка от реализации нефти в странах дальнего зарубежья составила 540 млрд руб. по сравнению с 561 млрд руб. во втором квартале 2015 года. Отрицательный эффект на выручку в размере 32 млрд руб., вызванный уменьшением средней цены реализации на 5,4% в рублевом выражении, и был частично компенсирован ростом объема реализации на 2,0% (положительный эффект на выручку в размере 11 млрд руб.). Увеличение объемов экспорта связано с изменением распределения ресурсов в результате мониторинга экономической эффективности каналов торговли.

За 9 месяцев 2015 года выручка от реализации нефти в странах дальнего зарубежья уменьшилась на 14,7% или на 282 млрд руб. по сравнению с аналогичным периодом 2014 года в связи со значительным снижением мировых цен на нефть.

Отклонение между ценой реализации нефти на азиатском направлении за третий 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 9 месяцев 2015 года составил 64 млрд руб.

#### Реализация нефти в странах ближнего зарубежья (СНГ)

Выручка от реализации нефти в странах СНГ за третий квартал 2015 года составила 26 млрд руб., что на 25,7% меньше, чем во втором квартале 2015 года. Снижение объемов реализации на 14,7% или 5 млрд руб. сопровождалось снижением средней цены реализации на 15,0% (негативный эффект на выручку в размере 4 млрд руб.).

Выручка от реализации нефти в странах СНГ за 9 месяцев 2015 года выросла на 23,8% по сравнению с аналогичным периодом 2014 года в связи с увеличением объемов поставок нефти (положительный эффект на выручку в размере 8 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 11,6% (позитивный эффект на выручку в размере 11 млрд руб.).

#### Реализация нефти на внутреннем рынке

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за третий квартал 2015 года составила 17 млрд руб., что на 29,2% ниже уровня второго квартала 2015 года. Снижение объемов реализации на 21,4% или 5 млрд руб. сопровождалось уменьшением средней цены на 12,7% или 2 млрд руб..

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за 9 месяцев 2015 года сократилась на 25,3% по сравнению с 9 месяцами 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 второй и третий кварталы 2015 года\*:

	За 3 месяца, закончившихся						% изменение		
	30 сентября 2015			30 июня 2015			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	4	0,1	41,9	5	0,2	34,7	(20,0)%	(50,0)%	20,7%
Бензины низкооктановые	1	0,1	40,7	0	0,0	35,6	–	–	14,3%
Нафта	24	0,9	27,2	23	0,8	28,3	4,3%	12,5%	(3,9)%
Дизтопливо	98	3,4	28,1	120	4,1	29,2	(18,3)%	(17,1)%	(3,8)%
Мазут	106	6,2	17,0	121	6,3	18,9	(12,4)%	(1,6)%	(10,1)%
Керосин	1	0,0	39,8	0	0,0	34,9	–	–	14,0%
Прочее	23	0,9	26,8	17	0,7	25,4	35,3%	28,6%	5,5%
<b>Итого нефтепродуктов, экспортированных в дальнее зарубежье</b>	<b>257</b>	<b>11,6</b>	<b>22,1</b>	<b>286</b>	<b>12,1</b>	<b>23,6</b>	<b>(10,1)%</b>	<b>(4,1)%</b>	<b>(6,4)%</b>
<i>Нефтепродукты, реализованные с НПЗ ROG</i>	61	2,1	29,7	75	2,4	30,7	(18,7)%	(12,5)%	(3,3)%
<i>Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне территории РФ</i>	13	0,4	33,2	17	0,7	25,0	(23,5)%	(42,9)%	32,8%
<b>Итого реализация НП</b>	<b>331</b>	<b>14,1</b>	<b>23,6</b>	<b>378</b>	<b>15,2</b>	<b>24,8</b>	<b>(12,4)%</b>	<b>(7,2)%</b>	<b>(4,8)%</b>

\*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

В третьем квартале 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья составила 331 млрд руб., что на 12,4% ниже показателя второго квартала 2015 года.



Снижение обусловлено уменьшением объемов реализации на 7,2% (негативный эффект на выручку 27 млрд руб.), сопровождавшимся понижением средних цен реализации на 4,8% (отрицательный эффект на выручку 20 млрд руб.). Снижение средних цен на нефтепродукты, реализованные в странах дальнего зарубежья, в основном, связано с общемировым снижением цен.

В таблице приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных в странах дальнего зарубежья за 9 месяцев 2015 и 2014 годов\*:

	<i>За 9 месяцев, закончившихся</i>						<i>% изменение</i>		
	30 сентября 2015			30 сентября 2014			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	13	0,4	37,1	16	0,5	33,8	(18,8)%	(20,0)%	9,8%
Бензины низкооктановые	2	0,1	36,8	3	0,0	35,3	(33,3)%	–	4,2%
Нафта	73	2,6	28,2	89	2,8	32,4	(18,0)%	(7,1)%	(13,0)%
Дизтопливо	360	12,0	29,8	365	11,6	31,5	(1,4)%	3,4%	(5,4)%
Мазут	374	20,2	18,4	383	17,6	21,7	(2,3)%	14,8%	(15,2)%
Керосин	1	0,0	35,9	0	0,0	38,9	–	–	(7,7)%
Прочее	59	2,3	25,9	51	1,7	0,0	15,7%	35,3%	–
<b>Итого нефтепродуктов, экспортированных в дальнее зарубежье</b>	<b>882</b>	<b>37,6</b>	<b>23,4</b>	<b>907</b>	<b>34,2</b>	<b>26,6</b>	<b>(2,8)%</b>	<b>9,9%</b>	<b>(12,0)%</b>
<i>Нефтепродукты, реализованные с НПЗ ROG</i>	206	6,6	31,3	201	6,4	31,3	2,5%	3,1%	0,0%
<i>Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне РФ</i>	40	1,4	29,4	7	0,2	31,9	471,4%	600,0%	(7,8)%
<b>Итого реализация НП</b>	<b>1 128</b>	<b>45,6</b>	<b>24,7</b>	<b>1 115</b>	<b>40,8</b>	<b>27,3</b>	<b>1,2%</b>	<b>11,8%</b>	<b>(9,5)%</b>

\*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

За 9 месяцев 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья превысила на 1,2% показатель аналогичного 2014 года. Рост объемов реализации нефтепродуктов на 11,8% (позитивный эффект на выручку 131 млрд руб.) был частично компенсирован снижением средней цены реализации на 9,5% (негативный эффект 118 млрд руб.).

#### Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ)

В третьем квартале 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ) составила 24 млрд руб., что на 50,0% больше показателя второго квартала 2015 года. Рост объемов составил 40,0% (положительный эффект 8 млрд руб.).

Выручка от реализации нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ) за 9 месяцев 2015 года увеличилась на 4,1% или 2 млрд руб. по сравнению с аналогичным периодом 2014 года в связи с ростом средней цены реализации на 16,6% (положительный эффект 8 млрд руб.), который был частично компенсирован уменьшением объемов реализации на 11,8% (негативный эффект на выручку 6 млрд руб.).

### Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

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

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения		
	30 сентября 2015			30 июня 2015			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	116	3,0	39,0	102	2,9	35,3	13,7%	3,4%	10,5%
Бензины низкооктановые	1	0,1	37,5	0	0,0	31,8	–	–	17,9%
Дизельное топливо	83	2,6	31,2	76	2,5	30,8	9,2%	4,0%	1,3%
Мазут	3	0,3	8,5	3	0,3	9,1	0,0%	0,0%	(6,6)%
Керосин	30	1,0	30,1	22	0,8	28,9	36,4%	25,0%	4,2%
Прочее	14	1,0	13,9	12	0,8	13,3	16,7%	25,0%	4,5%
<b>Итого</b>	<b>247</b>	<b>8,0</b>	<b>30,8</b>	<b>215</b>	<b>7,3</b>	<b>29,4</b>	<b>14,9%</b>	<b>9,6%</b>	<b>4,8%</b>

\*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

В третьем квартале 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 247 млрд руб., что на 14,9% выше показателя второго квартала 2015 года. Сезонный фактор оказал влияние на рост объема продаж керосина и увеличение продаж моторных топлив в розницу. За прошедший квартал отмечается рост средней цены реализации на 4,8% (положительный эффект 11 млрд руб.), который сопровождался увеличением объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке на 9,6% (позитивный эффект 21 млрд руб.).

В таблице ниже приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке за 9 месяцев 2015 и 2014 годов\*:

	За 9 месяцев, закончившихся						% изменения		
	30 сентября 2015			30 сентября 2014			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	311	8,6	36,2	288	8,3	34,5	8,0%	3,6%	4,9%
Бензины низкооктановые	2	0,1	33,7	2	0,0	29,7	0,0%	–	13,5%
Дизельное топливо	223	7,3	30,6	204	6,9	30,0	9,3%	5,8%	2,0%
Мазут	10	1,1	8,4	18	1,7	10,4	(44,4)%	(35,3)%	(19,2)%
Керосин	71	2,5	29,0	70	2,5	28,0	1,4%	0,0%	3,6%
Прочее	36	2,7	13,1	46	3,9	12,1	(21,7)%	(30,8)%	8,3%
<b>Итого</b>	<b>653</b>	<b>22,3</b>	<b>29,3</b>	<b>628</b>	<b>23,3</b>	<b>27,0</b>	<b>4,0%</b>	<b>(4,3)%</b>	<b>8,5%</b>

\*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

За 9 месяцев 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 653 млрд руб., что на 4,0% выше показателя аналогичного периода 2014 года в силу роста средних цен реализации на 8,5% (положительный эффект 52 млрд руб.), что было частично компенсировано снижением объемов реализации на 4,3% (негативный эффект 27 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 третий квартал 2015 года составила 20 млрд руб., что на 42,9% больше по сравнению со вторым кварталом 2015 года за счет сезонного фактора и перераспределения ресурсов в адрес более эффективных каналов сбыта.

За 9 месяцев 2015 года выручка от реализации бункерного топлива сократилась на 29,8% по сравнению с аналогичным периодом 2014 года и составила 40 млрд руб. Основной причиной изменения послужило перераспределение объемов мазута на экспорт в 2015 году в связи с изменением ценовой конъюнктуры.

## Реализация продукции нефтехимии

Выручка от реализации продукции нефтехимии в третьем квартале 2015 года составила 29 млрд руб., уменьшившись на 6,5% или на 2 млрд руб. по сравнению со вторым кварталом 2015 года. В основном за счет уменьшения объемов реализации на экспорт и внутренний рынок на 16,7% и 33,3% (негативный эффект 4 и 1 млрд руб.), соответственно, и частично компенсировано ростом средней цены реализации за пределами РФ на 21,5% или 3 млрд руб.

В третьем квартале 2015 года объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, уменьшилась на 15,4% по сравнению со вторым кварталом 2015 года (изменение рассчитано от неокругленных данных) и составил 0,5 млн тонн.

Объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, за 9 месяцев 2015 года по сравнению с аналогичным периодом 2014 года сохранился неизменным и составил 1,5 млн тонн.

## **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 9 месяцев, закончившихся		
	30 сентября 2015	30 июня 2015	%		30 сентября 2015	30 сентября 2014	%
<b>Выручка</b>	млрд руб.			%	млрд руб.		
Западная Сибирь и Уральский ФО	17,5	17,8	(1,7)%	62,0	61,0	(4,6)%	
Юг России	2,1	2,2	(4,5)%	7,2	7,6	(5,3)%	
Дальний Восток	0,5	0,4	25,0%	1,8	1,1	63,6%	
Европейская часть России и прочее	22,1	19,2	15,1%	60,3	46,4	42,2%	
За пределами РФ	0,9	0,9	0,0%	3,0	1,7	76,5%	
<b>Итого</b>	<b>43,1</b>	<b>40,5</b>	<b>6,4%</b>	<b>134,3</b>	<b>117,8</b>	<b>14,0%</b>	
<b>Продажи</b>	млрд куб. м			%	млрд куб. м		
Западная Сибирь и Уральский ФО	6,38	6,55	(2,6)%	22,09	23,32	(10,5)%	
Юг России	0,54	0,63	(14,3)%	2,02	2,24	(9,8)%	
Дальний Восток	0,16	0,18	(11,1)%	0,55	0,41	31,0%	
Европейская часть России и прочее	6,29	5,72	10,0%	17,53	13,97	39,2%	
За пределами РФ	0,14	0,19	(26,3)%	0,52	0,52	0,0%	
<b>Итого</b>	<b>13,51</b>	<b>13,27</b>	<b>1,8%</b>	<b>42,71</b>	<b>40,46</b>	<b>5,6%</b>	
<b>Средняя цена</b>	тыс. руб./тыс. куб. м			%	тыс. руб./тыс. куб. м		
Западная Сибирь и Уральский ФО	2,74	2,71	1,1%	2,81	2,61	6,8%	
Юг России	3,83	3,50	9,4%	3,56	3,41	4,4%	
Дальний Восток	3,40	2,45 <sup>1</sup>	38,8%	3,38	2,54	33,1%	
Европейская часть России и прочее	3,52	3,35	5,1%	3,44	3,31	2,4%	
За пределами РФ	6,21	5,15	20,6%	5,74	3,42	67,8%	
<b>Средняя цена реализации Группы</b>	<b>3,19</b>	<b>3,06</b>	<b>4,2%</b>	<b>3,14</b>	<b>2,91</b>	<b>7,9%</b>	

\*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

<sup>1</sup> Был 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.

Выручка от реализации газа в третьем квартале 2015 года увеличилась по сравнению со вторым кварталом 2015 года и составила 43,1 млрд руб.

Рост объемов реализации за 9 месяцев 2015 года на 5,6% (позитивный эффект 7 млрд руб.) по сравнению с аналогичным периодом 2014 года обусловлен началом поставок по новым контрактам, заключенным в 2014 году. Рост сопровождался увеличением средней цены реализации на 7,9% (позитивный эффект 9 млрд руб), в том числе в связи с индексацией цены на газ на внутреннем рынке РФ с 1 июля 2015 г. на 7,5%.

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 1 214 млн куб. м газа в третьем квартале 2015 года и 464,1 млн куб. м

во втором квартале 2015 года соответственно. За 9 месяцев 2015 года объем поставки природного газа по контрактам, заключенным в рамках биржевых торгов, составил 56% всего объема торгов за данный период.

### 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			Изменение	За 9 месяцев, закончившихся					
	30 сентября 2015		30 июня 2015		30 сентября 2015		30 сентября 2014	Изменение		
	% от итога выручки		% от итога выручки		% от итога выручки		% от итога выручки			
	млрд руб., за исключением %									
Услуги бурения	2,9	15,8%	2,0	11,4%	45,0%	7,9	14,4%	8,0	14,6%	(1,3)%
Продажа материалов	6,2	33,6%	6,1	34,9%	1,6%	17,6	32,0%	17,9	32,8%	(1,1)%
Ремонт и обслуживание	0,7	3,8%	0,7	4,0%	0,0%	2,2	4,0%	2,5	4,6%	(12,0)%
Аренда	1,0	5,4%	0,9	5,1%	11,1%	2,9	5,3%	2,7	4,9%	7,4%
Строительство	0,2	1,1%	–	–	–	0,3	0,5%	0,4	0,7%	(40,0)%
Транспорт	3,0	16,3%	3,5	20,0%	(14,3)%	10,4	18,9%	7,3	13,3%	42,5%
Реализация тепло и электроэнергии	1,5	8,2%	1,9	10,9%	(21,1)%	5,7	10,4%	6,7	12,2%	(14,9)%
Прочее	2,9	15,8%	2,4	13,7%	20,8%	8,0	14,5%	9,2	16,9%	(13,0)%
<b>Итого</b>	<b>18,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>17,5</b>	<b>100,0%</b>	<b>5,1%</b>	<b>55,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>54,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,5%</b>

Увеличение реализации вспомогательных услуг и прочей выручки за третий квартал 2015 года на 5,1% по сравнению со вторым кварталом 2015 года произошло в силу сезонного характера, а именно увеличения роста объема буровых работ и продажи сопутствующих товаров на АЗК Компании.

### Корректировка по хеджированию выручки

Начиная с 1 октября 2014<sup>1</sup> 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.

В третьем и во втором кварталах 2015 года в выручке был отражен отложенный эффект хеджируемых операций в сумме 30 млрд руб. и 25 млрд руб., соответственно.

### Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий

Доход от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Переработка, коммерция и логистика»<sup>2</sup> в третьем квартале 2015 года составил 2 млрд руб. Финансовый результат от ассоциированных и совместных предприятий за 9 месяцев 2015 года составил доход в сумме 5 млрд руб.

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

<sup>2</sup> 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 9 месяцев, закончившихся		Изменение %
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
	млрд руб., за исключением %					
Затраты заводов в РФ	19,7	18,6	5,5%	56,1	47,7	17,6%
Затраты заводов за рубежом	7,7	5,1	50,2%	19,1	13,0	46,9%
Стоимость покупных присадок и материалов для ROG	13,0	15,4	(15,6)%	37,0	25,9	42,9%
Затраты сбытовых компаний	19,6	16,8 <sup>1</sup>	16,7%	51,4	48,9	5,1%
в т.ч. стоимость сырья и материалов для блендирования	8,3	6,7	23,9%	20,4	20,7	(1,4)%
Эффект изменения внутригрупповых остатков и прочее	(4,0)	(4,9)	18,4%	(8,6)	(6,5)	(32,3)%
<b>Итого операционные затраты сегмента «Переработка, коммерция и логистика»</b>	<b>56,0</b>	<b>51,0</b>	<b>9,8%</b>	<b>155,0</b>	<b>129,0</b>	<b>20,2%</b>

<sup>1</sup> Исключен эффект внутригрупповых оборотов

Операционные расходы сегмента «Переработка, коммерция и логистика» увеличились на 9,8% в третьем квартале 2015 года по сравнению со вторым кварталом 2015 года и составили 56 млрд руб. Увеличение связано с увеличением объема выпуска продукции Евро 4/5 на заводах РФ, ослаблением курса рубля, влияющего на затраты, понесенные в иностранной валюте (вне РФ), что частично скомпенсировано незначительным изменением продаж внутригрупповых запасов нефти и нефтепродуктов.

### Расходы по заводам Компании

Ниже приведена таблица с операционными расходами по заводам Компании:

		За 3 месяца, закончившихся		Изменение %	За 9 месяцев, закончившихся		Изменение %
		30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
<b>Операционные расходы заводов в РФ</b>	<b>млрд руб.</b>	<b>19,65</b>	<b>18,63</b>	<b>5,5%</b>	<b>56,05</b>	<b>47,67</b>	<b>17,6%</b>
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	1 003	996	0,7%	974	835	16,6%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	984	991	(0,7)%	957	808	18,4%
<b>Операционные расходы заводов за рубежом<sup>1</sup></b>	<b>млрд руб.</b>	<b>7,72</b>	<b>5,14</b>	<b>50,2%</b>	<b>19,13</b>	<b>13,02</b>	<b>46,9%</b>
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	2 967	1 717	72,8%	2 392	1 648	45,1%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	2 981	1 917	55,5%	2 417	1 680	43,9%
<b>Операционные расходы заводов итого</b>	<b>млрд руб.</b>	<b>27,37</b>	<b>23,77</b>	<b>15,1%</b>	<b>75,18</b>	<b>60,69</b>	<b>23,9%</b>

<sup>1</sup> Также на заводах за рубежом были приобретены для переработки присадки и материалы: в третьем квартале 2015 года – 13,0 млрд руб., во втором квартале 2015 года – 15,4 млрд руб., за 9 месяцев 2015 и 2014 года – 37,0 и 25,9 млрд руб. соответственно.

Операционные расходы НПЗ Компании в третьем квартале 2015 года увеличились на 15,1% по сравнению со вторым кварталом 2015 года и составили 27,37 млрд руб. За 9 месяцев 2015 года операционные расходы НПЗ Компании составили 75,18 млрд руб. по сравнению с 60,69 млрд руб. в аналогичном периоде 2014 года.

Операционные расходы НПЗ, находящихся в Российской Федерации, в третьем квартале 2015 года выросли по сравнению со вторым кварталом 2015 года на 5,5% и составили 19,65 млрд руб., что связано с ростом объемов материалов для выпуска топлив класса Евро 4/5. По сравнению с 9 месяцами 2014 года операционные расходы НПЗ за 9 месяцев 2015 года увеличились на 17,6% что связано, в основном, с ростом затрат на сырье и материалы (присадки) в связи с увеличением производства топлив экологического класса Евро 4/5 и выше.

Операционные расходы заводов за рубежом увеличились в третьем квартале 2015 года на 50,2% по сравнению со вторым кварталом 2015 года в связи с ослаблением курса рубля по отношению к евро на 16,4%, в текущем периоде, а также ростом объемов текущих ремонтов. Операционные расходы заводов за рубежом за 9 месяцев 2015 года увеличились на 46,9% 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 третий квартал 2015 года снизились по сравнению со вторым кварталом 2015 года на 0,7% и составили 984 руб./т. Снижение удельных затрат связано преимущественно с оптимизацией затрат по приобретению сторонних материалов (присадок). По сравнению с 9 месяцами 2014 года удельные операционные расходы на тонну за 9 месяцев 2015 года увеличились на 18,4%, 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 третий квартал 2015 года увеличились по сравнению со вторым кварталом 2015 года на 55,5% и составили 2 981 руб./т. Увеличение удельных затрат связано преимущественно с ослаблением курса рубля по отношению к евро, поскольку первоначальное признание затрат происходит в иностранной валюте, а также ростом объемов текущих ремонтов.

### **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 лиц<sup>1</sup>:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение	За 9 месяцев, закончившихся		Изменение
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
<b>Нефть</b>						
Стоимость приобретения нефти (млрд руб.)	109	103	5,8%	307	297	3,4%
в т.ч. на внутреннем рынке	44	49	(10,2)%	133	109	22,0%
на международном рынке	65	54	20,4%	174	188	(7,4)%
Объем приобретенной нефти (млн баррелей)	44,5	42,9	3,7%	128,0	118,0	8,5%
в т.ч. на внутреннем рынке	26,1	25,5	2,4%	75,1	68,3	10,0%
на международном рынке	18,4	17,4	5,7%	52,9	49,7	6,4%
<b>Газ<sup>2</sup></b>						
Затраты по приобретению газа (млрд руб.)	3,9	3,8	2,6%	14,2	16,9	(16,0)%
Объем покупного газа (млрд куб. м)	2,10	2,15	(2,3)%	8,07	9,41	(14,2)%
<b>Нефтепродукты</b>						
Стоимость приобретения нефтепродуктов (млрд руб.) <sup>*</sup>	23	23	–	60	29	>100%
Объем приобретенных нефтепродуктов (млн тонн)	0,69	0,87	(20,7)%	1,98	1,06	86,8%
<b>Прочие услуги по переработке нефти, газа и вторичной переработке нефтепродуктов</b>						
Стоимость переработки нефти, газа и нефтепродуктов по договорам процессинга (млрд руб.)	10,2	8,0	27,5%	25,6	20,1	27,4%
Объем нефти и нефтепродуктов по договорам процессинга (млн тонн)	3,0	2,7	11,1%	7,9	8,5	(7,1)%
Объем газа по договорам процессинга (млрд куб. м)	2,9	2,5	16,0%	8,3	6,2	33,9%
<b>Итого стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке (млрд руб.)</b>	<b>146</b>	<b>138</b>	<b>5,8%</b>	<b>407</b>	<b>363</b>	<b>12,1%</b>

<sup>\*</sup>Средняя стоимость приобретения нефтепродуктов у третьих лиц может быть выше средней цены реализации нефтепродуктов вследствие различий в структуре покупаемой и продаваемой продукции.

<sup>1</sup> Данные консолидированной отчетности МСФО. Натуральные показатели соответствуют приведенным в таблице расходам.

<sup>2</sup>Включает в себя затраты сегмента «Разведка и добыча» в сумме 3 млрд руб., 3 млрд руб., 12 млрд руб. и 12 млрд руб. в третьем и во втором кварталах 2015 года, за 9 месяцев 2015 и 2014 года, соответственно, и сегмента «Переработка, коммерция и логистика» в сумме 0,9 млрд руб., 0,8 млрд руб., 2,2 млрд руб. и 4,9 млрд руб. в третьем и во втором кварталах 2015 года, за 9 месяцев 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 9 месяцев, закончившихся		
	30	30	%		30	30	%
	сентября 2015	ноября 2015			сентября 2015	сентября 2014	
	млн баррелей			млн баррелей			
Международный рынок	18,4	17,4	5,7%	52,9	49,7	6,4%	
Удмуртнефть	6,8	7,0	(2,9)%	20,2	18,5	9,2%	
Славнефть	14,5	14,1	2,8%	42,8	39,7	7,8%	
Прочие	4,8	4,4	9,1%	12,1	10,1	19,8%	
<b>Итого</b>	<b>44,5</b>	<b>42,9</b>	<b>3,7%</b>	<b>128,0</b>	<b>118,0</b>	<b>8,5%</b>	

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.

В третьем и во втором кварталах 2015 года объем операций по обмену нефтью составил 2,3 млн барр. и 1,9 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 сентября 2015			30 июня 2015			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
<b>Приобретение нефтепродуктов в России</b>									
Высокооктановые бензины	5	0,13	37,9	2	0,07	35,4	>100,0%	85,7%	6,9%
Дизельное топливо	3	0,08	33,6	2	0,06	31,4	50,0%	33,3%	(7,2)%
Керосин	2	0,08	28,6	0	0,01	26,3	100,0%	>100%	8,5%
Прочие	0	0,02	25,1	2	0,04	26,0	(100,0)%	(50,8)%	(3,2)%
<b>Приобретение нефтепродуктов за рубежом</b>	<b>13</b>	<b>0,38</b>	<b>33,3</b>	<b>17</b>	<b>0,69</b>	<b>25,0</b>	<b>23,5%</b>	<b>(44,9)%</b>	<b>33,0%</b>
<b>Итого</b>	<b>23</b>	<b>0,69</b>	<b>33,7</b>	<b>23</b>	<b>0,87</b>	<b>26,5</b>	<b>-</b>	<b>(20,7)%</b>	<b>27,2%</b>

Объем закупок нефтепродуктов за третий квартал 2015 года сократился на 20,7% по сравнению со вторым кварталом 2015 года. Приобретение продукции за рубежом связано с реализацией поставок нефтепродуктов по долгосрочным контрактам.

	За 9 месяцев, закончившихся						% изменения		
	30 сентября 2015			30 сентября 2014			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
<i>Приобретение нефтепродуктов в России</i>									
Высокооктановые бензины	8	0,24	36,3	8	0,25	31,8	–	(4,0)%	14,1%
Дизельное топливо	7	0,20	31,9	8	0,29	28,4	(12,5)%	(31,0)%	12,3%
Мазут	0	0,00	12,4	2	0,17	13,6	(100)%	(100)%	(8,7)%
Керосин	2	0,09	28,4	1	0,02	25,7	100,0%	>100,0%	10,3%
Прочие	3	0,08	25,2	2	0,07	24,8	50,0%	14,3%	1,4%
<i>Приобретение нефтепродуктов за рубежом</i>									
<b>Итого</b>	<b>40</b>	<b>1,37</b>	<b>29,3</b>	<b>8</b>	<b>0,26</b>	<b>31,9</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(8,2)%</b>
<b>Итого</b>	<b>60</b>	<b>1,98</b>	<b>30,7</b>	<b>29</b>	<b>1,06</b>	<b>27,4</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>86,8%</b>	<b>12,0%</b>

Объем закупок нефтепродуктов за 9 месяцев 2015 года увеличился на 86,8% по сравнению с аналогичным периодом 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 в третьем квартале 2015 года составило 40 млрд руб. (1,37 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 4,53 млрд руб. и 3,58 млрд руб. за третий и второй кварталы 2015 года соответственно.

Затраты по приобретению газа увеличились в третьем квартале 2015 года на 2,6% по сравнению со вторым кварталом 2015 года и составили 3,9 млрд руб. в связи с сезонным фактором, а также индексацией цены на газ с 1 июля 2015 года. По сравнению с 9 месяцами 2014 года затраты по приобретению газа в аналогичном периоде 2015 года сократились на 16,0% 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 третий квартал 2015 года выросли на 27,5% по сравнению со вторым кварталом 2015 года, в основном, в связи с ростом цены процессинга на Мозырском НПЗ из-за ослабления курса российского рубля к доллару США и увеличения объема процессинга газа в третьем 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.

В третьем квартале 2015 года транспортные расходы Роснефти увеличились на 3,1% по сравнению со вторым кварталом 2015 года и составили 134 млрд руб. Увеличение транспортных расходов произошло, в основном, вследствие увеличения объема поставок нефти на экспорт.



Изменение транспортных расходов в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за третий и второй 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 сентября 2015				30 июня 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
<b>НЕФТЬ</b>											
<b>Реализация за рубежом</b>											
Трубопровод	26,3	96,0%	47,1	1,79	26,0	95,6%	46,0	1,77	1,2%	2,4%	1,1%
Ж/д и смешанный	1,1	4,0%	3,5	3,19	1,2	4,4%	3,8	3,13	(8,3)%	(7,9)%	1,9%
<b>Поставка на НПЗ</b>											
Трубопровод <sup>(1)</sup>	23,2		19,1	0,83	22,2		18,1	0,82	4,5%	5,5%	1,2%
Ж/д и смешанный	1,9		7,2	3,78	1,6		6,3	3,94	18,8%	14,3%	(4,1)%
<b>НЕФТЕПРОДУКТЫ</b>											
<b>Реализация за рубежом</b>											
Трубопровод	0,6	3,7%	2,0	3,03	1,2	7,1%	3,1	2,71	(50,0)%	(35,5)%	11,8%
Ж/д и смешанный	13,1	81,4%	33,0	2,52	13,3	79,2%	33,3	2,50	(1,5)%	(0,9)%	0,8%
Трубопровод и поставка FCA <sup>(2)</sup>	2,4	14,9%			2,3	13,7%			4,3%		
	млрд. м3		тыс. руб./ тыс. м3		млрд м3		тыс. руб./ тыс. м3				
Трубопровод <sup>(3)</sup>	9,4		9,6	1,022	9,5		9,5	1,001	(1,1)%	1,1%	2,1%
<b>Прочие транспортные расходы<sup>(4)</sup></b>											
			12				10			20,0%	
<b>Итого</b>	<b>68,6</b>		<b>134</b>		<b>67,8</b>		<b>130</b>		<b>1,2%</b>	<b>3,1%</b>	

1. Включая приобретенные на международном рынке объемы нефти, поставляемой на заводы Ruhr Oel GmbH (ROG).
2. Часть нефтепродуктов была отгружена на экспорт в третьем и во втором кварталах 2015 года с НПЗ 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. В третьем и во втором кварталах 2015 года такие объемы составили 4,1 и 3,8 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.

В третьем квартале 2015 года транспортные расходы в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт трубопроводным транспортом практически не изменились и составили 1,79 тыс. руб. за тонну.

Рост транспортных расходов в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом составил 1,9%, что было вызвано изменением структуры отгрузок.

В третьем квартале 2015 года транспортные расходы в расчете на тонну сырой нефти при поставках трубопроводным транспортом на НПЗ увеличились на 1,2% в результате изменения структуры транспортных маршрутов по сравнению со вторым кварталом 2015 года.

Транспортные расходы в расчете на тонну сырой нефти при поставках на НПЗ железнодорожным и смешанным транспортом в третьем квартале 2015 года снизились на 4,1% по сравнению со вторым кварталом 2015 года, что было обусловлено оптимизацией логистики (использование преимущественно более коротких маршрутов).

В третьем квартале 2015 года транспортные расходы в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт трубопроводным транспортом увеличились на 11,8% по сравнению с предыдущим кварталом, что было, в основном, связано с увеличением экспортных тарифов на транспортировку нефтепродуктов в направлении Приморск, а также отрицательным эффектом ослабления курса рубля на составляющую тарифа, номинированную в долларах США.

Рост транспортных расходов в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом в третьем квартале 2015 года по сравнению со вторым кварталом 2015 года составил 0,8% и был обусловлен изменением логистики.

Рост расходов на транспортировку газа в расчете на тысячу кубических метров составил 1,1% в третьем квартале 2015 года по сравнению со вторым кварталом 2015 года, что было обусловлено индексацией тарифов на транспортировку газа.

Изменение транспортных расходов в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за 9 месяцев 2015 и 2014 годов трубопроводным, железнодорожным и смешанным транспортом, а также расходы на транспортировку газа по магистральным газопроводам представлены в таблице ниже:

	За 9 месяцев, закончившихся								% изменения		
	30 сентября 2015				30 сентября 2014						
	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
<b>НЕФТЬ</b>											
<b>Реализация за рубежом</b>											
Трубопровод	77,3	95,3%	137,3	1,78	74,2	94,4%	118,9	1,60	4,2%	15,5%	11,3%
Ж/д и смешанный	3,8	4,7%	12,8	3,28	4,4	5,6%	11,0	2,60	(13,6)%	16,4%	26,2%
<b>Поставка на НПЗ</b>											
Трубопровод <sup>(1)</sup>	67,9		56,0	0,83	67,6		55,9	0,83	0,4%	0,2%	0,0%
Ж/д и смешанный	5,0		20,3	4,03	5,1		20,6	3,97	(2,0)%	(1,5)%	1,5%
<b>НЕФТЕПРОДУКТЫ</b>											
<b>Реализация за рубежом</b>											
Трубопровод	3,2	6,4%	8,7	2,74	3,1	6,7%	6,8	2,22	3,2%	27,9%	23,4%
Ж/д и смешанный	39,9	79,5%	108,4	2,71	37,7	80,9%	82,1	2,17	5,8%	32,0%	24,9%
Трубопровод и поставка FCA <sup>(2)</sup>	7,1	14,1%			5,8	12,4%			22,4%		
	млрд. м3		тыс. руб./ тыс. м3		млрд. м3		тыс. руб./ тыс. м3				
Трубопровод <sup>(3)</sup>	<b>30,0</b>		<b>30,3</b>	1,011	<b>24,4</b>		<b>23,4</b>	0,959	<b>23,2%</b>	<b>29,7%</b>	<b>5,4%</b>
Прочие транспортные расходы <sup>(4)</sup>			34				29			17,2%	
<b>Итого</b>	<b>204,2</b>		<b>408</b>		<b>197,9</b>		<b>348</b>		<b>3,2%</b>	<b>17,2%</b>	

1. Включая приобретенные на международном рынке объемы нефти, поставляемой на заводы Ruhr Oel GmbH (ROG).

2. Часть нефтепродуктов была отгружена на экспорт за 9 месяцев 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 грузоправлению.

3. Часть объемов газа была реализована на условиях, по которым Компания не несет транспортных расходов. За 9 месяцев 2015 года и 2014 года такие объемы составили 12,7 и 16,1 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 9 месяцев 2015 года по сравнению с аналогичным периодом 2014 года практически по всем видам транспорта, в основном, связано с индексацией тарифов, изменением структуры маршрутов.

## АКЦИЗЫ

Акцизы составили 27 млрд руб. в третьем квартале 2015 года по сравнению с 24 млрд руб. во втором квартале 2015 года, в связи с увеличением производства подакцизной продукции. За 9 месяцев 2015 года акцизы составили 78 млрд руб., по сравнению с 105 млрд руб. за аналогичный период 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 9 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
	млрд руб., за исключением %					
Экспортные пошлины на нефть	192	161	19,3%	538	924	(41,8)%
Экспортные пошлины на нефтепродукты	65	57	14,0%	200	334	(40,1)%
<b>Итого экспортные пошлины</b>	<b>257</b>	<b>218</b>	<b>17,9%</b>	<b>738</b>	<b>1 258</b>	<b>(41,3)%</b>

Увеличение расхода по экспортной пошлине составило 17,9% в третьем квартале 2015 года по сравнению со вторым кварталом 2015 года и обусловлено, в основном, эффектом временного лага в установлении законодательных ставок и ростом ставок вывозных таможенных пошлин в рублевом выражении, не скомпенсированных снижением цен на нефть Urals.

Снижение расхода по экспортной пошлине за 9 месяцев 2015 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года прежде всего вызвано 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 9 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE), долл. США/барр.	49,4	61,8	(20,1)%	54,6	105,1	(48,0)%
Средняя действующая ставка таможенной пошлины на нефть, тыс. руб./т	8,10	6,87	18,0%	7,69	13,58	(43,4)%
Номинальные экспортные таможенные пошлины <sup>1</sup> , тыс. руб./т	6,49	7,47	(13,1)%	7,03	13,25	(46,9)%
Средняя ставка экспортной пошлины при реализации нефти в странах дальнего зарубежья, облагаемой по стандартной ставке, тыс. руб./т	8,06	6,86	17,5%	7,71	13,59	(43,3)%

<sup>1</sup> 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 9 месяцев, закончившихся		% изме- нения
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
<b>Финансовые результаты, млрд руб.</b>						
ЕВИТДА	(7)	(13)	46,2%	(28)	(36)	22,2%
Операционные затраты <sup>1</sup>	10	9	5,4%	29	27	5,0%
Капитальные затраты <sup>2</sup>	4	2	100,0%	8	11	(27,3)%

<sup>1</sup> % изменения рассчитан от неокругленных данных

<sup>2</sup> См. Раздел «Капитальные затраты»

## **Операционные затраты сегмента**

Производственные и операционные расходы, относящиеся к «Корпоративному» сегменту увеличились на 5,4% в третьем квартале 2015 года по сравнению со вторым кварталом 2015 года в результате увеличения объемов оказания услуг внешним заказчикам. За 9 месяцев 2015 года производственные и операционные расходы, относящиеся к «Корпоративному» сегменту, составили 29 млрд руб., что выше сопоставимого периода 2014 года на 5,0%.

## **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 в третьем квартале 2015 года составили 27 млрд руб. по сравнению с 32 млрд руб. во втором квартале 2015 года. Компания продолжает проводить мероприятия по усилению контроля над текущими административными затратами. Общехозяйственные и административные расходы за 9 месяцев 2015 года существенно не изменились по сравнению с 9 месяцами 2014 года и составили 86 млрд руб., 84 млрд руб., соответственно.

#### **Износ, истощение и амортизация**

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

В третьем квартале 2015 года износ, истощение и амортизация составили 121 млрд руб. по сравнению с 123 млрд руб. во втором квартале 2015 года.

Рост расходов по истощению и амортизации за 9 месяцев 2015 по сравнению с аналогичным показателем прошлого года на 10,6% связан, в основном, с вводом в эксплуатацию новых основных средств, а также увеличением затрат по амортизации иностранных активов, ввиду ослабления курса рубля.

#### **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 9 месяцев, закончившихся</i>		<i>Изменение (%)</i>
	<i>30 сентября 2015</i>	<i>30 июня 2015</i>		<i>30 сентября 2015</i>	<i>30 сентября 2014</i>	
<b>млрд руб., за исключением %</b>						
Налог на добычу полезных ископаемых	276	302	(8,6%)	867	758	14,4%
Акцизы	27	24	12,5%	78	105	(25,7%)
Отчисления на социальное страхование	12	12	–	36	30	20,0%
Налог на имущество	7	8	(12,5%)	23	21	9,5%
Прочие налоги, штрафы, пени и другие платежи в бюджет	–	3	(100,0%)	5	5	0,0%
<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>322</b>	<b>349</b>	<b>(7,7%)</b>	<b>1 009</b>	<b>919</b>	<b>9,8%</b>

В третьем квартале 2015 года сумма налогов, за исключением налога на прибыль, снизилась на 7,7% и составила 322 млрд руб. по сравнению с 349 млрд руб. во втором квартале 2015 года, что, в основном, связано со снижением затрат на НДС, обусловленным снижением базовых ставок (на 11,4% в рублевом выражении).

Сумма налогов, за исключением налога на прибыль, за 9 месяцев 2015 года по сравнению с аналогичным периодом 2014 года увеличилась на 9,8% в связи с увеличением базовых ставок по НДС на 11,7% (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.

В третьем квартале 2015 года финансовые расходы, нетто, составили 48 млрд руб. по сравнению с 26 млрд руб. во втором квартале 2015 года. Увеличение финансовых расходов, в основном, связано с ростом расходов от переоценки справедливой стоимости производных финансовых инструментов в связи с ослаблением курса рубля к доллару США, а также с ростом процентов за пользование денежными средствами, полученными в качестве предоплаты в рамках долгосрочных договоров поставки нефти и нефтепродуктов.

За 9 месяцев 2015 года финансовые расходы, нетто, составили 162 млрд руб. по сравнению с 91 млрд руб. за аналогичный период 2014 года. Рост, в основном, связан с ростом процентных расходов в связи с увеличением процентных ставок и ростом процентов по долгосрочным предоплатным договорам в связи с получением нового транша, а также с отрицательным эффектом от сделок с производными финансовыми инструментами, который вызван значительным ослаблением курса рубля к доллару США.

### **Прочие доходы и расходы**

В третьем квартале 2015 года снижение прочих доходов на 28 млрд руб. обусловлено признанием дохода от списания во втором квартале 2015 года начисленной ранее задолженности по судебным разбирательствам в связи с их полным прекращением во втором квартале 2015 года.

За 9 месяцев 2015 и 2014 годов прочие доходы составили 37 млрд руб. и 64 млрд руб. (включая прибыль от продажи 49% доли ООО «Юграгазпереработка» (56 млрд руб.), соответственно.

В третьем квартале 2015 года прочие расходы незначительно изменились и составили 16 млрд руб. Прочие расходы включают эффект от выбытия основных средств в ходе операционной деятельности и прочие эффекты. За 9 месяцев 2015 года и 2014 года прочие расходы составили 44 млрд руб. и 36 млрд руб., соответственно.

## Курсовые разницы

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

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

Начиная с 1 октября 2014<sup>1</sup> 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 третий квартал 2015 года прибыль от курсовых разниц в составе Отчета о прибылях и убытках составила 83 млрд руб.

Эффект капитализации курсовых разниц по кредитам капитального характера, привлеченных в иностранной валюте, отражен в составе курсовой разницы в размере 34 млрд руб. за 9 месяцев 2015 года.

За 9 месяцев 2014 года убыток от курсовых разниц составил 150 млрд руб. За 9 месяцев 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:

	За 3 месяца, закончившихся		За 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
Эффективная ставка по налогу на прибыль по МСФО	20,4%	20,5%	20,5%	19,9%

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 29 млрд руб., 34 млрд руб. – за третий и второй кварталы 2015 года, и 78 млрд руб., 65 млрд руб. – за 9 месяцев 2015 и 2014 годов, соответственно. За 9 месяцев 2015 года начисленный налог на прибыль увеличился на 20% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года в связи с увеличением налогооблагаемой базы.

### Чистая прибыль

В третьем квартале 2015 года чистая прибыль составила 113 млрд руб. по сравнению с 134 млрд руб. во втором квартале 2015 года. В третьем квартале 2015 года чистая прибыль учитывает все вышеперечисленные операционные и финансовые факторы, включая чистый эффект от курсовых разниц по инструментам хеджирования потоков денежных средств в сумме 111 млрд руб., признанный в составе «Прочего совокупного (расхода)/дохода».

Чистая прибыль за 9 месяцев 2015 и 2014 годов составила 303 млрд руб. и 261 млрд руб., соответственно. Без учета нетто эффекта от реализации доли ООО «Юграгазпереработка» в размере 45 млрд руб., чистая прибыль за 9 месяцев 2014 года составила 216 млрд руб. За 9 месяцев 2015 года чистая прибыль учитывает все вышеперечисленные операционные и финансовые факторы, включая чистый эффект от курсовых разниц по инструментам хеджирования потоков денежных средств в сумме 81 млрд руб., признанный в составе «Прочего совокупного (расхода)/дохода».

<sup>1</sup> 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 9 месяцев, закончившихся		Изменение
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
	млрд руб.		раз	млрд руб.		раз
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	1 323	331	4,0	1 892	1 268	1,5
Чистые денежные средства, (использованные)/полученные в инвестиционной деятельности	(374)	(112)	3,3	(474)	(856)	0,6
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(518)	(129)	4,0	(996)	(589)	1,7

#### Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 1 323 млрд руб. в третьем квартале 2015 года по сравнению с 331 млрд руб. во втором 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. и 1 млрд руб. в третьем и во втором квартале 2015 года, соответственно).

Скорректированные на вышеописанные операции чистые денежные средства от операционной деятельности составили 1 322 млрд руб. в третьем квартале 2015 года (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме 1 млрд руб.), 330 млрд руб. (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме 1 млрд руб.) во втором квартале 2015 года.

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменен ие	За 9 месяцев, закончившихся		Изменен ие
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
	млрд руб.		раз	млрд руб.		раз
<b>Чистые денежные средства от операционной деятельности</b>	<b>1 323</b>	<b>331</b>	<b>4.0</b>	<b>1 892</b>	<b>1 268</b>	<b>1.5</b>
Эффект от операций с торговыми ценными бумагами	(1)	(1)	1.0	(3)	3	—
<b>Скорректированные чистые денежные средства от операционной деятельности</b>	<b>1 322</b>	<b>330</b>	<b>4.0</b>	<b>1 889</b>	<b>1 271</b>	<b>1.5</b>
Сумма зачета предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов <sup>1</sup>	22	21	1.0	64	—	—
Сумма полученной предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и НПГ <sup>1</sup>	(1 027)	—	—	(1 027)	(497)	2.1
<b>Скорректированные чистые денежные средства от операционной деятельности</b>	<b>317</b>	<b>351</b>	<b>0.9</b>	<b>926</b>	<b>774</b>	<b>1.2</b>

<sup>1</sup> В 2015 г. корректировка на сумму предоплат по долгосрочным договорам относится к сумме зачета авансов по ранее полученным предоплатам прошлых периодов.

За 3 кв. 2015 г. скорректированный операционный денежный поток составил 317 млрд руб. по сравнению с 351 млрд руб. за 2 кв. 2015 г., уменьшение скорректированного операционного денежного потока в третьем квартале обусловлено снижением мировых цен на нефть и нефтепродукты. За 9 месяцев 2015 и 2014 годов скорректированный операционный денежный поток составил 926 млрд руб. и 774 млрд руб., соответственно.

На фоне значительных неблагоприятных макроэкономических факторов за 9 месяцев 2015 года положительный денежный поток от операционной деятельности свидетельствует об эффективном управлении оборотным капиталом.

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

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности в третьем квартале 2015 года, составили 374 млрд руб.; чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности во втором квартале 2015 года составили 112 млрд руб. На увеличение показателя чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, повлияло, главным образом, увеличение приобретения краткосрочных финансовых активов в третьем квартале 2015 года по сравнению со вторым кварталом 2015 года, а также рост затрат по приобретению новых активов.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, за 9 месяцев 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 518 млрд руб. в третьем квартале 2015 года по сравнению с 129 млрд руб. во втором квартале 2015 года. Увеличение использования денежных средств в третьем квартале 2015 года, в основном, объясняется плановым погашением обязательств и снижением поступлений внешних заимствований, а также выплатой дивидендов 2014 года.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 996 млрд руб. и 589 млрд руб. за 9 месяцев 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 9 месяцев, закончившихся		Изменение
	30 сентября 2015	30 июня 2015		30 сентября 2015	30 сентября 2014	
	млрд руб.		%	млрд руб.		%
Юганскнефтегаз	24	24	–	71	62	14,5%
Ванкорнефть	8	10	(20,0)%	25	27	(7,4)%
Оренбургнефть	4	8	(50,0)%	20	19	5,3%
Самотлорнефтегаз	8	6	33,3%	23	18	27,8%
Проекты на Сахалине	10	11	(9,1)%	26	22	18,2%
Уватнефтегаз	7	8	(12,5)%	19	15	26,7%
Верхнеконскнефтегаз	4	3	33,3%	12	13	(7,7)%
Пурнефтегаз	5	4	25,0%	12	11	9,1%
Роспан Интернешнл	5	4	25,0%	14	10	40,0%
Самаранефтегаз	7	5	40,0%	16	10	60,0%
Варьеганнефтегаз	3	4	(25,0)%	10	9	11,1%
Восточно-Сибирская НГК	3	2	50,0%	9	4	>100,0%
Томскнефть ВНК	2	1	100,0%	5	5	–
Няганьнефтегаз	2	3	(33,3)%	7	5	40,0%
Северная нефть	2	4	(50,0)%	7	5	40,0%
Сузун	3	3	–	8	1	>100,0%
Таас-Юрях Нефтегазодобыча	5	3	66,7%	10	4	>100,0%
Сибнефтегаз	1	1	–	3	2	50,0%
Прочие	8	8	–	23	14	64,3%
Государственные субсидии	(1)	(2)	(50,0)%	(4)	(5)	(20,0)%
<b>Итого разведка и добыча</b>	<b>110</b>	<b>110</b>	<b>–</b>	<b>316</b>	<b>251</b>	<b>25,9%</b>
Туапсинский НПЗ	2	7	(71,4)%	17	32	(46,9)%
Куйбышевский НПЗ	6	4	50,0%	11	9	22,2%
Новокуйбышевский НПЗ	2	2	–	7	11	(36,4)%
Сызранский НПЗ	1	3	(66,7)%	7	10	(30,0)%
Ангарская НХК	2	2	–	6	8	(25,0)%
Ачинский НПЗ	2	2	–	8	7	14,3%
Рязанская НПК	2	1	100,0%	5	6	(16,7)%
Комсомольский НПЗ	2	1	100,0%	5	6	(16,7)%
Саратовский НПЗ	–	–	–	–	1	(100,0)%
Прочие заводы	3	4	(25,0)%	10	15	(33,3)%
Сбытовые подразделения и прочие	4	3	33,3%	9	3	>100,0%
<b>Итого переработка, коммерция и логистика</b>	<b>26</b>	<b>29</b>	<b>(10,3)%</b>	<b>85</b>	<b>108</b>	<b>(21,3)%</b>
<b>Прочая деятельность</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>100,0%</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>(27,3)%</b>
<b>Итого капитальные затраты</b>	<b>140</b>	<b>141</b>	<b>(0,7)%</b>	<b>409</b>	<b>370</b>	<b>10,5%</b>
<b>Покупка лицензий</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>–</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>–</b>
<b>Возврат авансов за участие в аукционах</b>	<b>(1)</b>	<b>(4)</b>	<b>(75,0)%</b>	<b>(13)</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

В третьем квартале 2015 года капитальные затраты составили 140 млрд руб., что примерно на уровне предыдущего квартала. Увеличение капитальных затрат за 9 месяцев 2015 года по сравнению с аналогичным периодом 2014 года связано с расширением производственной программы бурения и ростом инвестиций в развитие новых месторождений Компании.

В третьем квартале 2015 года капитальные затраты сегмента «Разведка и добыча» составили 110 млрд руб. За 9 месяцев 2015 года капитальные затраты сегмента «Разведка и добыча» составили 316 млрд руб. Рост капитальных вложений на 25,9% по сравнению с аналогичным периодом 2014 года обусловлен ростом объемов эксплуатационного бурения (введено более 1300 новых скважин, что на 16% больше, чем за 9 месяцев 2014 года) и реконструкции скважин методом резки боковых стволов (около + 50% к 9 месяцам 2014 года). Это в свою очередь стало возможным вследствие повышения уровня обеспеченности буровым сервисом, а также наращиванием темпов обустройства кустовых площадок и строительства линейных объектов.

В третьем квартале 2015 года капитальные затраты в сегменте «Переработка, коммерция и логистика» незначительно сократились по сравнению со вторым кварталом 2015 года и составили

порядка 26 млрд руб. За 9 месяцев 2015 года капитальные затраты в сегменте «Переработка, коммерция и логистика» составили 85 млрд руб.

Затраты заводов в третьем квартале 2015 года сократились на 15% до 22 млрд руб. по отношению к 26 млрд руб. во втором квартале 2015 года. Капитальные затраты заводов за 9 месяцев 2015 года составили 76 млрд руб.

Капитальные затраты по другим направлениям деятельности, связанные с плановыми закупками транспорта и прочего оборудования, за 9 месяцев 2015 года составили 8 млрд руб.

Затраты на приобретение лицензий Самарской области в третьем квартале 2015 года составили 1 млрд руб. В июле был произведен возврат авансов, выданных в прошлом квартале в размере 1,2 млрд руб. по результатам аукционов на право геологического изучения, геологоразведки и добычи на Хейгинском и Аномальном участках.

Во втором квартале 2015 года Компания произвела возврат авансов, выданных в первом 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.<sup>1</sup>

### **Долговые обязательства**

Чистый долг Компании составил 1 622 млрд руб. по состоянию на 30 сентября 2015 года по сравнению с 2 215 млрд руб. на 30 июня 2015 года.

Общая задолженность по привлеченным кредитам и займам и прочим финансовым обязательствам Компании составила 3 148 млрд руб. по состоянию на 30 сентября 2015 года по сравнению с 3 013 млрд руб. по состоянию на 30 июня 2015 года. Увеличение общей задолженности, в основном, обусловлено 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 33,8%, 29,8%, 26,1% общего объема задолженности по состоянию на 30 сентября 2015 года, 30 июня 2015 года, 30 сентября 2014 года соответственно.

По состоянию на 30 сентября 2015 года, 30 июня 2015 года, 30 сентября 2014 года права требования в отношении выручки по экспортным контрактам на поставку сырой нефти составляли 4,8%, 4,9% и 4,2%, соответственно, от общих экспортных продаж сырой нефти за анализируемый период (за исключением экспорта в СНГ).

---

<sup>1</sup> Начиная с 2015 года все возвраты по платежам за участие в аукционах, которые не состоялись или которые выиграли другие участники, отражены в строке «Возврат средств за участие в аукционах/ (покупка лицензий и платежи за участие в аукционах)» Отчета о движении денежных средств.

Расчет чистого долга приведен в таблице:

По состоянию на:	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2014
	млрд руб.		
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	980	1 031	1 114
Долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	2 168	1 982	1 468
<b>Задолженность итого</b>	<b>3 148</b>	<b>3 013</b>	<b>2 582</b>
Денежные средства и их эквиваленты	657	213	139
Прочие оборотные финансовые активы	869	585	671
<b>Чистый долг</b>	<b>1 622</b>	<b>2 215</b>	<b>1 772</b>

## 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 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
Маржа EBITDA	19,3%	23,7%	21,2%	20,7%
Маржа чистой прибыли	8,9%	10,2%	7,8%	6,2%
Отношение чистого долга к показателю EBITDA, в годовом выражении	1,61	2,13	1,61	1,55
Коэффициент ликвидности	1,42	0,97	1,42	1,07
	<b>руб. на баррель</b>			
EBITDA в расчете на баррель	691	884	779	818
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель	312	313	300	236
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель	192	195	194	171
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на баррель	501	597	491	380
	<b>руб. на барр. н.э.</b>			
EBITDA в расчете на барр. н.э.	562	715	630	679
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на барр. н.э.	254	253	243	196
Операционные затраты на добычу в расчете на барр. н.э.	156	158	157	142
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на барр. н.э.	408	483	397	315

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»<sup>1</sup>

	За 3 месяца, закончившихся		За 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
Добыча нефти и ЖУВ (млн баррелей)	353,0	351,6	1 052,5	1 062,3
Добыча нефти, ЖУВ и газа (млн барр. н. э.)	433,9	434,8	1 301,1	1 279,8

<sup>1</sup> Исключая ассоциированные предприятия.

## Расчет скорректированного свободного денежного потока

	За 3 месяца, закончившихся		За 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
	млрд руб.			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	1 323	331	1 892	1 268
Капитальные затраты	(140)	(141)	(409)	(370)
Операции с торговыми ценными бумагами*	(1)	(1)	(3)	3
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (полученные)	(1 027)	–	(1 027)	(497)
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (зачет)	22	21	64	–
<b>Скорректированный свободный денежный поток</b>	<b>177</b>	<b>210</b>	<b>517</b>	<b>404</b>

\*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 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
	млрд руб., за исключением %			
Операционная прибыль	123	188	455	539
Износ, истощение и амортизация	121	123	365	330
<b>EBITDA</b>	<b>244</b>	<b>311</b>	<b>820</b>	<b>869</b>
Выручка от реализации и доход/ (убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 266	1 312	3 866	4 192
<b>Маржа EBITDA</b>	<b>19,3%</b>	<b>23,7%</b>	<b>21,2%</b>	<b>20,7%</b>

## Расчет скорректированной маржи EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
	млрд руб., за исключением %			
Операционная прибыль	123	188	455	539
Износ, истощение и амортизация	121	123	365	330
<b>EBITDA</b>	<b>244</b>	<b>311</b>	<b>820</b>	<b>869</b>
Эффект от зачета предоплаты и прочие	23	15	59	<sup>1</sup>
<b>Скорректированная EBITDA</b>	<b>267</b>	<b>326</b>	<b>879</b>	<b>870</b>
Выручка от реализации и доход/ (убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 266	1 312	3 866	4 192
<b>Маржа скорректированной EBITDA</b>	<b>21,1%</b>	<b>24,8%</b>	<b>22,7%</b>	<b>20,8%</b>

<sup>1</sup> Одновременный эффект от признания затрат по комиссиям по долгосрочной предоплате

## Расчет маржи чистой прибыли

	За 3 месяца, закончившихся		За 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
	млрд руб., за исключением %			
<b>Чистая прибыль</b>	<b>113</b>	<b>134</b>	<b>303</b>	<b>261</b>
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 266	1 312	3 866	4 192
<b>Маржа чистой прибыли</b>	<b>8,9%</b>	<b>10,2%</b>	<b>7,8%</b>	<b>6,2%</b>

## Расчет коэффициента ликвидности

По состоянию на:	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2014
	млрд руб., за исключением коэффициентов		
Оборотные активы	2 526	1 828	1 916
Краткосрочные обязательства	1 775	1 893	1 789
<b>Коэффициент ликвидности</b>	<b>1,42</b>	<b>0,97</b>	<b>1,07</b>

## Консолидированные финансовые показатели деятельности (в долларах США)<sup>1</sup>

### Консолидированный отчет о прибылях и убытках

	За 3 месяца, закончившихся		За 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
	млрд долл. США			
<b>Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий</b>	<b>20,6</b>	<b>25,2</b>	<b>66,8</b>	<b>118,5</b>
<b>Затраты и расходы</b>				
Производственные и операционные расходы	2,1	2,5	6,6	9,6
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	2,3	2,6	6,9	10,3
Общехозяйственные и административные расходы	0,5	0,6	1,5	2,3
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	2,2	2,4	6,9	9,7
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	0,1	–	0,2	0,4
Износ, истощение и амортизация	1,9	2,4	6,2	9,3
Налоги, кроме налога на прибыль	5,1	6,6	17,2	25,9
Экспортная пошлина	4,1	4,2	12,5	35,6
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>18,3</b>	<b>21,3</b>	<b>58,0</b>	<b>103,1</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>2,3</b>	<b>3,9</b>	<b>8,8</b>	<b>15,4</b>
Финансовые доходы	0,2	0,3	0,7	0,5
Финансовые расходы	(0,9)	(0,7)	(3,3)	(3,2)
Прочие доходы	–	0,5	0,7	1,8
Прочие расходы	(0,2)	(0,3)	(0,7)	(1,1)
Курсовые разницы	0,9	(0,5)	0,5	(4,3)
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>2,3</b>	<b>3,2</b>	<b>6,7</b>	<b>9,1</b>
Налог на прибыль	(0,5)	(0,7)	(1,4)	(1,8)
<b>Чистая прибыль</b>	<b>1,8</b>	<b>2,5</b>	<b>5,3</b>	<b>7,3</b>

<sup>1</sup> 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 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
Маржа EBITDA	20,4%	25,0%	22,5%	20,8%
Маржа чистой прибыли	8,7%	9,9%	7,9%	6,2%
Отношение чистого долга к показателю EBITDA, в годовом выражении	1,27	1,76	1,27	1,36
Коэффициент ликвидности	1,42	0,96	1,42	1,07
	<b>долл. на баррель*</b>			
EBITDA в расчете на баррель нефти	11,9	17,9	14,3	23,2
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти	5,0	5,9	5,1	6,7
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти	3,0	3,7	3,3	4,8
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на баррель	8,2	11,9	9,2	10,9
	<b>долл. на барр. н.э.*</b>			
EBITDA в расчете на барр. н.э.	9,7	14,5	11,5	19,2
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на барр. н.э.	4,0	4,8	4,1	5,5
Операционные затраты на добычу в расчете на барр. н.э.	2,5	3,0	2,7	4,0
Скорректированный свободный денежный поток в расчете на барр. н.э.	6,7	9,7	7,4	9,1

\*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 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
	<b>млрд долл. США</b>			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	20,3	6,3	30,4	36,7
Капитальные затраты	(2,2)	(2,7)	(6,9)	(10,4)
Операции с торговыми ценными бумагами*	(0,1)	(0,0)	(0,1)	0,1
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (полученные)	(15,7)	0,6	(15,7)	(14,8)
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (зачет)	0,7	–	2,0	–
<b>Скорректированный свободный денежный поток</b>	<b>3,0</b>	<b>4,2</b>	<b>9,7</b>	<b>11,6</b>

\*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 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
	<b>млрд долл. США, за исключением %</b>			
Операционная прибыль	2,3	3,9	8,8	15,4
Износ, истощение и амортизация	1,9	2,4	6,2	9,3
<b>EBITDA*</b>	<b>4,2</b>	<b>6,3</b>	<b>15,0</b>	<b>24,7</b>
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	20,6	25,2	66,8	118,5
<b>Маржа EBITDA</b>	<b>20,4%</b>	<b>25,0%</b>	<b>22,5%</b>	<b>20,8%</b>

\*С учетом эффекта от предоплат по долгосрочным контрактам в сумме 2,0 млрд долл. США за 9 месяцев 2015 года.

## Расчет маржи чистой прибыли

	За 3 месяца, закончившихся		За 9 месяцев, закончившихся	
	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2015	30 сентября 2014
	млрд долл. США, за исключением %			
<b>Чистая прибыль</b>	<b>1,8</b>	<b>2,5</b>	<b>5,3</b>	<b>7,3</b>
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	20,6	25,2	66,8	118,5
<b>Маржа чистой прибыли</b>	<b>8,7%</b>	<b>9,9%</b>	<b>7,9%</b>	<b>6,2%</b>

## Расчет коэффициента ликвидности

По состоянию на:	30 сентября 2015	30 июня 2015	30 сентября 2014
	млрд долл. США, за исключением коэффициентов		
Оборотные активы	38,1	32,9	48,6
Краткосрочные обязательства	26,8	34,1	45,4
<b>Коэффициент ликвидности</b>	<b>1,42</b>	<b>0,96</b>	<b>1,07</b>



**Приложение: среднемесячные обменные курсы доллара США, рассчитанные на основе данных Банка России**

<b>2015 год</b>	<b>Руб. / долл. США</b>	<b>2014 год</b>	<b>Руб. / долл. США</b>
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	57,08	июль	34,64
август	65,20	август	36,11
сентябрь	66,77	сентябрь	37,88
		октябрь	40,77
		ноябрь	45,91
		декабрь	55,54