



**АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ ЗА 3 МЕСЯЦА, ЗАВЕРШИВШИХСЯ 31 ДЕКАБРЯ
И 30 СЕНТЯБРЯ 2015 ГОДА И ЗА 12 МЕСЯЦЕВ, ЗАВЕРШИВШИХСЯ
31 ДЕКАБРЯ 2015, 2014 И 2013 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 31 декабря 2015, 2014 и 2013 годов, (далее – **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 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 четвертом квартале 2015 года	6
Макроэкономические факторы, влияющие на результаты операционной деятельности	8
Изменение цен на нефть, нефтепродукты и газ	8
Изменение курса доллара США и Евро по отношению к рублю и темпы инфляции	10
Налогообложение	10
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).....	11
Экспортная пошлина на нефть	13
Экспортная пошлина на нефтепродукты	14
Изменения транспортных тарифов трубопроводных и железнодорожных монополий.....	15
Операционные сегменты и межсегментная реализация.....	18
Показатели финансовой деятельности за 3 месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2015 года и за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2015, 2014 и 2013 г.(Консолидированный отчет о прибылях и убытках). 19	
Сегмент «Разведка и добыча».....	20
<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 по добыче углеводородов	24
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	24
Налог на добычу полезных ископаемых.....	25
Сегмент «Переработка, коммерция и логистика».....	26
<i>Операционные показатели</i>	27
Производство нефтепродуктов на НПЗ	27
Финансовые показатели	29
Выручка от реализации и доход/(убыток) от совместных и ассоциированных предприятий	29
Операционные затраты сегмента.....	39
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке	41
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку.....	44
Акцизы	45
Экспортные таможенные пошлины	46
Корпоративный сегмент.....	47
Отдельные показатели консолидированной финансовой отчетности	47
Затраты и расходы	47
Общехозяйственные и административные расходы.....	47
Износ, истощение и амортизация	47
Налоги, за исключением налога на прибыль	47
Финансовые доходы и расходы	48
Прочие доходы и расходы.....	48
Курсовые разницы	49
Реализованные курсовые разницы по инструментам активного управления курсовым риском	49

Налог на прибыль	49
Чистая прибыль.....	49
Ликвидность и капитальные затраты	50
Движение денежных средств.....	50
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	50
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности.....	51
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности.....	51
Капитальные затраты	52
Долговые обязательства	53
Ключевые консолидированные финансовые показатели деятельности	55
Расчет скорректированного свободного денежного потока	56
Расчет EBITDA	56
Расчет маржи EBITDA	56
Расчет маржи чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти	56
Расчет коэффициента ликвидности.....	57
Расчет задействованного капитала и связанных показателей	57
Расчет доходности на средний задействованный капитал (ROACE).....	57
Расчет доходности на средний собственный капитал (ROAE).....	57
Консолидированные финансовые показатели деятельности (в долларах США).....	58
Консолидированный отчет о прибылях и убытках.....	58
Ключевые финансовые коэффициенты в долларовом эквиваленте.....	59
Расчет скорректированного свободного денежного потока	59
Расчет маржи EBITDA	60
Расчет маржи чистой прибыли	60
Расчет коэффициента ликвидности.....	60
Приложение: среднемесячные обменные курсы доллара США, рассчитанные на основе данных Банка России ...	61

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 2015 года объем доказанных запасов нефти, газового конденсата, ЖУВ и рыночного газа Компании по оценке независимого аудитора DeGolyer and MacNaughton составил 34 млрд барр. нефтяного эквивалента по классификации SEC и 43 млрд барр. нефтяного эквивалента по классификации PRMS. В четвертом квартале 2015 года добыча углеводородов Компании составила в среднем 5,2 млн б.н.э./сут. Добыча природного и попутного газа Компании за четвертый квартал 2015 год – 16,62 млрд куб. м.

В среднем в четвертом квартале 2015 года общий объем переработки нефти на собственных нефтеперерабатывающих предприятиях Компании на территории Российской Федерации составил 0,20 млн тонн в сутки. 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		% изменение за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
Финансовые результаты, млрд руб.								
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 196	1 296	(7,7)%	5 150	5 503	4 694	(6,4)%	17,2%
ЕВИТДА	278	297	(6,4)%	1 245	1 057	947	17,8%	11,6%
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	53	112	(52,7)%	355	348	549	2,0%	(36,6)%
Капитальные затраты	186	140	32,9%	595	533	560	11,6%	(4,8)%
Свободный денежный поток *	140	177	(20,9)%	657	596	204	10,2%	>100%
Чистый долг	1 694	1 622	4,4%	1 694	2 467	1 878	(31,3)%	31,4%
Операционные результаты								
Добыча углеводородов (тыс. барр. н.э. в сутки)	5 207	5 081	2,5%	5 159	5 106	4 873	1,0%	4,8%
Добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 107	4 099	0,2%	4 116	4 159	4 196	(1,0)%	(0,9)%
Добыча газа (тыс. барр. н.э. в сутки)	1 100	982	12,1%	1 043	947	677	10,2%	39,9%
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции в РФ (млн т)	20,08	21,47	(6,5)%	82,91	83,88	74,89	(1,2)%	12,0%
Производство нефтепродуктов и нефте- химической продукции вне РФ (млн т)	3,15	3,40	(7,4)%	12,45	13,19	12,22	(5,6)%	7,9%

*Скорректирован на суммы операций с торговыми ценными бумагами, единовременный эффект на предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти в размере 1 027 млрд руб. (в третьем квартале 2015 г.), 497 млрд руб. и 470 млрд руб. за 2015, 2014 и 2013 года, соответственно, а также на зачет предоплат по долгосрочным договорам поставки нефти в размере 25 млрд руб. 22 млрд руб. и 89 млрд руб. в четвертом квартале 2015, в третьем квартале 2015 года и за 2015 год, соответственно.

Справочно: Финансовые показатели Компании в долларовом эквиваленте*

	За 3 месяца, закончившихся		% измене- ния за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	
Финансовые результаты,						
млрд долл. США						
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	18,6	21,1	(11,8)%	86,9	146,7	(40,8)%
ЕВГТДА	4,3	4,7	(8,5)%	20,8	29,0	(28,3)%
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам						
Роснефти	0,8	1,8	(55,6)%	6,1	9,3	(34,4)%
Капитальные затраты	2,8	2,2	27,3%	9,7	13,9	(30,2)%
Свободный денежный поток	2,5	3,0	(16,7)%	12,2	15,8	(22,8)%
Чистый долг	23,2	24,5	(5,3)%	23,2	43,8	(47,0)%

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

ЗНАЧИМЫЕ СОБЫТИЯ В ЧЕТВЕРТОМ КВАРТАЛЕ 2015 ГОДА

Создание совместного предприятия РН-Печора СПГ

В декабре 2015 года Компания и Группа «Аллтек» завершили создание совместного предприятия для целей развития проектов по добыче и монетизации запасов газа в Ненецком автономном округе. Доля Компании в совместном предприятии составляет 50,1%.

ОАО «НК «Роснефть» реализовала свою долю в ООО «Компания Полярное Сияние»

В декабре 2015 года ОАО НК «Роснефть» совершило сделку по продаже 50% доли в ООО «Компания Полярное Сияние».

ОАО «НК «Роснефть» закрыла сделку по приобретению 16,67% доли в нефтеперерабатывающем заводе в г. Шведт у Total

ОАО «НК «Роснефть» и Total закрыли сделку купли-продажи 66,67% доли в AET-Raffineriebetriebsgesellschaft mbH, которая представляет собой 16,67% эффективную долю в нефтеперерабатывающем заводе в г. Шведт, Германия (РСК Raffinerie GmbH).

ОАО «НК «Роснефть» и ВР подписали Соглашение о расформировании нефтеперерабатывающего СП Ruhr Oel GmbH в Германии

В декабре 2015 года Совет директоров ОАО «НК «Роснефть» одобрил юридически обязывающее соглашение с ВР о расформировании СП Ruhr Oel GmbH (ROG) в рамках начатого процесса реструктуризации данного нефтеперерабатывающего и нефтехимического совместного предприятия в Германии. После завершения процесса реструктуризации, которое ожидается до конца 2016 года, Компания напрямую станет акционером и увеличит свои доли участия в НПЗ Bayernoil – до 25% (с 12,5%); НПЗ MiRO – до 24% (с 12%); НПЗ РСК (Шведт) – до 54,17% (с 35,42%). ВР, в свою очередь, консолидирует 100% долей в НПЗ Gelsenkirchen и предприятии по производству растворителей DHC Solvent Chemie. В декабре 2015 года Компания получила согласование немецкого антимонопольного регулятора Bundeskartellamt по данной сделке. Реорганизация ROG позволит Роснефти и ВР переориентировать свои стратегии в области нефтепереработки и нефтехимии в Европе.

ОАО «НК «Роснефть» и ВР закрыли сделку по купле-продаже 20% участия в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»

В ноябре 2015 года Компания завершила сделку по продаже 20% доли участия в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», дочернем обществе Компании, ВР Russian Investments Ltd (ВР).

ОАО «НК «Роснефть» и Группа ЕВРАЗ подписали соглашение на поставку газа

ООО «НГК «ИТЕРА», дочернее общество ОАО «НК «Роснефть», заключило долгосрочные договоры на поставку природного газа с Нижнетагильским металлургическим комбинатом и Качканарским горно-обогатительным комбинатом, которые входят в Группу ЕВРАЗ.

Подписанные соглашения предусматривают поставку газа предприятиям Группы ЕВРАЗ, начиная с 01.01.2016, в течение 10 лет в объеме порядка 14 млрд куб. м.

ОАО «НК «Роснефть» закрыла сделку с PetroRio и стала владельцем 100% проекта в бассейне Солимоинс, в районе р. Амазонки (Бразилия)

Rosneft Brasil (100% дочернее предприятие «Роснефти») закрыла сделку по приобретению у Petro Rio S.A. (PetroRio) 55% акционерного капитала в проекте Солимоинс. В результате закрытия сделки Rosneft Brasil получила контроль над 100% акций и статус оператора проекта по разработке углеводородов в бассейне Солимоинс, в районе р. Амазонки (Бразилия). Закрытие сделки позволит Rosneft Brasil продолжить проведение геологоразведочных работ с целью обнаружения перспективных залежей нефти и продвинуться в реализации совместного проекта с Petrobras, направленного на изучение возможностей монетизации доказанных запасов газа.

ОАО «НК «Роснефть» реализовала 8,99% долю в компании Saras S.p.A.

Rosneft JV Projects S.A. (Люксембург), косвенное дочернее общество ОАО «НК «Роснефть», закрыло сделку по продаже институциональным инвесторам 85 481 816 обыкновенных акций компании Saras S.p.A., составляющих около 8,99% уставного капитала Saras S.p.A.

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.

	За 3 месяца, закончившихся		измене- ния за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
Мировой рынок								
	долл. США за баррель		%	долл. США за баррель			%	
Нефть «Brent»	43,7	50,3	(13,1)%	52,4	98,9	108,6	(47,0)%	(8,9)%
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE)	41,9	49,4	(15,1)%	51,4	97,6	107,7	(47,3)%	(9,4)%
Нефть «Urals» (FOB Приморск)	39,5	47,6	(17,0)%	49,1	95,8	106,2	(48,7)%	(9,8)%
Нефть «Urals» (FOB Новороссийск)	41,2	48,5	(15,0)%	50,3	96,6	107,1	(47,9)%	(9,9)%
Нефть «Дубай»	40,7	49,8	(18,3)%	50,9	96,5	105,5	(47,3)%	(8,5)%
	долл. США за тонну		%	долл. США за тонну			%	
Naphtha (ср. FOB/CIF Med)	395	409	(3,5)%	441	816	884	(46,0)%	(7,7)%
Naphtha (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	410	427	(4,0)%	459	834	901	(44,9)%	(7,4)%
Naphtha (CFR Japan)	439	461	(4,8)%	489	859	918	(43,1)%	(6,5)%
Fuel oil (ср. FOB/CIF Med)	189	247	(23,6)%	261	532	594	(50,9)%	(10,4)%
Fuel oil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	181	239	(24,4)%	253	524	589	(51,7)%	(11,0)%
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	217	274	(20,8)%	293	561	619	(47,7)%	(9,4)%
Gasoil (ср. FOB/CIF Med)	397	470	(15,7)%	486	838	920	(42,0)%	(9,0)%
Gasoil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	400	476	(15,8)%	491	842	921	(41,7)%	(8,6)%
Gasoil (FOB Singapore)	399	459	(12,9)%	477	830	911	(42,5)%	(8,9)%
	тыс. руб. за баррель		%	тыс. руб. за баррель			%	
Нефть «Brent»	2,88	3,17	(9,1)%	3,19	3,80	3,46	(15,9)%	9,9%
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE)	2,76	3,11	(11,1)%	3,14	3,75	3,43	(16,3)%	9,3%
Нефть «Urals» (FOB Приморск)	2,61	3,00	(13,1)%	2,99	3,68	3,38	(18,7)%	8,8%
Нефть «Urals» (FOB Новороссийск)	2,72	3,05	(11,0)%	3,07	3,71	3,41	(17,4)%	8,7%
Нефть «Дубай»	2,68	3,14	(14,4)%	3,10	3,71	3,36	(16,4)%	10,4%
	тыс. руб. за тонну		%	тыс. руб. за тонну			%	
Naphtha (ср. FOB/CIF Med)	26,1	25,8	1,1%	26,9	31,4	28,2	(14,3)%	11,4%
Naphtha (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	27,1	26,9	0,5%	28,0	32,0	28,7	(12,6)%	11,7%
Naphtha (CFR Japan)	28,9	29,0	(0,3)%	29,8	33,0	29,2	(9,7)%	12,8%
Fuel oil (ср. FOB/CIF Med)	12,5	15,6	(20,0)%	15,9	20,5	18,9	(22,1)%	8,1%
Fuel oil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	11,9	15,1	(20,9)%	15,4	20,1	18,8	(23,4)%	7,3%
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	14,3	17,3	(17,0)%	17,9	21,5	19,7	(17,0)%	9,3%
Gasoil (ср. FOB/CIF Med)	26,1	29,6	(11,7)%	29,6	32,2	29,3	(7,9)%	9,8%
Gasoil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	26,4	29,9	(11,9)%	29,9	32,3	29,3	(7,5)%	10,2%
Gasoil (FOB Singapore)	26,3	28,9	(8,8)%	29,1	31,9	29,0	(8,7)%	9,9%
Российский рынок (цена с акцизами, без НДС)								
	тыс. руб. за тонну		%	тыс. руб. за тонну			%	
Нефть	12,0	12,6	(4,3)%	12,8	11,6	10,6	10,5%	9,7%
Мазут	5,5	7,4	(25,6)%	7,2	9,0	8,8	(20,9)%	3,1%
Дизельное топливо (летнее)	28,0	28,5	(2,0)%	28,0	26,5	25,3	5,6%	4,7%
Дизельное топливо (зимнее)	31,0	30,4	1,8%	29,9	29,0	28,5	3,0%	1,8%
Авиакеросин	28,2	28,2	0,2%	26,9	25,3	23,9	6,3%	6,0%
Высокооктановый бензин	30,6	35,1	(12,8)%	31,2	31,1	27,2	0,1%	14,2%
Низкооктановый бензин	28,9	31,2	(7,3)%	28,4	28,1	24,9	1,3%	12,7%

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 4,5% в четвертом квартале 2015 года по сравнению с третьим кварталом 2015 года, а также с номинальным ослаблением рубля к доллару США на 37,0% в 2015 году по сравнению с 2014 годом.

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 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 3,33 тыс. руб./тыс. куб. м и 3,16 тыс. руб./тыс. куб. м в четвертом и в третьем кварталах 2015 года, соответственно, а также 3,17 тыс. руб./тыс. куб. м, 2,96 тыс. руб./тыс. куб. м и 2,52 тыс. руб./тыс. куб. м в 2015, 2014 и 2013 годах, 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 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014	2013
Рублевая инфляция (ИПЦ)*	2,3%	1,7%	12,9%	11,4%	6,5%
Средний курс доллара США (руб./долл.) за период**	65,94	62,98	60,96	38,42	31,85
Курс доллара США на конец периода (руб./долл.)	72,88	66,24	72,88	56,26	32,73
Средний курс евро (руб./евро) за период	72,27	70,11	67,78	50,82	42,31
Курс евро на конец периода (руб./евро)	79,70	74,58	79,70	68,34	44,97

Источник: Центральный банк Российской Федерации.

*Индекс цен производителей за 2015 год составил 10,7%.

** 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		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
НДПИ*								
Нефть (руб. за тонну)	5 099	6 263	(18,6)%	6 312	5 827	5 330	8,3%	9,3%
Экспортная пошлина на нефть								
Нефть (долл. США за тонну)	92,3	128,7	(28,3)%	120,3	366,0	392,1	(67,1)%	(6,7)%
Нефть (руб. за тонну)	6 085	8 104	(24,9)%	7 334	14 062	12 489	(47,8)%	12,6%
Нефть (руб. за баррель)	822	1 095	(24,9)%	991	1 899	1 697	(47,8)%	11,9%
Экспортная пошлина на нефтепродукты								
Бензин (руб. за тонну)	4 743	6 319	(24,9)%	5 718	12 654	11 239	(54,8)%	12,6%
Нафта (руб. за тонну)	5 169	6 886	(24,9)%	6 231	12 654	11 239	(50,8)%	12,6%
Легкие и средние дистилляты (руб. за тонну)	2 920	3 886	(24,9)%	3 517	9 280	8 242	(62,1)%	12,6%
Дизельное топливо (руб. за тонну)	2 920	3 886	(24,9)%	3 517	9 138	8 242	(61,5)%	10,9%
Жидкое топливо (топочный мазут) (руб. за тонну)	4 620	6 155	(24,9)%	5 571	9 280	8 242	(40,0)%	12,6%

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

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 2015 год Компания реализовала свое право на получение повышенного вычета по акцизу, в связи с чем Компания получила положительный эффект в размере 1,4 млрд руб.

Эффективная налоговая нагрузка Компании составила 40,3% и 46,9% за четвертый и третий кварталы 2015 года, соответственно.

На платежи по НДС и экспортным пошлинам приходилось около 34,4% и 41,1% от объема выручки за четвертый и третий кварталы 2015 года, соответственно. Доля фискальных изъятий в финансовом результате Компании без учета курсовых разниц и единовременных эффектов составила около 85% за 2015 год.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Ставка НДПИ 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 НДПИ по нефти начиная с **1 января 2015 года** рассчитывается путем умножения налоговой ставки в размере **766 руб.** (в **2016 году – 857 руб.**, в **2017 году – 919 руб.**) на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, равный $(Ц - 15) \times K / 261$, где «Ц» – средняя цена нефти марки «Юралс» за баррель, «К» – средний курс рубля к доллару США, установленный ЦБ РФ за соответствующий месяц и уменьшения полученного произведения на показатель, характеризующий особенности добычи нефти, «Дм». Показатель «Дм» рассчитывается на основе базовой ставки (с **1 января по 31 декабря 2015 года – 530 руб.**, с **2016 года – 559 руб.**) и коэффициентов, 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 2×10^{-3} мкм ² и нефти тюменской свиты. Для месторождений баженовской, абалакской, хадумской, доманиковой свит. Для месторождений, расположенных: <ul style="list-style-type: none">• на территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Красноярского края для первых 25 млн тонн накопленной добычи на месторождении;• на территории Ненецкого автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа для первых 15 млн тонн нефти;• на шельфе Охотского моря для первых 30 млн тонн нефти; Для месторождений компании с выработанностью запасов более 80%. Для месторождений компании с величиной начальных извлекаемых запасов менее 5 млн тонн. Для месторождений, содержащих сверхвязкую нефть более 200 мПа × с и менее 10 000 мПа × с (в пластовых условиях). Соглашение о разделе продукции по проекту Сахалин-1.
Специальный налоговый режим, не предусматривающий уплату НДС	

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

Изменение порядка определения ставки НДС для природного газа и газового конденсата

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

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

Начиная со второго полугодия 2014 года понижающий коэффициент применяется:

- для лицензионных участков с определенными характеристиками глубины залегания углеводородного сырья в размере 0,5 для Роспана и Русско-Реченского месторождения, 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 0,21¹ для туронских залежей Харампурского месторождения;
- в размере от 0,5 до 1 для месторождений со степенью выработанности запасов более 70%.

В четвертом и в третьем кварталах 2015 года, а также за 2015 и 2014 года средняя фактическая ставка НДС на природный газ по Компании составила 535 руб. за тыс. куб. м и 536 руб. за тыс. куб. м, а также 520 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.

¹ Коэффициент определяется по формуле; указанное значение коэффициента соответствует отчетным периодам 2014-2015гг.

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 четвертом и в третьем кварталах 2015 года, а также за 2015 и 2014 года составила 2 287* руб. и 2 318* руб. за тонну, 2 331* руб. и 578 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 2016 года включительно) 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)

Ставки экспортных пошлин на сырую нефть рассчитываются ежемесячно исходя из средней цены «Юралс» в долларах США за тонну, сформировавшейся за период мониторинга с 15-го числа каждого календарного месяца по 14-е число следующего календарного месяца включительно и применяются с 1-го числа календарного месяца, следующего за месяцем окончания периода мониторинга. Ставки экспортных пошлин, рассчитанные на очередной календарный месяц, доводятся через официальные источники информации не позднее чем за четыре дня до дня начала применения указанных ставок.

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

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).

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 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. По соглашению с Республикой Армения при поставках сверх установленных квот пошлины уплачиваются.

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 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.

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
Прямогонный бензин (нафта)	85	71	55
Товарный бензин	78	61	30
Мазут, битум нефтяной, прочие отработанные нефтепродукты	76	82	100

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

Изменения транспортных тарифов трубопроводных и железнодорожных монополий

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

С 21 июля 2015 года ФАС¹ 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.

¹ 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).

Последние изменения тарифов Транснефти

Нефть

С 1 января 2016 года индексация ставок тарифов на услуги Транснефти на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам составила 5,76%. Также произошли изменения по сетевым тарифам. В частности, отменен сетевой тариф на транспортировку нефти с месторождений Западной Сибири до экспортных портов Приморск и Усть-Луга. Вместо него введен сетевой тариф по маршрутам от пунктов приема нефти «Апрельская», «Ватьеган», «Пур-Пе» до экспортных портов Приморск и Усть-Луга.

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.

Нефтепродукты

С 1 января 2016 года тарифы Транснефти на транспортировку нефтепродуктов были увеличены в среднем по большинству направлений на 12%. По маршруту «Рязанская НПК – порт Приморск» увеличение составило 16%. Услуги по диспетчеризации не изменились.

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 года 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 января 2016 года индексация ставок тарифов, сборов и платы за перевозку грузов и услуги по использованию инфраструктуры при перевозках, выполняемых ОАО «РЖД», составила 9% к уровню 2015 года. Также с 1 января 2016 года прекращено действие повышающего коэффициента 1,074 на железнодорожные тарифы на перевозку дизельного топлива на внутреннем рынке.

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:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015
	тыс. руб./т	
НЕФТЬ		
Транспортировка на внутреннем рынке		
Трубопроводный транспорт		
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
Экспорт		
Трубопроводный транспорт		
Ванкорнефть (Пурпе) – Китай	2,35	2,35
Верхнечонскнефтегаз (Талакан) – Козьмино	2,24	2,24
Юганскнефтегаз (Каркатеевы) – Германия	1,75	1,75
Уватнефтегаз (Демьянское) – Китай через Казахстан	1,39	1,39
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
НЕФТЕПРОДУКТЫ (Экспорт)		
Железнодорожный транспорт		
Дизельное топливо		
Ангарская НХК – Порт Находка	5,46	5,46
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	2,14	2,14
Саратовский НПЗ – Порт Новороссийск	2,01	2,01
Мазут		
НПЗ Самарской группы – Порт Новороссийск	2,43	2,43
Ачинский НПЗ – Порт Тамань	5,82	5,82
Рязанская НПК – Порт Усть-Луга	2,05	2,05
ЯНОС – Порт Усть-Луга	1,67	1,67
Нафта		
НПЗ Самарской группы – Порт Туапсе	2,57	2,57
Ачинский НПЗ – Порт Архангельск	5,14	5,14
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	2,08	2,08
Нижневартовское НПО – Порт Туапсе	3,19	3,19

Источник: Транснефть, РЖД, НК Роснефть.

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

ОПЕРАЦИОННЫЕ СЕГМЕНТЫ И МЕЖСЕГМЕНТНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

Деятельность Компании преимущественно осуществляется на территории Российской Федерации. Так как географические регионы в Российской Федерации имеют по существу схожие экономические и правовые условия, Компания не раскрывает отдельно информацию по географическим сегментам. Компания также осуществляет ряд проектов за рубежом, включая геологоразведочные и добычные проекты в Алжире, Гудаутском районе в территориальных водах Абхазии, ОАЭ, Канаде, Бразилии, Вьетнаме, Венесуэле и США, а также осуществляет переработку на НПЗ в Германии и Белоруссии.

Операционные сегменты

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

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

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». Внутригрупповые операции от деятельности нефтесервисных и прочих сервисных предприятий элиминируются на консолидированном уровне.

Показатели финансовой деятельности за 3 месяца, закончившихся 31 декабря и 30 сентября 2015 года и за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2015, 2014 и 2013 года (Консолидированный отчет о прибылях и убытках)

в млрд руб.

	За 3 месяца, закончившихся		Изм. %	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изм. 2015 и 2014 (%)	Изм. 2014 и 2013 (%)
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013		
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий								
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	1 180	1 277	(7,6)%	5 071	5 440	4 624	(6,8)%	17,6%
Вспомогательные услуги и прочая реализация	15	18	(16,7)%	70	75	58	(6,7)%	(29,3)%
(Убыток)/доход от ассоциированных и совместных предприятий	1	1	–	9	(12)	12	>100%	>(100)%
Итого выручка от реализации и (убыток)/доход от ассоциированных и совместных предприятий	1 196	1 296	(7,7)%	5 150	5 503	4 694	(6,4)%	17,2%
Затраты и расходы								
Производственные и операционные расходы	186	134	38,8%	575	469	389	22,6%	20,6%
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	123	146	(15,8)%	530	495	432	7,1%	14,6%
Общехозяйственные и административные расходы	44	27	63,0%	130	114	111	14,0%	2,7%
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	134	134	–	542	471	392	15,1%	20,2%
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	4	2	100,0%	13	19	17	(31,6)%	11,8%
Износ, истощение и амортизация	85	121	(29,8)%	450	464	392	(3,0)%	18,4%
Налоги, кроме налога на прибыль	268	322	(16,8)%	1 277	1 195	1 024	6,9%	16,7%
Экспортная пошлина	187	257	(27,2)%	925	1 683	1 382	(45,0)%	21,8%
Итого затраты и расходы	1 031	1 143	(9,8)%	4 442	4 910	4 139	(9,5)%	18,6%
Операционная прибыль	165	153	7,8%	708	593	555	19,4%	6,8%
Финансовые доходы	16	12	33,3%	55	30	21	83,3%	42,9%
Финансовые расходы	(68)	(60)	13,3%	(269)	(219)	(56)	22,8%	>100%
Прочие доходы	38	–	–	75	64	246	17,2%	(74,0)%
Прочие расходы	(28)	(16)	75,0%	(72)	(54)	(59)	33,3%	(8,5)%
Курсовые разницы	(9)	83	–	86	64	(71)	34,4%	–
Реализованные курсовые разницы по инструментам активного управления курсовым риском	(35)	(30)	16,7%	(123)	–	–	–	–
Прибыль до налогообложения	79	142	(44,4)%	460	478	636	(3,8)%	(24,8)%
Налог на прибыль	(26)	(29)	(10,3)%	(104)	(128)	(81)	(18,8)%	58,0%
Чистая прибыль	53	113	(53,1)%	356	350	555	1,7%	(36,9)%
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	53	112	(52,7)%	355	348	549	2,0%	(36,6)%

Сегмент «Разведка и добыча»

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

	За 3 месяца, закончившихся		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014 ¹	2013 ¹	2015 и 2014	2014 и 2013
Операционные результаты								
Добыча углеводородов (тыс. барр. н.э. в сутки)	5 207	5 081	2,5%	5 159	5 106	4 873	1,0%	4,8%
Добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 107	4 099	0,2%	4 116	4 159	4 196	(1,0)%	(0,9)%
Добыча газа (тыс. барр. н.э. в сутки)	1 100	982	12,1%	1 043	947	677	10,2%	39,9%
Добыча углеводородов (млн барр. н.э.) ²	443,8	433,9	2,3%	1 744,9	1 721,7	1 478,1	1,3%	16,5%
Финансовые результаты, млрд руб.								
ЕБИТДА	240	231	3,9%	1 044	778	810	34,2%	(2,8)%
Капитальные затраты ³	140	110	27,3%	456	350	330	30,3%	6,1%
Операционные затраты по добыче углеводородов ⁴	73,4	67,7	8,4%	277,6	253,6	201,9	9,5%	25,6%
Удельные показатели на барр. н.э.								
ЕБИТДА, руб./барр. н.э.	541	532	1,7 %	598	452	548	32,3%	(16,6)%
Капитальные затраты, руб./барр. н.э.	315	254	24,0%	261	203	223	28,6%	(9,0)%
Операционные затраты, руб./барр. н.э.	165	156	5,8%	159	147	137	8,2%	7,3%
Операционные затраты, долл. США/барр. н.э. ⁵	2,5	2,5	–	2,6	3,9	4,3	(33,3)%	(9,3)%

¹ Все объемы новых приобретенных активов показаны с даты приобретения.

² Исключая ассоциированные и совместные предприятия.

³ См. раздел «Капитальные затраты».

⁴ Операционные затраты без учета единовременного уточнения оценочных резервов в размере 0,0 млрд руб. по итогам четвертого квартала 2015 года, 0,2 млрд руб. по итогам третьего квартала 2015 года и 0,8 млрд руб., 3,2 млрд руб., 1,7 млрд руб. по итогам 2015, 2014 и 2013 года.

⁵ Рассчитано за 2015, 2014 и 2013 года с использованием ежемесячных курсов доллара США за отчетные периоды.

ЕБИТДА «Разведка и добыча»

	За 3 месяца, закончившихся		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		% изменение 2015 и 2014
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	
Выручка	554	588	(5,8)%	2 487	2 144	16,0%
в т. ч. доход /убыток от ассоциированных и совместных предприятий	–	(1)	–	2	(10)	>100%
Затраты, без амортизации	342	380	(10,0)%	1 530	1 366	12,0%
в т. ч.						
Операционные затраты по добыче углеводородов ¹	73	68	7,4%	278	254	9,4%
Общехозяйственные и административные расходы, тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку и прочие расходы	29	23	26,1%	100	75	33,3%
ГРП	4	2	100,0%	13	19	(31,6)%
Налоги, кроме налога на прибыль	236	287	(17,8)%	1 139	1 018	11,9%
Эффект от зачета предоплат	28	23	21,7%	87	–	–
ЕБИТДА	240	231	3,9%	1 044	778	34,2%

¹ % изменения посчитан от неокругленных данных.

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% и Славнефть – 49,94%. Доля в Полярном Сиянии была реализована в декабре 2015 года. 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		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013 ¹	2015 и 2014	2014 и 2013
	млн баррелей		%	млн баррелей			%	
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	116,7	115,3	1,2%	462,1	477,4	487,2	(3,2)%	(2,0)%
Ванкорнефть (Восточная Сибирь)	40,9	41,1	(0,5)%	162,9	162,9	157,8	–	3,2%
Самотлорнефтегаз (Западная Сибирь)	38,4	39,0	(1,5)%	155,1	162,8	136,4	(4,7)%	19,4%
Оренбургнефть (Центральная Россия)	32,8	33,6	(2,4)%	134,0	145,5	119,4	(7,9)%	21,9%
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	23,0	22,9	0,4%	89,6	85,1	81,1	5,3%	4,9%
РН-Уватнефтегаз (Западная Сибирь)	21,1	21,1	–	81,9	73,9	52,8	10,8%	40,0%
Верхнечонскнефтегаз (Восточная Сибирь)	16,0	16,2	(1,2)%	64,0	60,7	44,6	5,4%	36,1%
Варьеганнефтегаз (Западная Сибирь)	11,5	11,7	(1,7)%	46,5	49,0	43,5	(5,1)%	12,6%
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	11,1	11,2	(0,9)%	44,8	46,5	36,9	(3,7)%	26,0%
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	10,1	10,5	(3,8)%	41,1	44,7	47,5	(8,1)%	(5,9)%
Томскнефть (Западная Сибирь)	9,1	9,3	(2,2)%	36,7	36,8	37,4	(0,3)%	(1,6)%
Северная нефть (Тимано-Печора)	5,7	5,4	5,6%	21,2	21,0	22,7	1,0%	(7,5)%
РН-Шельф Дальний Восток (Дальний Восток)	4,4	2,9	51,7%	14,3	2,1	–	>100%	–
Сахалин-1 (Дальний Восток) (исключая роялти и долю государства)	3,0	2,6	15,4%	11,0	9,6	8,7	14,6%	10,3%
Таас-Юрях (Восточная Сибирь)	1,9	1,7	11,8%	6,8	6,7	1,6	1,5%	>100%
Прочие	8,2	8,5	(3,5)%	34,4	34,9	34,5	(1,4)%	1,2%
Итого добыча нефти и ЖУВ дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями	353,9	353,0	0,3%	1 406,4	1 419,6	1 312,1	(0,9)%	8,2%
Славнефть	14,2	14,4	(1,4)%	57,2	59,8	47,9	(4,3)%	24,8%
Удмуртнефть (Центральная Россия)	6,0	5,9	1,7%	23,6	23,6	23,6	–	–
Верхнечонскнефтегаз (Восточная Сибирь)	–	–	–	–	–	3,1	–	–
Полярное Сияние (Тимано-Печора) ²	0,3	0,3	–	1,3	1,5	1,6	(13,3)%	(6,3)%
Прочие	3,4	3,5	(2,9)%	13,7	13,6	9,3	0,7%	46,2%
Итого доля в добыче ассоциированных и совместных предприятий	23,9	24,1	(0,8)%	95,8	98,5	85,5	(2,7)%	15,2%
Итого добыча нефти и ЖУВ	377,8	377,1	0,2%	1 502,2	1 518,1	1 397,6	(1,0)%	8,6%
Среднесуточная добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 107	4 099	0,2%	4 116	4 159	4 196	(1,0)%	(0,9)%

¹ В 2013 году все объемы по приобретенным активам показаны с даты приобретения и для пересчета тонн в баррели применялся коэффициент 7,362.

² Доля реализована в декабре 2015 года.

В четвертом квартале 2015 года добыча нефти и ЖУВ Компании увеличилась на 0,2% до 377,8 млн барр. по сравнению с третьим кварталом 2015 года.

За 2015 год Компания увеличила проходку в эксплуатационном бурении на 36% до 6,9 млн м и ввела в эксплуатацию 1 839 новых скважин (+15% к 2014 году). Продолжается реализация стратегии по развитию собственного внутреннего сервиса, что позволяет повышать эффективность работы добывающего сегмента даже в сложных макроэкономических условиях.

Количество горизонтальных скважин, введенных в эксплуатацию в 2015 году, выросло до 555 единиц, что на 24% больше, чем по итогам прошлого года. Этот показатель составил около 30% от общего количества скважин, введенных в эксплуатацию за отчетный период.

В результате успешной реализации комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ), наращивания программы бурения, а также оптимизации работы скважин за 2015 год устойчивый рост среднесуточной добычи относительно 2014 года отмечается по Уватнефтегазу +10,8%, Самаранефтегазу +5,3% и Верхнечонскнефтегазу +5,4%.

В рамках реализации программы по созданию Восточного центра освоения на юге Тюменской области «РН-Уватнефтегаз» в 2015 году ввел в эксплуатацию 3 новых месторождения – Протозановское, Южно-Гавриковское и месторождение им. Малька, а также приступил к эксплуатационному бурению на Западно-Эпасском месторождении.

Компания добыла более 2 млн т нефти с начала разработки в 2014 году северной оконечности месторождения Чайво, расположенного на шельфе острова Сахалин. На месторождении осуществляется добыча нефти из трех скважин с большим отходом от вертикали и длиной по стволу порядка 10 км с суммарной суточной добычей более 6 тыс. т. В настоящее время Компания ведет строительство четвертой скважины.

Компания продолжает реализацию стратегии по сдерживанию естественных темпов падения добычи на зрелых месторождениях Западной Сибири и Оренбурга в результате увеличения количества и повышения качества ГТМ.

В 2014 году по сравнению с 2013 годом рост добычи нефти и ЖУВ был в большей степени обеспечен приобретением новых активов, а также успешной реализацией ключевых геолого-технических мероприятий, бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта и переходом на низлежащие горизонты.

Добыча газа

В таблице ниже представлены объемы добычи используемого газа¹ Компании:

	За 3 месяца, закончившихся		% измене- ния за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
	млрд куб. м		%	млрд куб. м			%	
НГК «ИТЕРА» (Западная Сибирь) ²	3,16	2,78	13,7%	11,81	10,97	0,04	7,7%	>100%
Ванкорнефть (Восточная Сибирь) ³	2,27	2,09	8,6%	8,71	5,32	0,63	63,7%	>100%
Самотлорнефтегаз (Западная Сибирь)	1,49	1,45	2,8%	5,82	5,67	4,33	2,6%	30,9%
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	1,47	1,41	4,3%	5,53	4,77	4,17	15,9%	14,4%
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	1,18	1,16	1,7%	4,58	4,50	3,78	1,8%	19,0%
Роспан Интернешнл (Западная Сибирь)	1,22	1,01	20,8%	4,24	3,98	2,93	6,5%	35,8%
Варьеганнефтегаз (Западная Сибирь)	0,82	0,71	15,5%	3,10	3,03	2,33	2,3%	30,0%
Оренбургнефть (Центральная Россия)	0,69	0,67	3,0%	2,79	2,87	2,18	(2,8)%	31,7%
Краснодарнефтегаз (Юг России)	0,74	0,56	32,1%	2,75	3,05	3,06	(9,8)%	(0,3)%
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	0,39	0,38	2,6%	1,54	1,49	1,12	3,4%	33,0%
Томскнефть (Западная Сибирь)	0,25	0,24	4,2%	0,92	0,88	0,86	4,5%	2,3%
РН-Шельф Дальний Восток (Дальний Восток)	0,31	0,15	>100%	0,72	0,05	–	>100%	–
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	0,11	0,11	–	0,43	0,40	0,50	7,5%	(20,0)%
Сахалин-1 (Дальний Восток) (исключая роялти и долю государства)	0,13	0,07	85,7%	0,43	0,43	0,40	–	7,5%
Северная нефть (Тимано-Печора)	0,06	0,06	–	0,24	0,24	0,26	–	(7,7)%
Прочие	0,48	0,44	9,1%	1,98	1,95	1,67	1,5%	16,8%
Итого добыча газа дочерними и пропорционально консолидируемыми обществами	14,77	13,29	11,1%	55,59	49,60	28,26	12,1%	75,5%
Пургаз (НГК «ИТЕРА»)	1,66	1,37	21,2%	6,23	6,49	5,40	(4,0)%	20,2%
Сибнефтегаз (НГК «ИТЕРА»)	–	–	–	–	–	4,03	–	–
Славнефть	0,12	0,12	–	0,46	0,42	0,31	9,5%	35,5%
Прочие	0,07	0,05	40,0%	0,26	0,22	0,17	18,2%	29,4%
Итого доля в добыче ассоциированных и совместных предприятий	1,85	1,54	20,1%	6,95	7,13	9,91	(2,5)%	(28,1)%
Итого добыча газа	16,62	14,83	12,1%	62,54	56,73	38,17	10,2%	48,6%
Природный газ	7,84	6,76	16,0%	29,67	28,52	18,54	4,0%	53,8%
Попутный газ	8,78	8,07	8,8%	32,87	28,21	19,63	16,5%	43,7%
Среднесуточная добыча газа (млн куб. м в сутки)	180,7	161,2	12,1%	171,3	155,4	115,1	10,2%	35,0%

¹ Данные по добыче газа рассчитаны как извлеченный объем газа за минусом газа, сожженного на факелах, и газа, использованного в процессе производства ЖУВ. В 2014–2013 гг. все объемы новых приобретенных активов показаны с даты приобретения.

² Включает в себя ООО «Кыньско-Часельское нефтегаз» и ОАО «Братскэкогаз» с третьего квартала 2013 года, ОАО «Сибнефтегаз» с 2014 года.

³ С учетом ПНГ, закачиваемого в пласт.

Добыча газа в четвертом квартале 2015 года по сравнению с третьим кварталом 2015 года увеличилась на 12,1% до 16,62 млрд куб. м в основном за счет проведения плановых ремонтов в третьем квартале 2015 года, запуска в режиме комплексного опробования в четвертом квартале 2015 года второй очереди Ново-Уренгойской установки комплексной подготовки газа и газового конденсата АО «Роспан Интернешнл» и ввода третьей скважины на Северной оконечности месторождения Чайво.

По итогам 2015 года добыча газа составила 62,54 млрд куб. м, увеличившись на 10,2% по сравнению с 2014 годом. Рост объемов добычи газа обеспечен, в основном, увеличением поставок подготовленного газа в Единую систему газоснабжения с Ванкорского месторождения, где в 2014 году закончено строительство магистрального газопровода Ванкор – Хальмерпаютинское месторождение, началом добычи газа на Хадырьяхинском лицензионном участке Сибнефтегаза в декабре 2014 года, вводом газовых скважин на Тарасовском месторождении Пурнефтегаза во втором полугодии 2014 года, увеличением объемов добычи газа Роспаном, а также началом опытно-промышленной разработки Северной оконечности месторождения Чайво на острове Сахалин.

Уровень полезного использования попутного нефтяного газа достиг 87,9% за 2015 год по сравнению с 80,9% за 2014 год.

Рост добычи газа в 2014 году на 48,6% по сравнению с 2013 годом в основном связан с приобретением новых активов и реализацией программы повышения уровня полезного использования попутного газа (до 81% в 2014 году по сравнению с 70% в 2013 году).

Финансовые показатели

Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий

В четвертом и в третьем кварталах 2015 года убыток от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Разведка и добыча» составил 0,4 млрд руб. и 1 млрд руб., соответственно, что связано с признанием убытка по операционной деятельности в некоторых совместных предприятиях в четвертом и третьем кварталах 2015 года.

За 2015 год доход от ассоциированных и совместных предприятий составил 2 млрд руб. по сравнению с убытком в 10 млрд руб. в 2014 году.

Операционные затраты по добыче углеводородов

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

Производственные и операционные расходы по добыче углеводородов за четвертый квартал 2015 года составили 73,4 млрд руб. (или 165 руб./барр. н.э.), что на 8,4% (или 5,8% в удельном выражении) выше уровня третьего квартала 2015 года. Увеличение, в основном, связано с сезонным фактором, а также увеличением затрат на электроэнергию и текущие ремонты скважин и инфраструктуры.

Производственные и операционные расходы по добыче углеводородов увеличились за 2015 год на 9,5% (или 8,2% в удельном выражении) по сравнению с 253,6 млрд руб. (или 147 руб./барр. н.э.) за 2014 год, что, в основном, связано с наращиванием объемов геолого-технических мероприятий и естественным ростом обводненности зрелых активов, а также ростом тарифов на электроэнергию.

Производственные и операционные расходы по добыче углеводородов сегмента «Разведка и добыча» за 2014 год выросли на 25,6% (или 7,3% в удельном выражении) по сравнению с 2013 годом в связи с инкорпорированием затрат новых приобретенных активов с даты приобретения, а также с ростом тарифов на электроэнергию, а также интенсификацией ГТМ в 2014 году в условиях реорганизации бурового бизнеса.

Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа

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

В четвертом квартале 2015 года наблюдается рост расходов на разведку запасов нефти и газа на 2 млрд руб. по сравнению с третьим кварталом, что связано, в основном, с сезонным увеличением объемов геологоразведочных работ.

По итогам года выполнено сейсмических работ 2D в объеме 22,6 тыс. пог. км и сейсмических работ 3D – 7,2 тыс. кв. км. Компания продолжила реализацию уникальной по объемам программы сейсморазведочных работ 2D на шельфе и в большей части в сложных природно-климатических условиях Восточной Арктики – более 20 тыс. пог. км.

За 2015 год расходы на разведку запасов нефти и газа составили 13 млрд руб. по сравнению с 19 млрд руб. в 2014 году. Снижение затрат в основном произошло за счет капитализации затрат 3D сейсмики в поддержку разработки начиная с 2015 года.

В 2014 году расходы на разведку запасов нефти и газа по сравнению с 2013 годом увеличились на 11,8% в связи с инкорпорированием затрат новых активов только с даты приобретения.

Налог на добычу полезных ископаемых

Налог на добычу полезных ископаемых составил 224 млрд руб. в четвертом квартале 2015 года по сравнению с 276 млрд руб. в третьем 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.

Ниже представлены фактические ставки НДС за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		%	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		измене- ния за 4 и 3 кв.	2015	2014	2013	2015 и 2014
	тыс. руб., за исключением %							
Средние действующие ставки НДС на нефть (на тонну)	5,10	6,26	(18,6)%	6,31	5,83	5,33	8,3%	9,3%
Фактические расходы по НДС на тонну нефтяного эквивалента*	3,68	4,63	(20,5)%	4,62	4,27	4,17	8,2%	2,4%
	руб. за тыс. куб. м, за исключением %							
Средняя ставка НДС на природный газ	535	536	(0,2)%	520	484	334	7,4%	44,9%

* 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		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
Операционные результаты, млн т								
Переработка сырой нефти на заводах	23,59	25,21	(6,4)%	96,90	99,83	90,12	(2,9)%	10,8%
<i>переработка на собственных НПЗ в России</i>	18,53	19,96	(7,2)%	77,07	78,94	71,89	(2,4)%	9,8%
<i>переработка на собственных НПЗ вне РФ</i>	2,88	2,59	11,2%	10,80	10,55	10,60	2,4%	(0,5)%
<i>внешний процессинг</i>	2,18	2,66	(18,0)%	9,03	10,34	7,63	(12,7)%	35,5%
Финансовые результаты, млрд руб.								
ЕВITDA	52	79	(34,1)%	256	309	193	(17,2)%	63,2%
Капитальные затраты заводов ¹	32	22	45,5%	108	165	195	(34,5)%	(15,4)%
Операционные затраты по переработке в РФ	21,03	19,65	7,0%	77,08	68,0	57,46	13,4%	18,3%
Операционные затраты по переработке вне РФ	9,35	7,72	21,1%	28,48	19,39	15,81	46,9%	22,6%
Удельные показатели на тонну²								
ЕВITDA, руб. на тонну	2 429	3 503	(30,7)%	2 913	3 453	2 340	(15,6)%	50,4%
Капитальные затраты по переработке, руб. на тонну	1 495	976	53,2%	1 229	1 844	2 364	(33,4)%	(22,0)%
Операционные затраты по переработке в РФ, руб. на тонну	1 135	984	15,3%	1 000	853	799	17,2%	6,8%
Операционные затраты по переработке вне РФ, руб. на тонну	3 247	2 981	8,9%	2 638	1 838	1 492	43,5%	23,2%

¹ См. Раздел «Капитальные затраты».

² Посчитано от неокругленных данных.

ЕВITDA «Переработка, коммерция и логистика»

	За 3 месяца, закончившихся		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		% изменение 2015 и 2014
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	
Выручка	1 201	1 306	(8,0)%	5 152	5 438	(5,3)%
<i>в т. ч. доход /убыток от ассоциированных и совместных предприятий</i>	<i>1</i>	<i>3</i>	<i>(67,0)%</i>	<i>6</i>	<i>(2)</i>	<i>>100%</i>
Затраты, без амортизации	1 149	1 227	(6,4)%	4 896	5 129	(4,5)%
<i>в т. ч.</i>						
Операционные затраты заводов, затраты на присадки и затраты сбытовых предприятий	66	61	8,2%	231	196	17,9%
Стоимость покупных, включая межсег. оборот	676	735	(8,0)%	3 001	2 632	14,0%
Общехозяйственные и административные расходы, транспортные затраты и прочие	190	142	33,8%	615	457	36,4%
Налоги, кроме налога на прибыль	30	32	(6,3)%	124	161	(23,0)%
Таможенные пошлины	187	257	(27,2)%	925	1 683	(45,0)%
ЕВITDA	52	79	(34,1)%	256	309	(17,2)%

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. Компания владеет перерабатывающими мощностями на четырех заводах Ruhr Oel GmbH (ROG) на территории Германии и производит переработку нефти в Республике Беларусь. В ноябре 2015 года Компания приобрела 16,67% дополнительную долю в нефтеперерабатывающем заводе в г. Шведт, Германия (РСК Raffinerie GmbH). Данная сделка является стратегически важной, поскольку позволит Компании расширить свое присутствие в Европе. 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 Роснефтью¹:

	За 3 месяца, закончившихся		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
	млн тонн			млн тонн			%	
Переработка сырой нефти в РФ ²	20,52	21,96	(6,6)%	84,70	86,59	77,78	(2,2)%	11,3%
Переработка сырой нефти за рубежом	3,07	3,25	(5,5)%	12,20	13,24	12,34	(7,9)%	7,3%
<i>на заводах Ruhr Oel GmbH³</i>	2,88 ⁵	2,59	11,2%	10,80 ⁵	10,55	10,60	2,4%	(0,5)%
<i>в Республике Беларусь</i>	0,19	0,66	(71,2)%	1,40	2,69	1,74	(48,0)%	54,6%
Итого переработка нефти по Группе	23,59	25,21	(6,4)%	96,90	99,83	90,12	(2,9)%	10,8%
Выпуск нефтепродуктов:								
Высокооктановый автобензин	2,74	2,85	(3,9)%	11,10	10,56	10,08	5,1%	4,8%
Низкооктановый автобензин	0,05	0,05	–	0,16	0,20	0,19	(20,0)%	5,3%
Нафта	1,37	1,52	(9,9)%	5,58	5,79	4,64	(3,6)%	24,8%
Дизельное топливо	6,32	6,81	(7,2)%	26,26	26,94	24,08	(2,5)%	11,9%
Мазут	6,35	6,68	(4,9)%	26,62	28,16	25,28	(5,5)%	11,4%
Керосин	0,72	0,94	(23,4)%	3,12	3,50	3,01	(10,9)%	16,3%
Нефтехимическая продукция	0,27	0,19	42,1%	0,95	0,77	0,70	23,4%	10,0%
Прочие ⁴	2,26	2,43	(7,0)%	9,12	7,96	6,91	14,6%	15,2%
Производство НП и нефтехимической продукции на заводах Компании в РФ	20,08	21,47	(6,5)%	82,91	83,88	74,89	(1,2)%	12,0%
Производство НП и нефтехимической продукции на заводах вне РФ	3,15	3,40	(7,4)%	12,45	13,19	12,22	(5,6)%	7,9%
<i>на заводах Ruhr Oel GmbH</i>	2,97 ⁵	2,78	6,8%	11,15	10,71	10,60	4,1%	1,0%
<i>в Республике Беларусь</i>	0,18	0,62	(71,0)%	1,30	2,48	1,62	(47,6)%	53,1%
Итого производство НП и нефтехимической продукции	23,23	24,87	(6,6)%	95,36	97,07	87,11	(1,8)%	11,4%

¹ В 2013 году все объемы новых приобретенных активов показаны с даты приобретения..

² С учетом переработки на ЯНОСе.

³ Без учета поступивших присадок для переработки.

⁴ С учетом выпуска нефтепродуктов на газоперерабатывающих заводах, а также включая 0,5 млн тонн сжиженных газов по «САНОРС» в 2015 году.

⁵ С учетом доли в РСК Raffinerie GmbH.

Четвертый квартал 2015 года отличался интенсивным процессом сезонных ремонтов на заводах Компании в РФ, в результате которого объем переработки снизился до 20,52 млн т на 6,6% по отношению к третьему кварталу 2015 года.

Снижение общего объема переработки нефти на заводах Компании в РФ за 2015 год на 2,2% по сравнению с 2014 годом связано, прежде всего, с перераспределением объемов в адрес более высокомаржинальных каналов реализации в условиях негативного влияния налогового маневра на рентабельность сегмента переработки и ухудшения макросреды.

В связи с модернизацией заводов, а также приобретением новых активов, объем переработки нефти на НПЗ Роснефти на территории Российской Федерации увеличился в 2014 году на 11,3% по сравнению с 2013 годом.

В четвертом квартале 2015 года на заводах Германии объем переработки увеличился на 11,2% по сравнению с третьим кварталом 2015 года, в основном, в связи с приобретением дополнительной доли в PCK Raffinerie GmbH.

В 2015 году объем переработки на заводах Германии увеличился на 2,4% по сравнению с 2014 годом в виду продолжительного капитального ремонта на заводе ROG в Гельзенкирхене в 2014 году.

Финансовые показатели

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

В четвертом квартале 2015 года выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий составили 1 196 млрд руб. по сравнению с 1 296 млрд руб. в третьем квартале 2015 года. Снижение выручки было обусловлено снижением мировых цен, а также снижением объемов реализации нефтепродуктов.

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

	За 3 месяца, закончившихся			%	измене- ния за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015		30 сентября 2015			2015		2014		2013		2015 и	2014 и	
	% от выручки	% от выручки	% от выручки			% от выручки	% от выручки	% от выручки	% от выручки	% от выручки	% от выручки	% от выручки	2014	2013
млрд руб., за исключением %														
Нефть														
Реализация в странах дальнего зарубежья	475	39,6%	540	41,7%	(12,0)%	2 111	40,9%	2 458	44,6%	2 116	45,1%	(14,1)%	16,2%	
Европа и др. направления	259	21,5%	325	25,1%	(20,3)%	1 232	23,8%	1 614	29,3%	1 574	33,6%	(23,7)%	2,5%	
Азия	216	18,1%	215	16,6%	0,5%	879	17,1%	844	15,3%	542	11,5%	4,1%	55,7%	
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	36	3,0%	26	2,0%	38,5%	135	2,6%	100	1,8%	128	2,7%	35,0%	(21,9)%	
Реализация нефти на внутреннем рынке	14	1,2%	17	1,3%	(17,6)%	79	1,5%	112	2,0%	81	1,7%	(29,5)%	38,3%	
Итого реализация нефти	525	43,8%	583	45,0%	(9,9)%	2 325	45,0%	2 670	48,4%	2 325	49,5%	(12,9)%	14,8%	
Реализация газа	54	4,5%	43	3,3%	25,6%	188	3,7%	168	3,1%	103	2,2%	11,9%	63,1%	
Нефтепродукты														
Реализация в странах дальнего зарубежья	298	24,9%	331	25,5%	(10,0)%	1 426	27,8%	1 492	27,2%	1 165	24,8%	(4,4)%	28,1%	
Европа и др. направления	228	19,0%	257	19,8%	(11,3)%	1 099	21,5%	1 157	21,0%	871	18,5%	(5,0)%	32,8%	
Азия	70	5,9%	74	5,7%	(5,4)%	327	6,3%	335	6,2%	294	6,3%	(2,4)%	13,9%	
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	13	1,1%	24	1,9%	(45,8)%	64	1,2%	70	1,3%	84	1,8%	(8,6)%	(16,7)%	
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	222	18,6%	247	19,1%	(10,1)%	875	17,0%	860	15,6%	794	16,9%	1,7%	8,3%	
Оптовая реализация	118	9,9%	136	10,5%	(13,2)%	475	9,2%	469	8,5%	455	9,7%	1,3%	3,1%	
Розничная реализация	104	8,7%	111	8,6%	(6,3)%	400	7,8%	391	7,1%	339	7,2%	2,3%	15,3%	
Реализация бункерного топлива покупателям	12	1,0%	20	1,5%	(40,0)%	52	1,0%	74	1,3%	59	1,3%	(29,7)%	25,4%	
Итого реализация нефтепродуктов	545	45,6%	622	48,0%	(12,4)%	2 417	47,0%	2 496	45,4%	2 102	44,8%	(3,2)%	18,7%	
Реализация продуктов нефтехимии	30	2,5%	29	2,2%	3,4%	115	2,2%	106	1,9%	94	2,0%	8,5%	12,8%	
Реализация в зарубежных странах	24	2,0%	25	1,9%	(4,0)%	95	1,8%	88	1,6%	82	1,7%	8,0%	7,3%	
Реализация на внутреннем рынке	6	0,5%	4	0,3%	50,0%	20	0,4%	18	0,3%	12	0,3%	11,1%	50,0%	
Уточнение оценки реализации 2014 и 2015 гг³	26	2,2%	-	-	100,0%	26	0,5%	-	-	-	-	100,0%	-	
Итого реализация нефтепродуктов и нефтехимии	601	50,3%	651	50,2%	(7,7)%	2 558	49,7%	2 602	47,3%	2 196	46,8%	(1,7)%	18,5%	
Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка	15	1,3%	18	1,4%	(16,7)%	70	1,4%	75	1,4%	58	1,2%	(6,7)%	29,3%	
Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1	0,1%	1	0,1%	0,0%	9	0,2%	(12)	(0,2)%	12	0,3%	>(100)%	>100%	
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 196	100,0%	1 296	100,0%	(7,7)%	5 150	100,0%	5 503	100,0%	4 694	100,0%	(6,4)%	17,2%	

¹ Данные консолидированной отчетности МСФО.

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

³ Уточнение суммы реализации и затрат за 2014-2015гг. представлено в отчетности развернуто, при этом в отчетном периоде нетто-эффект от уточнения выручки и расходов составил (3,2) млрд руб. В связи с уточнением этих сумм в первичных документах, полученных от партнера, соответствующие корректировки были сделаны в бухгалтерском учете.

Объем реализации

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

	За 3 месяца, закончившихся					За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015		30 сентября 2015		% изменения за 4 и 3 кв.	2015		2014		2013		2015 и 2014	2014 и 2013
	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема		млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема		
Нефть													
Реализация в странах дальнего зарубежья	188,0	48,5%	189,6	48,0%	(0,8)%	741,1	47,3%	700,4	45,6%	644,2	45,4%	5,8%	8,7%
Европа и др. направления	108,8	28,1%	116,3	29,4%	(6,4)%	447,2	28,6%	452,4	29,4%	468,2	33,0%	(1,1)%	(3,4)%
Азия	79,2	20,4%	73,3	18,6%	8,0%	293,9	18,7%	248,0	16,2%	176,0	12,4%	18,5%	40,9%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	19,2	5,0%	13,3	3,4%	44,4%	66,6	4,2%	57,8	3,8%	72,1	5,1%	15,2%	(19,8)%
Реализация на внутреннем рынке	8,2	2,1%	8,8	2,3%	(6,8)%	40,0	2,5%	65,2	4,2%	50,1	3,5%	(38,7)%	30,1%
Итого нефть	215,4	55,6%	211,7	53,7%	1,7%	847,7	54,0%	823,4	53,6%	766,4	54,0%	3,0%	7,4%
	млн тонн		млн тонн			млн тонн		млн тонн		млн тонн			
Реализация в странах дальнего зарубежья	25,4	48,5%	25,6	48,0%	(0,8)%	100,1	47,3%	94,6	45,6%	87,5	45,4%	5,8%	8,7%
Европа и др. направления	14,7	28,1%	15,7	29,4%	(6,4)%	60,4	28,6%	61,1	29,4%	63,6	33,0%	(1,1)%	(3,4)%
Азия	10,7	20,4%	9,9	18,6%	8,0%	39,7	18,7%	33,5	16,2%	23,9	12,4%	18,5%	40,9%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	2,6	5,0%	1,8	3,4%	44,4%	9,0	4,2%	7,8	3,8%	9,8	5,1%	15,2%	(19,8)%
Реализация на внутреннем рынке	1,1	2,1%	1,2	2,3%	(6,8)%	5,4	2,5%	8,8	4,2%	6,8	3,5%	(38,7)%	30,1%
Итого нефть	29,1	55,6%	28,6	53,7%	1,7%	114,5	54,0%	111,2	53,6%	104,1	54,0%	3,0%	7,4%
Нефтепродукты													
Реализация в странах дальнего зарубежья	13,9	26,5%	14,1	26,4%	(1,4)%	59,5	28,2%	55,3	26,7%	47,5	24,6%	7,6%	16,4%
Европа и др. направления	10,7	20,4%	11,1	20,8%	(3,6)%	46,3	22,0%	43,6	21,1%	35,8	18,5%	6,2%	21,8%
Азия	3,2	6,1%	3,0	5,6%	6,7%	13,2	6,2%	11,7	5,6%	11,7	6,1%	12,8%	–
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	0,5	1,0%	0,7	1,3%	(28,6)%	2,0	0,9%	2,3	1,1%	3,1	1,6%	(13,0)%	(25,8)%
Реализация на внутреннем рынке	7,4	14,1%	8,0	15,0%	(7,5)%	29,7	14,0%	31,5	15,2%	31,8	16,5%	(5,7)%	(0,9)%
Оптовая реализация	4,6	8,8%	5,1	9,6%	(9,8)%	18,8	8,9%	20,3	9,8%	21,6	11,2%	(7,4)%	(6,0)%
Розничная реализация	2,8	5,3%	2,9	5,4%	(3,4)%	10,9	5,1%	11,2	5,4%	10,2	5,3%	(2,7)%	9,8%
Реализация бункерного топлива покупателям	0,7	1,3%	1,2	2,3%	(41,7)%	3,0	1,4%	4,0	1,9%	3,3	1,7%	(25,0)%	21,2%
Итого реализация нефтепродуктов	22,5	42,9%	24,0	45,0%	(6,3)%	94,2	44,5%	93,1	44,9%	85,7	44,4%	1,2%	8,6%
Реализация продукции нефтехимии	0,8	1,5%	0,7	1,3%	14,3%	3,2	1,5%	3,1	1,5%	3,1	1,6%	3,2%	0,6%
Реализация в зарубежных странах	0,6	1,1%	0,5	0,9%	20,0%	2,2	1,0%	2,1	1,0%	2,3	1,2%	4,8%	(7,5)%
Реализация на внутреннем рынке	0,2	0,4%	0,2	0,4%	–	1,0	0,5%	1,0	0,5%	0,8	0,4%	–	21,3%
Итого нефть, нефтепродукты, нефтехимия	52,4	100,0%	53,3	100,0%	(1,7)%	211,9	100,0%	207,4	100,0%	192,9	100,0%	2,5%	7,5%
Газ	млрд куб. м		млрд куб. м			млрд куб. м		млрд куб. м		млрд куб. м			
Объем реализации	15,97		13,51		18,2%	58,68		56,53		39,07		3,8%	44,7%

¹ Для пересчета тонн в баррели применяется коэффициент 7,404 за 2014 и 2015 год, 7,362 за 2013 год.

Средние цены реализации нефти, нефтепродуктов и газа

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				%	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015		30 сентября 2015			2015		2014		2013		2015 н	2014 н
	тыс. руб./барр.	тыс. руб./т	тыс. руб./барр.	тыс. руб./т		измене ния за 4 и 3 кв	тыс. руб./барр.	тыс. руб./т	тыс. руб./барр.	тыс. руб./т	тыс. руб./барр.	руб./т	2014 и 2013
Средняя цена реализации на внешних рынках													
Реализация нефти в странах дальнего зарубежья	2,70	20,0	3,03	22,4	(10,7)%	3,01	22,3	3,64	26,8	3,40	25,0	(16,8)%	7,2%
Европа и др. направления**	2,62	19,4	2,96	21,9	(11,6)%	2,96	21,9	3,57	26,4	3,37	24,8	(17,0)%	6,5%
Азия**	2,84	21,0	3,15	23,3	(9,9)%	3,14	23,3	3,75	27,6	3,52	25,9	(15,6)%	6,6%
Реализация нефти в странах ближнего зарубежья (СНГ)	1,85	13,7	1,91	14,2	(3,5)%	2,01	14,9	1,74	12,9	1,76	13,0	15,5%	(0,8)%
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья		21,5		23,6	(8,9)%		24,0		27,0		24,5	(11,1)%	10,2%
Европа и др. направления		21,3		23,2	(8,2)%		23,8		26,6		24,3	(10,5)%	9,5%
Азия		22,0		24,8	(11,3)%		24,8		28,2		25,2	(12,1)%	11,9%
Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ)		30,4		31,5	(3,5)%		32,5		30,5		27,0	6,6%	13,0%
Средняя цена на внутреннем рынке													
Нефть	1,88	13,9	1,87	13,8	0,7%	2,00	14,8	1,73	12,8	1,61	11,9	15,6%	7,6%
Нефтепродукты		30,1		30,8	(2,3)%		29,5		27,3		24,9	8,1%	9,6%
Оптовая реализация		25,7		26,8	(4,1)%		25,3		23,1		21,1	9,5%	9,5%
Розничная реализация		37,4		37,8	(1,1)%		36,7		35,0		33,0	4,9%	6,1%
Газ (тыс. руб./тыс. куб. м)***		3,33		3,16	5,4%		3,17		2,96		2,52	7,1%	17,5%
Реализация бункерного топлива покупателям		15,7		16,8	(6,5)%		17,1		18,6		18,0	(8,1)%	3,3%
Продукция нефтехимии		35,2		39,9	(11,8)%		35,3		33,8		29,9	4,4%	13,0%
Реализация в зарубежных странах		41,7		47,5	(12,2)%		42,8		41,8		35,8	2,4%	16,8%
Реализация на внутреннем рынке		20,8		20,2	3,0%		19,3		17,7		14,3	9,0%	23,8%

* Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

**Цены реализации указаны за исключением реализации по долгосрочным контрактам по предоплате, а также без учета реализации ОАО «АК «Транснефть» (25 млрд руб. и 23 млрд руб. в четвертом и в третьем кварталах 2015 года, соответственно)

*** С учетом реализации газа за пределами РФ средняя цена составила: 3,35 тыс. руб./тыс. куб. м в четвертом квартале 2015 г., 3,19 тыс. руб./тыс. куб. м в третьем квартале 2015 года, а также 3,20 тыс. руб./тыс. куб. м, 2,96 тыс. руб./тыс. куб. м и 2,63 тыс. руб./тыс. куб. м за 2015, 2014 и 2013 года.

Реализация нефти в странах дальнего зарубежья

В четвертом квартале 2015 года выручка от реализации нефти в странах дальнего зарубежья составила 475 млрд руб. по сравнению с 540 млрд руб. в третьем квартале 2015 года. Отрицательный эффект на выручку в размере 59 млрд руб., вызванный уменьшением средней цены реализации на 10,7% в рублевом выражении, сопровождался незначительным снижением объема реализации на 0,8% (негативный эффект на выручку в размере 1 млрд руб.).

За 2015 года выручка от реализации нефти в странах дальнего зарубежья уменьшилась на 14,1% или на 347 млрд руб. по сравнению с 2014 годом в связи со значительным снижением мировых цен на нефть.

Рост выручки от реализации нефти в странах дальнего зарубежья составил 342 млрд руб. или 16,2% в 2014 году по сравнению с 2013 годом. Увеличение объемов реализации, составившее 8,7% (положительный эффект в размере 172 млрд руб.), также сопровождалось ростом цен на 7,2%, имевшим положительный эффект на выручку в размере 170 млрд руб.

Отклонение между ценой реализации нефти на азиатском направлении за четвертый 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 2015 год составил 89 млрд руб.

Реализация нефти в странах ближнего зарубежья (СНГ)

Выручка от реализации нефти в странах СНГ за четвертый квартал 2015 года составила 36 млрд руб., что на 38,5% больше, чем в третьем квартале 2015 года. Рост объемов реализации на 44,4% (положительный эффект на выручку в размере 11 млрд руб.) был обусловлен выделением дополнительного графика экспорта нефти в Республику Беларусь и частично скомпенсирован снижением средней цены реализации на 3,5% (негативный эффект на выручку в размере 1 млрд руб.).

Выручка от реализации нефти в странах СНГ за 2015 год выросла на 35,0% по сравнению с 2014 годом в связи с увеличением объемов поставок нефти на 15,2% (положительный эффект на выручку в размере 15 млрд руб.), которое обусловлено выделением дополнительного графика экспорта нефти в Республику Беларусь 2015 года, а также с ростом средней цены реализации на 15,5% (позитивный эффект на выручку в размере 20 млрд руб.).

Выручка от реализации нефти в странах СНГ в 2014 году по сравнению с 2013 годом снизилась на 21,9% в основном в связи со снижением объемов реализации на 19,8% (негативный эффект на выручку в размере 26 млрд руб.) и сопровождалось уменьшением цены реализации на 0,8% (негативный эффект 2 млрд руб.).

Реализация нефти на внутреннем рынке

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за четвертый квартал 2015 года составила 14 млрд руб., что на 17,6% ниже уровня третьего квартала 2015 года в связи со снижением объемов реализации на 6,8% или 3 млрд руб.

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за 2015 год составила 79 млрд руб., что 29,5% меньше уровня 2014 года преимущественно в связи со снижением объемов реализации в связи с перераспределением объемов в пользу премиальных каналов сбыта.

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке в 2014 году по сравнению с 2013 годом увеличилась на 38,3% и составила 112 млрд руб. Увеличение объемов реализации на 30,1% сопровождалось ростом цены на 7,6%, позитивный эффект 24 млрд руб. и 7 млрд руб., соответственно.

Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья

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

	За 3 месяца, закончившихся						% изменение		
	31 декабря 2015			30 сентября 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	34,7	4	0,1	41,9	–	–	(17,2)%
Бензины низкооктановые	1	0,0	29,4	1	0,1	40,7	–	(100,0)%	(27,8)%
Нафта	21	0,8	27,6	24	0,9	27,2	(12,5)%	(11,1)%	1,5%
Дизтопливо	88	3,5	25,1	98	3,4	28,1	(10,2)%	2,9%	(10,7)%
Мазут	85	6,0	14,4	106	6,2	17,0	(19,8)%	(3,2)%	(15,3)%
Керосин	0	0,0	38,3	1	0,0	39,8	(100,0)%	–	(3,8)%
Прочее	19	0,7	26,6	23	0,9	26,8	(17,4)%	(22,2)%	(0,7)%
Итого нефтепродуктов, экспортированных в дальнее зарубежье	218	11,1	19,7	257	11,6	22,1	(15,2)%	(4,3)%	(10,9)%
<i>Нефтепродукты, реализованные с НПЗ ROG</i>	72	2,5	29,0	61	2,1	29,7	18,0%	19,0%	(2,4)%
<i>Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне территории РФ</i>	8	0,3	26,7	13	0,4	33,2	(38,5)%	(25,0)%	(19,6)%
Итого экспортированных нефтепродуктов, включая продажи вне территории РФ	80	2,8	28,8	74	2,5	30,2	8,1	12,0	(4,6)
Итого реализация НП	298	13,9	21,5	331	14,1	23,6	(10,0)%	(1,4)%	(8,9)%

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных

В четвертом квартале 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья составила 298 млрд руб., что на 10,0% ниже показателя третьего квартала 2015 года. Снижение обусловлено понижением средних цен реализации на 8,9% (отрицательный эффект на выручку 28 млрд руб.), которое сопровождалось незначительным уменьшением объемов реализации на 1,4% (негативный эффект на выручку 5 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 2015, 2014 и 2013 года*:

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря									% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	2015			2014			2013			2015 и 2014			2014 и 2013		
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
Бензины															
высокооктановые	17	0,5	36,5	19	0,6	34,9	17	0,6	29,2	(10,5)%	(16,7)%	4,6%	11,8%	0,0%	19,5%
Бензины низкооктановые	3	0,1	34,1	4	0,0	36,9	2	0,1	34,9	(25,0)%	–	(7,6)%	100,0%	(100,0)%	5,7%
Нафта	94	3,4	28,1	118	3,8	31,3	118	4,1	28,7	(20,3)%	(10,5)%	(10,2)%	0,0%	(7,3)%	9,1%
Дизельное топливо	448	15,5	28,7	489	15,6	31,4	322	11,1	29,1	(8,4)%	(0,6)%	(8,6)%	51,9%	40,5%	7,9%
Мазут	459	26,2	17,5	510	23,9	21,3	397	20,7	19,2	(10,0)%	9,6%	(17,8)%	28,5%	15,5%	10,9%
Керосин	1	0,0	36,1	0	0,0	39,5	2	0,0	37,6	–	–	(8,6)%	(100,0)%	–	5,1%
Прочее	78	3,0	26,1	65	2,2	30,3	50	1,9	26,4	20,0%	36,4%	(13,9)%	30,0%	15,8%	14,8%
Итого нефтепродуктов, экспортированных в дальнее зарубежье	1 100	48,7	22,6	1 205	46,1	26,2	908	38,5	23,6	(8,7)%	5,6%	(13,7)%	32,7%	19,7%	11,0%
<i>Нефтепродукты, реализованные с НПЗ ROG</i>	278	9,1	30,6	275	8,9	31,0	245	8,6	28,5	1,1%	2,2%	(1,3)%	12,2%	3,5%	8,8%
<i>Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне территории РФ</i>	48	1,7	28,9	12	0,3	31,9	12	0,4	30,1	>100%	>100%	(9,4)%	0,0%	(25,0)%	6,0%
Итого экспортированных нефтепродуктов, включая продажи вне территории РФ	326	10,8	30,4	287	9,2	31,0	257	9,0	28,6	13,5%	17,4%	(1,9)%	11,7%	2,2%	8,4%
Итого реализация НП	1 426	59,5	24,0	1 492	55,3	27,0	1 165	47,5	24,5	(4,4)%	7,6%	(11,1)%	28,1%	16,4%	10,2%

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

За 2015 год выручка от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья была ниже на 4,4% показателя 2014 года. Снижение средней цены реализации на 11,1% (негативный эффект 179 млрд руб.), было частично компенсировано ростом объемов реализации нефтепродуктов на 7,6% (позитивный эффект на выручку 113 млрд руб.) за счет реализации запасов, накопленных в 2014 г., и дополнительных эффективных трейдинговых операций.

Выручка от реализации нефтепродуктов в дальнем зарубежье за 2014 год увеличилась на 28,1% по сравнению с 2013 годом. Рост объемов составил 16,4% (позитивный эффект 191 млрд руб.) и сопровождался повышением цены реализации на 10,2% (положительный эффект 136 млрд руб.).

Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ)

В четвертом квартале 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ) составила 13 млрд руб., что на 45,8% ниже показателя третьего квартала 2015 года. Снижение объемов составило 28,6% (отрицательный эффект 7 млрд руб.) и сопровождалось уменьшением средней цены реализации на 3,5% или 4 млрд руб..

Выручка от реализации нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ) за 2015 год уменьшилась на 8,6% или 6 млрд руб. по сравнению с 2014 годом в связи с уменьшением объемов реализации на 13,0% (негативный эффект на выручку 9 млрд руб.) и была частично компенсирована ростом средней цены реализации на 6,6% (положительный эффект 3 млрд руб.).

Выручка от реализации нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ) в 2014 году уменьшилась на 16,7% или на 14 млрд руб. по сравнению с 2013 годом. Отрицательный эффект оказало снижение объемов реализации на 25,8% (негативный эффект 22 млрд руб.), которое было частично скомпенсировано ростом цен на 13,0% (позитивный эффект 8 млрд руб.).

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

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

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения		
	31 декабря 2015			30 сентября 2015			млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т			
Бензины высокооктановые	112	3,0	37,1	116	3,0	39,0	(3,4)%	–	(4,9)%
Бензины низкооктановые	0	0,0	34,7	1	0,1	37,5	(100,0)%	(100,0)%	(7,5)%
Дизельное топливо	74	2,3	32,3	83	2,6	31,2	(10,8)%	(11,5)%	3,5%
Мазут	4	0,6	7,2	3	0,3	8,5	33,3%	100,0%	(15,3)%
Керосин	23	0,7	30,1	30	1,0	30,1	(23,3)%	(30,0)%	–
Прочее	9	0,8	13,0	14	1,0	13,9	(35,7)%	(20,0)%	(5,8)%
Итого	222	7,4	30,1	247	8,0	30,8	(10,1)%	(7,5)%	(2,3)%

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

В четвертом квартале 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 222 млрд руб., что на 10,1% ниже показателя третьего квартала 2015 года. За прошедший квартал снижение объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составило 7,5% (отрицательный эффект 19 млрд руб.), и сопровождалось снижением средней цены реализации на 2,3% (отрицательный эффект 6 млрд руб.).

В таблице ниже приведены выручка, объем и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке за 2015, 2014 и 2013 года*:

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря									% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	2015			2014			2013			2015 и 2014			2014 и 2013		
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т
Бензины высокооктановые	423	11,6	36,4	398	11,4	35,0	334	10,5	31,7	6,3%	1,8%	4,0%	19,2%	8,6%	10,4%
Бензины низкооктановые	2	0,1	33,9	3	0,0	30,7	4	0,2	24,0	(33,3)%	–	10,4%	(25,0)%	(100,0)%	27,9%
Дизельное топливо	297	9,6	31,0	278	9,3	30,2	305	10,7	28,4	6,8%	3,2%	2,6%	(8,9)%	(13,1)%	6,3%
Мазут	14	1,7	8,0	26	2,5	10,4	19	1,9	10,2	(46,2)%	(32,0)%	(23,1)%	36,8%	31,6%	2,0%
Керосин	94	3,2	29,2	96	3,4	28,1	77	3,1	25,4	(2,1)%	(5,9)%	3,9%	24,7%	9,7%	10,6%
Прочее	45	3,5	13,0	59	4,9	12,3	55	5,4	10,1	(23,7)%	(28,6)%	5,7%	7,3%	(9,3)%	21,8%
Итого	875	29,7	29,5	860	31,5	27,3	794	31,8	24,9	1,7%	(5,7)%	8,1%	8,3%	(0,9)%	9,6%

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

За 2015 года выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 875 млрд руб., что на 1,7% выше показателя 2014 года в силу роста средних цен реализации на 8,1% (положительный эффект 64 млрд руб.), что было частично компенсировано снижением объемов реализации на 5,7% (негативный эффект 49 млрд руб.).

Выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке за 2014 год увеличилась на 8,3% или на 66 млрд руб. по сравнению с 2013 годом. Положительный эффект оказал рост цен на 9,6% (позитивный эффект 73 млрд руб.), который был частично скомпенсирован снижением объемов реализации на 0,9% (негативный эффект 7 млрд руб.). Компания расширила клиентскую базу по реализации авиакеросина «в крыло» (высокопремиальный канал) за счет приобретения новых активов. В результате объем реализации авиакеросина в 2014 году увеличился на 9,7% по сравнению с аналогичным периодом 2013 года.

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 четвертый квартал 2015 года составила 12 млрд руб., что на 40,0% меньше по сравнению с третьим кварталом 2015 года за счет сезонного фактора и снижения количества судозаходов иностранных судов.

За 2015 года выручка от реализации бункерного топлива сократилась на 29,7% по сравнению с 2014 годом и составила 52 млрд руб. Основной причиной изменения послужило перераспределение объемов мазута на экспорт в 2015 году в результате снижения экспортных пошлин с 1 января 2015 года и снижение котировок на нефть и нефтепродукты в 2015г.

По сравнению с 2013 годом в 2014 году выручка от реализации бункерного топлива увеличилась на 25,4% или на 15 млрд руб, в основном, за счет роста валютных бункеровок на Дальнем Востоке по долгосрочным контрактам с иностранными компаниями, а также увеличения поставок российским покупателям на реках Западной Сибири.

Реализация продукции нефтехимии

Выручка от реализации продукции нефтехимии в четвертом квартале 2015 года составила 30 млрд руб.(0,8 млн тн).

В четвертом квартале 2015 года объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, составил 0,5 млн тонн. Объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, за 2015 год по сравнению с 2014 годом вырос на 4% (рассчитано от неокругленных данных) и составил 2,0 млн тонн в связи с уменьшением времени простоя и ремонта на НПЗ Gelsenkirchen.

Рост выручки от продажи продукции нефтехимии на 12,8% за 2014 год по сравнению с 2013 годом связан с ростом средней цены реализации на 13,0% (позитивный эффект 16 млрд руб.). Эффект от снижения объемов реализации за пределами РФ составили 7 млрд рублей, и был частично компенсирован ростом объемов продаж на внутреннем рынке на 21,3% или 3 млрд руб. В 2014 году объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, снизился и составил 1,9 млн тонн по сравнению 2,2 млн тонн в 2013 году.

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 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2015	2014	2013	2015 и 2014
Выручка	млрд руб.		%	млрд руб.			%	
Западная Сибирь и Уральский ФО	28,0	17,5	60,0%	90,0	93,5	55,4	(3,7)%	68,8%
Юг России	2,5	2,1	19,0%	9,7	10,6	9,7	(8,5)%	9,3%
Дальний Восток	0,8	0,5	60,0%	2,6	1,7	1,3	52,9%	30,8%
Европейская часть России	21,4	22,1	(3,2)%	81,7	59,6	29,9	37,1%	99,3%
За пределами РФ	0,8	0,9	(11,1)%	3,8	2,3	6,6	65,2%	(65,2)%
Итого	53,5	43,1	24,1%	187,8	167,7	102,9	12,0%	63,0%
Продажи	млрд куб. м		%	млрд куб. м			%	
Западная Сибирь и Уральский ФО	9,04	6,38	41,7%	31,13	34,49	24,02	(9,7)%	43,6%
Юг России	0,67	0,54	24,1%	2,69	3,12	3,11	(13,8)%	0,3%
Дальний Восток	0,23	0,16	43,8%	0,78	0,61	0,58	27,9%	5,2%
Европейская часть России	5,90	6,29	(6,2)%	23,43	17,66	10,42	32,7%	69,5%
За пределами РФ	0,13	0,14	(7,1)%	0,65	0,65	0,94	—	(30,9)%
Итого	15,97	13,51	18,2%	58,68	56,53	39,07	3,8%	44,7%
Средняя цена	тыс. руб./тыс. куб. м		%	тыс. руб./тыс. куб. м			%	
Западная Сибирь и Уральский ФО	3,10	2,74	13,1%	2,89	2,70	2,24	7,0%	20,5%
Юг России	3,71	3,83	(3,1)%	3,60	3,40	3,12	5,9%	9,0%
Дальний Восток	3,50	3,40	2,9%	3,42	2,73	2,29	25,3%	19,2%
Европейская часть России	3,62	3,52	2,8%	3,48	3,38	2,91	3,0%	16,2%
За пределами РФ	6,44	6,21	3,7%	5,88	3,67	6,97	60,2%	(47,3)%
Средняя цена реализации Группы	3,35	3,19	5,0%	3,20	2,96	2,63	8,1%	12,5%

*Средняя цена рассчитана от неокругленных данных.

Выручка от реализации газа в четвертом квартале 2015 года увеличилась по сравнению с третьим кварталом 2015 года и составила 53,5 млрд руб., в основном, за счет сезонного роста потребления газа.

Рост объемов реализации за 2015 год на 3,8% (позитивный эффект 6 млрд руб.) по сравнению с 2014 годом обусловлен началом поставок по новым контрактам, заключенным в 2014 году. Рост сопровождался увеличением средней цены реализации на 8,1% (позитивный эффект 14 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 387 млн куб. м и 1 214 млн куб. м газа в четвертом и в третьем кварталах 2015 года, соответственно. За 2015 год объем поставки природного газа по контрактам, заключенным в рамках биржевых торгов, составил 35% всего объема торгов за данный период без учета суточных продаж.

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 прибылях и убытках.

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

	За 3 месяца, закончившихся				Измене- ния за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015		30 сентября 2015			2015		2014		2013		2015 и 2014	2014 и 2013
	% от итого выручки		% от итого выручки			% от итого выручки		% от итого выручки		% от итого выручки			
	млрд руб., за исключением %												
Услуги бурения	1,6	10,7%	2,9	15,8%	(44,8)%	9,5	13,6%	11,0	14,7%	2,9	5,0%	(13,6)%	>100,0%
Продажа материалов	4,2	28,0%	6,2	33,6%	(32,3)%	21,8	31,1%	23,1	30,9%	19,8	33,9%	(5,6)%	16,7%
Ремонт и обслуживание	0,5	3,3%	0,7	3,8%	(28,6)%	2,7	3,9%	4,0	5,3%	2,7	4,6%	(32,5)%	48,1%
Аренда	0,8	5,3%	1,0	5,4%	(20,0)%	3,7	5,3%	3,6	4,8%	3,6	6,2%	2,8%	–
Строительство	0,0	0,0%	0,2	1,1%	(100,0)%	0,3	0,4%	0,7	0,9%	0,7	1,2%	(57,1)%	–
Транспорт	2,4	16,0%	3,0	16,3%	(20,0)%	12,8	18,3%	9,9	13,2%	8,5	14,6%	29,3%	16,5%
Реализация тепло и электроэнергии	1,6	10,7%	1,5	8,2%	6,7%	7,3	10,4%	9,7	13,0%	6,2	10,6%	(24,7)%	56,5%
Прочее	3,9	26,0%	2,9	15,8%	34,5%	11,9	17,0%	12,8	17,2%	14,0	23,9%	(7,0)%	(8,6)%
Итого	15,0	100,0%	18,4	100,0%	(18,5)%	70,0	100,0%	74,8	100,0%	58,4	100,0%	(6,4)%	28,1%

Снижение реализации вспомогательных услуг и прочей выручки за четвертый квартал 2015 года на 18,5% по сравнению с третьим кварталом 2015 года произошло в силу сезонного характера, включая уменьшение объема буровых и строительных услуг, а также снижения продажи материалов.

За 2015 год реализация вспомогательных услуг и прочая выручка снизилась на 6,4% по сравнению с 2014 годом.

За 2014 год реализация вспомогательных услуг и прочая выручка выросли на 28,1% по сравнению с 2013 годом в основном за счет приобретения буровых активов. За 2013 год реализация вспомогательных услуг и прочая выручка составили 58,4 млрд руб., что на 40,4% больше показателя предыдущего года.

Доход от ассоциированных и совместных предприятий

Доход от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Переработка, коммерция и логистика»¹ в четвертом и в третьем кварталах 2015 года составил 1 млрд руб. и 3 млрд руб., соответственно. Финансовый результат от ассоциированных и совместных предприятий за 2015 год составил доход в сумме 6 млрд руб.

¹ Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий сегмента «Разведка и добыча» см. в разделе «Разведка и добыча»

Операционные затраты сегмента

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

	За 3 месяца, закончившихся		% изменен ия за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
Затраты заводов в РФ	21,0	19,7	7,0%	77,1	68,0	57,5	13,4%	18,3%
Затраты заводов за рубежом	9,4	7,7	21,1%	28,5	19,4	15,8	46,9%	22,6%
Стоимость покупных присадок и материалов для заводов вне РФ	16,8	13,0	29,2%	53,8	38,7	30,7	39,0%	26,4%
Затраты сбытовых компаний	18,6	20,2	(7,9)%	71,5	69,8	50,8	2,4%	37,4%
<i>в т.ч. стоимость сырья и материалов для блендирования</i>	7,9	8,9	(11,2)%	29,8	30,7	18,0	(2,9)%	70,6%
Операционные затраты сегмента «Переработка, коммерция и логистика»	65,8	60,6	8,6%	230,9	195,9	154,8	17,9%	26,6%
<i>Эффект изменения внутригрупповых остатков и прочее</i>	13,5	3,4	>100,0%	15,4	(21,9)	(0,8)	>100,0%	>100,0%
<i>Уточнение оценки затрат за 2014 и 2015 гг.</i>	28,7	–	–	28,7	–	–	–	–
Итого операционные затраты сегмента «Переработка, коммерция и логистика»	108	64	82,1%	275	174	154	58,0%	13,0%

Операционные расходы сегмента «Переработка, коммерция и логистика» увеличились на 8,6% в четвертом квартале 2015 года по сравнению с третьим кварталом 2015 года и составили 65,8 млрд руб. Увеличение, в основном, связано с сезонным ростом потребления электроэнергии, инфляционным эффектом и ростом затрат, понесенных в евро (вне РФ) из-за ослабления курса рубля.

Расходы НПЗ Компании

Ниже приведена таблица с операционными расходами по заводам Компании:

		За 3 месяца, закончившихся		% измене- ния за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
		31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
Операционные расходы заводов в РФ	млрд руб.	21,03	19,65	7,0%	77,08	68,00	57,46	13,4%	18,3%
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	1 156	1 003	15,3%	1 018	879*	829	15,8%	6,0%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	1 135	984	15,3%	1 000	853*	799	17,2%	6,8%
Операционные расходы заводов за рубежом**	млрд руб.	9,35	7,72	21,1%	28,48	19,39	15,81	46,9%	22,6%
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	3 143	2 967	5,9%	2 556	1 811	1 492	41,1%	21,4%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	3 247	2 981	8,9%	2 638	1 838	1 492	43,5%	23,2%
Операционные расходы заводов Роснефти итого	млрд руб.	30,38	27,37	11,0%	105,56	87,39	73,27	20,8%	19,3%

* Для расчета удельных затрат исключены расходы на содержание цехов Ачинского НПЗ на период ликвидации аварии в размере 0,6 млрд руб. в 2014 году.

**Также на заводах за рубежом были приобретены для переработки присадки и материалы: в четвертом квартале 2015 года – 16,8 млрд руб., в третьем квартале 2015 года – 13,0 млрд руб., за 2015, 2014 и 2013 года – 53,8 млрд руб., 38,7 млрд руб. и 30,7 млрд руб. соответственно.

Операционные расходы НПЗ Компании в четвертом квартале 2015 года увеличились на 11,0% по сравнению с третьим кварталом 2015 года и составили 30,38 млрд руб. За 2015 года операционные расходы НПЗ Компании составили 105,56 млрд руб. по сравнению с 87,39 млрд руб. в 2014 году.

По сравнению с 2013 годом данные расходы за 2014 год выросли на 19,3%. Значительный рост связан с инкорпорированием затрат новых активов с даты приобретения в 2013 году.

Операционные расходы НПЗ, находящихся в Российской Федерации, в четвертом квартале 2015 года увеличились по сравнению с третьим кварталом 2015 года на 7,0% и составили 21,03 млрд руб. Рост затрат вызван сезонным увеличением расходов на энергопотребление, вспомогательные материалы и услуги по ремонту.

По сравнению с 2014 годом операционные расходы НПЗ, находящихся в Российской Федерации, за 2015 год увеличились на 13,4% что связано, в основном, с ростом затрат на сырье и материалы (присадки) в связи с увеличением производства топлив экологического класса Евро 4/5.

За 2014 год расходы НПЗ в России выросли на 18,3% до 68,00 млрд руб. по сравнению с 57,46 млрд руб. в 2013 году, в основном, в результате включения затрат новых активов с даты приобретения в 2013 году.

Операционные расходы заводов за рубежом увеличились в четвертом квартале 2015 года на 21,1% по сравнению с третьим кварталом 2015 года в связи с приобретением дополнительной доли в нефтеперерабатывающем заводе PCK Raffinerie GmbH и ослаблением курса рубля по отношению к евро в текущем периоде. Операционные расходы заводов за рубежом за 2015 год увеличились на 46,9% по сравнению с 2014 годом в связи с ослаблением курса рубля по отношению к евро, поскольку первоначальное признание затрат происходит в иностранной валюте.

Операционные расходы заводов, находящихся вне Российской Федерации, увеличились за 2014 год на 22,6% по сравнению с 2013 годом вследствие ослабления курса рубля по отношению к евро.

Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти НПЗ, находящихся в Российской Федерации, за четвертый квартал 2015 года выросли по сравнению с третьим кварталом 2015 года на 15,3% и составили 1 135 руб./т. Рост удельных затрат связан, преимущественно, с сезонным увеличением потребления энергии и проведением ремонтных работ.

По сравнению с 2014 годом удельные операционные расходы на тонну за 2015 год увеличились на 17,2%, что связано, в основном, с ростом затрат на сырье, материалы, топливо и тарифов на электроэнергию.

Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти НПЗ, находящихся в Российской Федерации, за 2014 год увеличились по сравнению с 2013 годом на 6,8% и составили 853 руб./т. Рост удельных затрат связан преимущественно с ростом затрат на сырье и материалы, ремонтное обслуживание и ростом тарифов естественных монополий.

Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти НПЗ, находящихся вне Российской Федерации, за четвертый квартал 2015 года увеличились по сравнению с третьим кварталом 2015 года на 8,9% и составили 3 247 руб./т. Увеличение удельных затрат связано преимущественно с ослаблением курса рубля по отношению к евро, поскольку первоначальное признание затрат происходит в иностранной валюте. По сравнению с 2014 годом удельные операционные расходы на тонну за 2015 год увеличились на 43,5% в связи с ослаблением курса рубля по отношению к евро и увеличением объемов ремонтов на НПЗ.

Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти НПЗ, находящихся вне Российской Федерации, за 2014 год увеличились по сравнению с 2013 годом на 23,2% и составили 1 838 руб./т. Рост удельных затрат связан преимущественно с ослаблением курса рубля по отношению к евро, поскольку первоначальное признание затрат происходит в иностранной валюте.

Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке

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

	За 3 месяца, закончившихся		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
Нефть								
Стоимость приобретения нефти (млрд руб.)	89	109	(18,3)%	396	403	341	(1,7)%	18,2%
в т.ч. на внутреннем рынке	34	44	(22,7)%	167	144	108	16,0%	33,3%
на международном рынке	55	65	(15,4)%	229	259	233	(11,6)%	11,2%
Объем приобретенной нефти (млн баррелей)	41,8	44,5	(6,1)%	169,8	163,9	143,3	3,6%	14,4%
в т.ч. на внутреннем рынке	23,1	26,1	(11,5)%	98,2	96,0	77,0	2,3%	24,7%
на международном рынке	18,7	18,4	1,6%	71,6	67,9	66,3	5,4%	2,4%
Списание переоценки товарных запасов, млрд руб	–	–	–	–	–	14	–	(100)%
Газ²								
Затраты по приобретению газа (млрд руб.)	5,9	3,9	51,3%	20,1	23,2	26,0	(13,4)%	(10,8)%
Объем покупного газа (млрд куб. м)	3,38	2,10	61,0%	11,45	13,29	14,9	(13,8)%	(10,8)%
Нефтепродукты								
Стоимость приобретения нефтепродуктов (млрд руб.) ³	20	23	(13,0)%	80	41	35	95,1%	17,1%
Объем приобретенных нефтепродуктов (млн тонн)	0,54	0,69	(21,7)%	2,52	1,42	1,35	77,5%	5,2%
Прочие услуги по переработке нефти, газа и вторичной переработке нефтепродуктов								
Стоимость переработки нефти, газа и нефтепродуктов по договорам процессинга	8,6	10,2	(15,7)%	34,2	28,3	15,6	20,8%	81,4%
Объем нефти и нефтепродуктов по договорам процессинга (млн тонн)	2,5	3,0	(16,7)%	10,4	11,3	8,4	(8,0)%	34,5%
Объем газа по договорам процессинга (млрд куб. м)	2,9	2,9	–	11,2	9,2	3,7	21,7%	>100%
Итого стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке (млрд руб.)	123	146	(15,8)%	530	495	432	7,1%	14,6%

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

² Включает в себя затраты сегмента «Разведка и добыча» в сумме 5 млрд руб., 3 млрд руб., 17 млрд руб., 17 млрд руб. и 0 млрд руб. в четвертом и в третьем кварталах 2015 года, за 2015, 2014 и 2013 года, соответственно.

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

Покупка нефти

Компания проводит закупки нефти в основном у ассоциированных предприятий с целью ее переработки на собственных НПЗ, а также для последующей реализации на экспорт. 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 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
	млн баррелей		%	млн баррелей			%	
Международный рынок	18,7	18,4	1,6%	71,6	67,9	66,3	5,4%	2,4%
Удмуртнефть	5,6	6,8	(17,6)%	25,8	25,9	19,7	(0,4)%	31,5%
Славнефть	15,2	14,5	4,8%	58,0	57,7	48,0	0,5%	20,2%
Прочие	2,3	4,8	(52,1)%	14,4	12,4	9,3	16,1%	33,3%
Итого	41,8	44,5	(6,1)%	169,8	163,9	143,3	3,6%	14,4%

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

В четвертом и в третьем кварталах 2015 года объем операций по обмену нефтью составил 6,8 млн барр. и 2,3 млн барр., соответственно. В 2015, 2014 и 2013 году объем операций по обмену нефтью составил 12,8 млн. барр., 7,6 млн. барр. и 68,7 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:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>						<i>% изменения</i>		
	31 декабря 2015			30 сентября 2015			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	2	0,06	33,9	5	0,13	37,9	(60,0)%	(53,8)%	(10,6)%
Дизельное топливо	4	0,11	33,6	3	0,08	33,6	33,3%	37,5%	–
Керосин	1	0,01	28,3	2	0,08	28,6	(50,0)%	(87,5)%	(1,0)%
Прочие	2	0,03	22,2	0	0,02	25,1	–	50,0%	(11,6)%
<i>Приобретение нефтепродуктов и нефтехимии за рубежом</i>	11	0,33	31,3	13	0,38	33,3	(15,4)%	(13,2)%	(6,0)%
Итого	20	0,54	32,0	23	0,69	33,7	(13,0)%	(21,7)%	(5,0)%

Объем закупок нефтепродуктов за четвертый квартал 2015 года сократился на 13,0% по сравнению с третьим кварталом 2015 года в связи с удовлетворением спроса собственными ресурсами. Приобретение продукции за рубежом связано с реализацией поставок нефтепродуктов по долгосрочным контрактам. Сокращение объемов закупок нефтепродуктов за рубежом связано с временным сокращением реализации по долгосрочным контрактам в силу значительных колебаний на нефтяном рынке.

В таблице ниже представлены стоимость закупки, объемы и средние цены на тонну нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц в 2015, 2014 и 2013 годах:

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря									% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	2015			2014			2013			2015 и 2014			2014 и 2013		
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./т	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	10	0,30	35,7	11	0,33	32,3	6	0,24	28,2	(9,1)%	(9,1)%	10,5%	83,3%	37,5%	14,5%
Дизельное топливо	11	0,31	32,5	10	0,36	28,9	4	0,17	27,0	10,0%	(13,9)%	12,5%	>100%	>100%	7,0%
Мазут	0	0,00	–	2	0,18	13,6	1	0,05	11,9	(100,0)%	(100,0)%	(100,0)%	100%	>100%	14,3%
Керосин	3	0,10	28,4	2	0,05	27,3	2	0,09	25,9	50,0%	>100%	4,0%	–	(44,4)%	5,4%
Прочие	5	0,11	25,4	3	0,09	24,3	2	0,07	22,8	66,7%	22,2%	4,5%	50,0%	28,6%	6,6%
<i>Приобретение нефтепродуктов и нефтехимии за рубежом</i>															
	51	1,70	29,6	13	0,41	31,9	20	0,73	28,7	>100%	>100%	(7,2)%	(35,0)%	(43,8)%	11,1%
Итого	80	2,52	31,0	41	1,42	28,7	35	1,35	26,4	95,1%	77,5%	8,0%	17,1%	5,2%	8,7%

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.

Снижение объемов закупок нефтепродуктов в России в 2015 году по сравнению с 2014 годом вызван удовлетворением спроса сбытовых подразделений собственными ресурсами.

Рост объемов закупок нефтепродуктов в России в 2014 году по сравнению с 2013 годом вызван недостаточным удовлетворением спроса сбытовых подразделений собственными ресурсами в связи с проведением ремонтов на заводах Компании.

Приобретение нефтепродуктов и нефтехимии за рубежом

Приобретение нефтепродуктов и нефтехимии вне территории Российской Федерации в четвертом квартале 2015 года составило 11 млрд руб. Приобретение продукции за рубежом связано с реализацией поставок нефтепродуктов по долгосрочным контрактам. Снижение объема закупок нефтепродуктов на внешнем рынке связано с временным сокращением реализации по долгосрочным контрактам в силу значительных колебаний на нефтяном рынке.

Приобретение нефтепродуктов и нефтехимии вне территории Российской Федерации за 2015 год составило 51 млрд руб. (1,7 млн тонн) по сравнению с 13 млрд руб. (0,41 млн тонн) за 2014 год в связи с увеличением поставок по долгосрочным контрактам. Приобретение нефтепродуктов и нефтехимии вне территории Российской Федерации за 2013 год составил 20 млрд руб. (0,73 млн тонн).

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 4,24 млрд руб. и 4,53 млрд руб. за четвертый и третий кварталы 2015 года соответственно.

Стоимость газа, приобретенного у сторонних производителей и реализованного в четвертом квартале 2015 года, выросла до 5,9 млрд руб. по сравнению с 3,9 млрд руб. в третьем квартале 2015 года в связи с сезонным увеличением объемов реализации газа Компанией.

По сравнению с 2014 годом затраты по приобретению газа в 2015 году сократились на 13,4% в связи с использованием новой коммерческой схемы работы с компанией «Сибур», при этом значительно увеличился объем процессинга попутного нефтяного газа.

Объем переработки нефти и нефтепродуктов по договорам процессинга за четвертый квартал 2015 года сократились по сравнению с третьим кварталом 2015 года, в основном, в связи с проведением ремонтных работ на Мозырском НПЗ в 4 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 четвертом квартале 2015 года транспортные расходы Роснефти не изменились по отношению к третьему кварталу 2015 года и составили 134 млрд руб.

Изменение транспортных расходов в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за четвертый и третий 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		
	31 декабря 2015				30 сентября 2015						
	Объем, млн. т	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки тыс. руб./т	Объем, млн. т	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки тыс. руб./т	Объема	Стоимости	Стоимости транспортировки на тонну
НЕФТЬ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	26,5	94,6%	48,1	1,82	26,3	96,0%	47,1	1,79	0,8%	2,1%	1,7%
Ж/д и смешанный	1,5	5,4%	4,9	3,30	1,1	4,0%	3,5	3,19	36,4%	40,0%	3,4%
Поставка на НПЗ											
Трубопровод ⁽¹⁾	22,1		17,3	0,79	23,2		19,1	0,83	(4,7)%	(9,4)%	(4,8)%
Ж/д и смешанный	1,5		6,0	4,07	1,9		7,2	3,78	(21,1)%	(16,7)%	7,7%
НЕФТЕПРОДУКТЫ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	0,9	5,8%	2,7	2,94	0,6	3,7%	2,0	3,03	50,0%	35,0%	(3,0)%
Ж/д и смешанный	12,3	79,4%	32,2	2,62	13,1	81,4%	33,0	2,52	(6,1)%	(2,4)%	4,0%
Трубопровод и поставка FCA ⁽²⁾	2,3	14,8%			2,4	14,9%			(4,2)%		
ГАЗ											
Трубопровод ⁽³⁾	млрд м ³		руб./ м ³		млрд м ³		руб./ м ³				
	11,1		11,9	1,07	9,4		9,6	1,02	18,1%	24,0%	4,9%
Прочие транспортные расходы⁽⁴⁾											
			11				12			(8,3)%	
Итого	67,1		134		68,6		134		(2,2)%	0,0%	

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

² Часть нефтепродуктов была отгружена на экспорт в третьем и в четвертом кварталах 2015 года с Туапсинский 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 четвертом и в третьем кварталах 2015 года такие объемы составили 4,9 и 4,1 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.

В четвертом квартале 2015 года транспортные расходы в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт трубопроводным транспортом практически не изменились и составили 1,82 тыс. руб. за тонну.

Рост транспортных расходов в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом составил 3,4%, что было вызвано изменением структуры отгрузок.

В четвертом квартале 2015 года транспортные расходы в расчете на тонну сырой нефти при поставках трубопроводным транспортом на НПЗ уменьшились на 4,8% в результате изменения структуры транспортных маршрутов по сравнению с третьим кварталом 2015 года.

Транспортные расходы в расчете на тонну сырой нефти при поставках на НПЗ железнодорожным и смешанным транспортом в четвертом квартале 2015 года выросли на 7,7% по

сравнению с третьим кварталом 2015 года, что было обусловлено изменением структуры отгрузок и увеличением доли дорогих маршрутов.

В четвертом квартале 2015 года транспортные расходы в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт трубопроводным транспортом уменьшились на 3,0% по сравнению с предыдущим кварталом, что было, в основном, связано с изменением структуры отгрузок (сокращением доли маршрутов, составляющая тарифа которых номинирована в долларах США).

В четвертом квартале 2015 года транспортные расходы в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом увеличились до 2,62 тыс. руб., что было вызвано ростом доли дорогих маршрутов.

Рост расходов на транспортировку газа в расчете на тысячу кубических метров составил 4,7% в четвертом квартале 2015 года по сравнению с третьим кварталом 2015 года, что было обусловлено общим увеличением среднего расстояния транспортировки до потребителей. В четвертом квартале 2015 года индексация тарифов на транспортировку газа не производилась.

Изменение транспортных расходов в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за 2015, 2014 и 2013 годов трубопроводным, железнодорожным и смешанным транспортом, а также расходы на транспортировку газа по магистральным газопроводам представлены в таблице ниже:

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря								% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря									
	2015				2014				2013				2015 и 2014			2014 и 2013		
	Объем, млн т	Доля в объемах экспорта	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- порти- ровки тыс. руб./т	Объем, млн т	Доля в объемах экспорт а	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- порти- ровки тыс. руб./т	Объем, млн т	Доля в объемах экспорта	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- порти- ровки тыс. руб./т	Объема	Стои- мости	Стои- мости тран- порти- ровки на тонну	Объема	Стои- мости	Стои- мости тран- порти- ровки на тонну
НЕФТЬ																		
Реализация за рубежом																		
Трубопровод	103,8	95,1%	185,4	1,79	96,9	94,6%	155,9	1,61	91,9	94,5%	153,0	1,66	7,1%	18,9%	11,2%	5,4%	1,9%	(3,0)%
Ж/д и смешанный	5,3	4,9%	17,7	3,28	5,5	5,4%	14,4	2,65	5,4	5,5%	11,4	2,19	(3,6)%	22,9%	23,8%	1,9%	26,3%	21,0%
Поставка на НПЗ																		
Трубопровод ⁽¹⁾	90,0		73,3	0,82	92,2		74,9	0,81	75,1		54,0	0,72	(2,4)%	(2,1)%	1,2%	22,8%	38,7%	12,5%
Ж/д и смешанный	6,5		26,3	4,04	6,8		27,6	3,98	6,1		23,5	3,83	(4,4)%	(4,7)%	1,5%	11,5%	17,4%	3,9%
НЕФТЕПРОДУКТЫ																		
Реализация за рубежом																		
Трубопровод	4,1	6,2%	11,4	2,79	4,5	7,2%	10,3	2,32	3,9	7,1%	8,1	2,10	(8,9)%	10,7%	20,3%	15,4%	27,2%	10,5%
Ж/д и смешанный	52,2	79,5%	140,6	2,69	50,5	80,4%	114,5	2,26	40,4	73,5%	76,0	1,88	3,4%	22,8%	19,0%	25,0%	50,7%	20,2%
Трубопровод и поставка ФСА ⁽²⁾	9,4	14,3%			7,8	12,4%			10,7	19,5%			20,5%			(27,1)%		
ГАЗ																		
Трубопровод ⁽³⁾	41,1		42,2	1,03	35,4		34,2	0,97	27,4		22,9	0,84	16,1%	23,4%	6,2%	29,2%	49,3%	15,5%
Прочие транспортные расходы⁽⁴⁾																		
			45				39				42			15,4%			(9,3)%	
Итого	271,3		542		264,2		471		233,5		392		2,7%	15,1%		13,1%	20,2%	

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

² Часть нефтепродуктов была отгружена на экспорт за 2015, 2014 и 2013 годов с Туапсинского НПЗ через собственный нефтепровод и на условиях ФСА, 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. За 2015, 2014 и 2013 года такие объемы составили 17,6 млрд куб. м, 21,1 млрд куб. м и 11,7 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 2015 год по сравнению с 2014 годом практически по всем видам транспорта, в основном, связано с индексацией тарифов, изменением структуры маршрутов.

Акцизы

Акцизы составили 25 млрд руб. в четвертом квартале 2015 года по сравнению с 27 млрд руб. в третьем квартале 2015 года. Уменьшение сумм акцизов за 2015 год (103 млрд руб.) на 26% по сравнению с 139 млрд руб. за 2014 год вызвано, в основном, снижением ставок акцизов.

За 2014 год затраты по акцизам выросли на 2,2% по сравнению с 2013 годом и составили 139 млрд руб., что было вызвано, прежде всего, ростом объемов реализации нефтепродуктов, облагаемых акцизами в текущем периоде и ростом ставок акцизов.

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		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
	млрд руб., за исключением %							
Экспортные пошлины на нефть	145	192	(24,5)%	683	1 224	1 025	(44,2)%	19,4%
Экспортные пошлины на газ	–	–	–	–	–	1	–	(100,0)%
Экспортные пошлины на нефтепродукты	42	65	(35,4)%	242	459	356	(47,3)%	28,9%
Итого экспортные пошлины	187	257	(27,2)%	925	1 683	1 382	(45,0)%	21,8%

Снижение расхода по экспортной пошлине составило 27,2% в четвертом квартале 2015 года по сравнению с третьим кварталом 2015 года и обусловлено снижением ставок вывозных таможенных пошлин в рублевом выражении (снижение ставок составило 25%).

Снижение расхода по экспортной пошлине за 2015 год по сравнению с прошлым годом прежде всего вызвано снижением ставок таможенных пошлин в связи с изменениями в налоговом законодательстве и снижением цен на нефть.

В 2014 году рост по экспортной пошлине составил 21,8% по сравнению с 2013 годом в связи с ростом ставки экспортной пошлины в рублевом выражении и объемов экспорта.

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

	За 3 месяца, закончившихся		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
Нефть «Urals» (средняя Med и NWE), долл. США/барр.	41,9	49,4	(15,2)%	51,4	97,6	107,7	(47,3)%	(9,4)%
Средняя действующая ставка таможенной пошлины на нефть, тыс. руб./т	6,08	8,10	(24,9)%	7,33	14,06	12,49	(47,9)%	12,6%
Номинальные экспортные таможенные пошлины ¹ , тыс. руб./т	5,31	6,49	(18,2)%	6,60	12,77	12,50	(48,3)%	2,2%
Средняя ставка экспортной пошлины при реализации нефти в странах дальнего зарубежья, облагаемой по стандартной ставке, тыс. руб./т	6,04	8,06	(25,1)%	7,28	13,85	12,49	(47,4)%	10,9%

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

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

КОРПОРАТИВНЫЙ СЕГМЕНТ

Сегмент включает в себя результаты деятельности общества группы, оказывающие услуги корпоративного сервиса, а также расходы холдинговых компаний.

	За 3 месяца, закончившихся		% изменения за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
Финансовые результаты, млрд руб.								
ЕВITDA	(14)	(13)	>(7,7)%	(55)	(45)	(56)	(22,0)%	19,6%
Капитальные затраты ¹ (прочие)	7	4	75,0%	15	11	20	36,4%	(45,0%)

¹ См. Раздел «Капитальные затраты»

ОТДЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Затраты и расходы

Общехозяйственные и административные расходы

Общехозяйственные и административные расходы включают в себя расходы по заработной плате и социальному обеспечению сотрудников (исключая заработную плату 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.

В условиях изменения макроэкономической среды в четвертом квартале 2015 года Компания создала разовые неденежные резервы в размере 11 млрд руб. Исключая единоразовые начисления резервов, общехозяйственные и административные расходы в четвертом квартале 2015 года составили 33 млрд руб. по сравнению с 27 млрд руб. в третьем квартале. Компания проводит постоянный мониторинг текущих административных затрат. Общехозяйственные и административные расходы в 2015 году, исключая единоразовые начисления резервов, составили 119 млрд руб. сравнению с 114 млрд руб. в 2014 году, в результате работы по сдерживанию роста расходов ниже уровня инфляции.

За 2014 год общехозяйственные и административные расходы составили 114 млрд руб., что на 2,7% выше, чем за 2013 год, в связи с инкорпорированием затрат новых активов в 2013 году с даты приобретения.

Износ, истощение и амортизация

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

В четвертом квартале 2015 года износ, истощение и амортизация составили 85 млрд руб. по сравнению с 121 млрд руб. в третьем квартале 2015 года. Снижение затрат связано с уточнением коэффициента истощения, используемого для оценки объектов нефтяной инфраструктуры.

Расходы по истощению и амортизации за 2015 год составили 450 млрд руб.

За 2014 год данные затраты увеличились на 18,4% по сравнению с 2013 годом, поскольку в 2013 году затраты были инкорпорированы только с даты приобретения.

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:

	За 3 месяца, закончившихся		Измене- ние за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся			% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
	млрд руб., за исключением %							
Налог на добычу полезных ископаемых	224	276	(18,8)%	1 091	982	829	11,1%	18,5%
Акцизы	25	27	(7,4)%	103	139	136	(25,9)%	2,2%
Отчисления на социальное страхование	11	12	(8,3)%	47	38	31	23,7%	22,6%
Налог на имущество	8	7	14,3%	31	28	22	10,7%	27,3%
Прочие налоги, платежи в бюджет, штрафы и пени	–	–	–	5	8	6	(37,5)%	33,3%
Итого налоги, за исключением налога на прибыль	268	322	(16,8)%	1 277	1 195	1 024	6,9%	16,7%

В четвертом квартале 2015 года сумма налогов, за исключением налога на прибыль, снизилась на 16,8% и составила 268 млрд руб. по сравнению с 322 млрд руб. в третьем квартале 2015 года, что, в основном, связано со снижением затрат на НДС, обусловленным снижением базовых ставок (на 18,6% в рублевом выражении).

Сумма налогов, за исключением налога на прибыль, за 2015 год по сравнению с 2014 годом увеличилась на 6,9% в связи с увеличением базовых ставок по НДС (на 8,3% в рублевом выражении).

За 2014 год сумма налогов, за исключением налога на прибыль, выросла на 16,7% и составила 1 195 млрд руб. по сравнению с 1 024 млрд руб. за 2013 год. Значительное изменение в абсолютном выражении вызвано ростом налога на добычу полезных ископаемых в связи с индексацией базовых ставок в 2014 году и включением новых активов в 2013 году с даты приобретения.

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 четвертом квартале 2015 года финансовые расходы, нетто, составили 52 млрд руб. по сравнению с 48 млрд руб. в третьем квартале 2015 года. Увеличение финансовых расходов, в основном, связано с ростом процентов за пользование денежными средствами, полученными в качестве предоплаты в рамках долгосрочных договоров поставки нефти и нефтепродуктов, а также с ростом расходов от переоценки справедливой стоимости производных финансовых инструментов в связи с ослаблением курса рубля к доллару США.

За 2015 год финансовые расходы, нетто, составили 214 млрд руб. по сравнению с 189 млрд руб. за 2014 год. 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. В 2015 году Компания завершила сделки с производными финансовыми инструментами, заключенные в период 2012-2014 годов, на номинальную сумму 4 494 млн долл. США, что позволило сократить отрицательный эффект от сделок с производными финансовыми инструментами в условиях значительного ослабления курса рубля к доллару США.

За 2014 год финансовые расходы, нетто, составили 189 млрд руб. по сравнению с 35 млрд руб. за 2013 год. Увеличение финансовых расходов, в основном, вызвано отрицательным эффектом от сделок с производными финансовыми инструментами в условиях значительного ослабления курса рубля к доллару США и ростом процентных расходов, в том числе в рамках долгосрочных предоплатных договоров.

Прочие доходы и расходы

В четвертом квартале 2015 года прочие доходы составили 38 млрд руб., что обусловлено признанием дохода от страхового возмещения, эффекта от реализации инвестиций и прочие.

За 2015, 2014 и 2013 года прочие доходы составили 75 млрд руб., 64 млрд руб. и 246 млрд руб. (включая эффект от переоценки новых приобретенных активов), соответственно.

В четвертом квартале 2015 года прочие расходы составили 28 млрд руб. по сравнению с 16 млрд руб. в предыдущем квартале. Прочие расходы включают эффект от выбытия основных средств в ходе операционной деятельности и прочие эффекты. За 2015, 2014 и 2013 года прочие расходы составили 72 млрд руб., 54 млрд руб. и 59 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.

За четвертый квартал 2015 года убыток от курсовых разниц в составе Отчета о прибылях и убытках составил 9 млрд руб.

Эффект капитализации курсовых разниц по кредитам капитального характера, привлеченных в иностранной валюте, отражен в составе курсовой разницы в размере 51 млрд руб. за 2015 год и 15 млрд руб. за четвертый квартал 2014 года.

За 2014 и 2013 года доход/(убыток) от курсовых разниц составил 64 млрд руб. и (71) млрд руб., соответственно. За девять месяцев 2014 года и за двенадцать месяцев 2013 года согласно действующей учетной политике МСФО отдельно эффект капитализации курсовых разниц по кредитам капитального характера, привлеченных в иностранной валюте, не рассчитывался.

Реализованные курсовые разницы по инструментам активного управления курсовым риском

В четвертом квартале 2015 года доход от курсовых разниц, признанный в «Прочем совокупном (убытке)/доходе» составил 9 млрд руб. до налогообложения (7 млрд руб. после налогообложения).

Реализованные курсовые разницы по инструментам активного управления курсовым риском представлены отдельной строкой в консолидированном отчете о прибылях и убытках в сумме 35 млрд руб. и 30 млрд руб. в четвертом и в третьем кварталах 2015 года, соответственно. За 2015 год Реализованные курсовые разницы по инструментам активного управления курсовым риском составили 123 млрд руб.

Налог на прибыль

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

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014	2013
Эффективная ставка по налогу на прибыль Роснефти по МСФО	24,4%*	20,4%	21,1%*	20,1%	22,5%

*Исключая эффект от списания отложенных налоговых активов в сумме 6,7 млрд руб.

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 26 млрд руб. (включая эффект от списания ОНА в сумме 6,7 млрд руб.), 29 млрд руб. – за четвертый и третий кварталы 2015 года, и 104 млрд руб., 128 млрд руб., 81 млрд руб. – за 2015, 2014, 2013 года, соответственно.

За 2015 года начисленный налог на прибыль сократился на 18,8% по сравнению с прошлым годом в связи с уменьшением налогооблагаемой базы.

Чистая прибыль

В четвертом квартале 2015 года чистая прибыль составила 53 млрд руб. по сравнению с 113 млрд руб. в третьем квартале 2015 года.

Чистая прибыль за 2015, 2014 и 2013 года составила 356 млрд руб., 350 млрд руб. и 555 млрд руб., соответственно.

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 4 и 3 кв. %	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
	млрд руб.			млрд руб.			%	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	303	1 323	(77,1)%	2 195	1 626	1 216	35,0%	33,7%
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(339)	(374)	(9,4)%	(813)	(979)	(2 220)	(17,0)%	(55,9)%
Чистые денежные средства, полученные от/(использованные в) финансовой деятельности	(95)	(518)	(81,7)%	(1 091)	(774)	965	41,0%	–

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 303 млрд руб. в четвертом квартале 2015 года по сравнению с 1 323 млрд руб. в третьем 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 2 млрд руб. и 1 млрд руб. в четвертом и в третьем квартале 2015 года, соответственно).

Скорректированные на вышеописанные операции чистые денежные средства от операционной деятельности составили 301 млрд руб. в четвертом квартале 2015 года (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме 2 млрд руб.), 1 322 млрд руб. (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме 1 млрд руб.) в третьем квартале 2015 года.

Скорректированные чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили за 2015 год 2 190 млрд руб. (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме (5) млрд руб.). по сравнению с 1 626 млрд руб. за 2014 год и 1 234 млрд руб. за 2013 год (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме 18 млрд руб.).

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кв. %	За 12 месяцев, закончившихся			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
	млрд руб.			млрд руб.			%	
Чистые денежные средства от операционной деятельности	303	1 323	(77,1)%	2 195	1 626	1 216	35,0%	33,7%
Эффект от операций с торговыми ценными бумагами	(2)	(1)	100,0%	(5)	–	18	–	–
Скорректированные чистые денежные средства от операционной деятельности	301	1 322	(77,2)%	2 190	1 626	1 234	34,7%	31,8%
Сумма зачета предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов ¹	25	22	13,6%	89	–	–	–	–
Сумма полученной предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов	–	(1 027)	–	(1 027)	(497)	(470)	>100%	5,7%
Итого скорректированный операционный денежный поток	326	317	2,8%	1 252	1 129	764	10,9%	47,8%

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

За четвертый квартал 2015 год скорректированный операционный денежный поток составил 326 млрд руб. по сравнению с 317 млрд руб. за третий квартал 2015 год. За 2015 и 2014 и 2013 года скорректированный операционный денежный поток составил 1 252 млрд руб., 1 129 млрд руб. и 764 млрд руб., соответственно.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности составили 339 млрд руб. и 374 млрд руб. в четвертом и третьем кварталах 2015 года, соответственно. На снижение показателя чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, повлияло, главным образом, снижение приобретения краткосрочных финансовых активов в четвертом квартале 2015 года по сравнению с третьим кварталом 2015 года, скомпенсированное ростом капитальных вложений и затрат по приобретению новых активов, а также увеличение инвестиций в долгосрочные финансовые вложения.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 813 млрд руб., 979 млрд руб. и 2 220 млрд руб. за 2015, 2014 и 2013 года, соответственно.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 95 млрд руб. в четвертом квартале 2015 года по сравнению с 518 млрд руб. в третьем квартале 2015 года. Уменьшение использования денежных средств в четвертом квартале 2015 года, в основном, объясняется значительными плановыми погашениями обязательств и дивидендов в третьем квартале 2015 года.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 1 091 млрд руб., 774 млрд руб. за 2015 и 2014 года соответственно. Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности в 2013 году, составили 965 млрд руб.

Капитальные затраты

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кв.	За 12 месяцев, закончившихся			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015		2015	2014	2013	2015 и 2014	2014 и 2013
	млрд руб.		%	млрд руб.			%	
Юганскнефтегаз	40	24	66,7%	111	87	100	27,6%	(13,0)%
Ванкорнефть	7	8	(12,5)%	32	39	62	(17,9)%	(37,1)%
Оренбургнефть	9	4	125,0%	29	26	23	11,5%	13,0%
Самотлорнефтегаз	9	8	12,5%	32	25	16	28,0%	56,3%
Проекты на Сахалине	11	10	10,0%	37	23	12	60,9%	91,7%
Уватнефтегаз	8	7	14,3%	27	21	21	28,6%	–
Верхнечонскнефтегаз	4	4	–	16	17	16	(5,9)%	6,3%
Пурнефтегаз	4	5	(20,0)%	16	16	18	–	(11,1)%
Роспан Интернешнл	9	5	80,0%	23	15	7	53,3%	>100%
Самаранефтегаз	6	7	(14,3)%	22	15	11	46,7%	36,4%
Варьеганнефтегаз	3	3	–	13	12	9	8,3%	33,3%
Восточно-Сибирская НГК	8	3	>100%	17	9	3	88,9%	>100%
Томскнефть ВНК	1	2	(50,0)%	6	7	7	(14,3)%	–
Няганьнефтегаз	2	2	–	9	7	6	28,6%	16,7%
Северная нефть	4	2	100,0%	11	7	5	57,1%	40,0%
Сузун	7	3	>100%	15	3	1	>100%	>100%
Таас-Юрях Нефтегазодобыча	3	5	(40,0)%	13	5	4	>100%	25,0%
Сибнефтегаз	2	1	100,0%	5	3	–	66,7%	>100%
Прочие	10	8	25,0%	33	23	16	43,5%	43,8%
Государственные субсидии	(7)	(1)	>100%	(11)	(10)	(7)	10,0%	42,9%
Итого разведка и добыча	140	110	27,3%	456	350	330	30,3%	6,1%
Туапсинский НПЗ	2	2	–	19	57	69	(66,7)%	(17,4)%
Куйбышевский НПЗ	5	6	(16,7)%	16	16	17	–	(5,9)%
Новокуйбышевский НПЗ	4	2	100,0%	11	15	21	(26,7)%	(28,6)%
Сызранский НПЗ	5	1	>100%	12	13	14	(7,7)%	(7,1)%
Ангарская НХК	4	2	100,0%	10	12	13	(16,7)%	(7,7)%
Ачинский НПЗ	2	2	–	10	12	16	(16,7)%	(25,0)%
Рязанская НПЗ	1	2	(50,0)%	6	8	9	(25,0)%	(11,1)%
Комсомольский НПЗ	1	2	(50,0)%	6	8	12	(25,0)%	(33,3)%
Саратовский НПЗ	1	–	>100%	1	2	3	(50,0)%	(33,3)%
Прочие заводы	7	3	>100%	17	22	21	(22,7)%	4,8%
Сбытовые подразделения и прочие	7	4	75,0%	16	7	15	>100%	(53,3)%
Итого переработка, коммерция и логистика	39	26	50,0%	124	172	210	(27,9)%	(18,1)%
Прочая деятельность	7	4	75,0%	15	11	20	36,4%	(45,0)%
Итого капитальные затраты	186	140	32,9%	595	533	560	11,6%	(4,8)%
Покупка лицензий	7	1	>100%	14	28	12	(50,0)%	>100%
Возврат авансов за участие в аукционах	–	(1)	–	(13)	–	–	–	–

В четвертом квартале 2015 года капитальные затраты составили 186 млрд руб., что превышает уровень предыдущего квартала на 32,9%. Увеличение капитальных затрат за 2015 год по сравнению с 2014 годом связано с расширением производственной программы бурения и ростом инвестиций в развитие новых месторождений Компании.

За 2014 год капитальные затраты (с учетом приобретенных материалов для капитального строительства) составили 533 млрд руб. по сравнению с 560 млрд руб. за 2013 год.

В четвертом квартале 2015 года капитальные затраты сегмента «Разведка и добыча» составили 140 млрд руб. За 2015 год капитальные затраты сегмента «Разведка и добыча» составили 456 млрд руб. Рост капитальных вложений на 30,3% по сравнению с 2014 годом обусловлен ростом объемов эксплуатационного бурения (+36% по проходке и +15% по вводу новых скважин) и реконструкции скважин методом резки боковых стволов (рост количества операций свыше +44%). За 2014 год

капитальные затраты сегмента «Разведка и добыча» составили 350 млрд руб. по сравнению с 330 млрд руб. в 2013 году.

В четвертом квартале 2015 года капитальные затраты в сегменте «Переработка, коммерция и логистика» увеличились по сравнению с третьим кварталом 2015 года и составили порядка 39 млрд руб. За 2015 год капитальные затраты в сегменте «Переработка, коммерция и логистика» составили 124 млрд руб.

Затраты заводов в четвертом квартале 2015 года увеличились на 45,5% до 32 млрд руб. по отношению к 22 млрд руб. в третьем квартале 2015 года. Капитальные затраты заводов за 2015 год составили 108 млрд руб. Финансирование капитальных вложений по предприятиям нефтепереработки и нефтехимии в 2015 году направлялось, главным образом, на реализацию программы модернизации и развития производственных мощностей НПЗ с целью перехода на производство для рынка РФ моторных топлив класса «Евро-5» и повышения глубины переработки, на реализацию проектов, направленных на поддержание действующих мощностей и импортозамещение (масла и катализаторы), а также проведение проектно-изыскательских работ по проекту ВНХК.

За 2014 год капитальные затраты в сегменте «Переработка, коммерция и логистика» составили 172 млрд руб., в том числе затраты заводов 165 млрд руб., по сравнению с 210 млрд руб., в том числе затраты заводов 195 млрд руб., за 2013 год.

Капитальные затраты по другим направлениям деятельности, связанные с плановыми закупками транспорта и прочего оборудования, за 2015, 2014 и 2013 года составили 15 млрд руб., 11 млрд руб. и 20 млрд руб.

Затраты на приобретение лицензий в четвертом квартале 2015 года составили 7 млрд руб., и связаны с участием в аукционах на приобретение лицензий с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на участках в регионах Восточной и Западной Сибири: Лебяжий, Южно-Таркосалинский, Западно-Баганский, Тайтымский.

Затраты на приобретение лицензий Самарской области в третьем квартале 2015 года составили 1 млрд руб. В июле был произведен возврат авансов, выданных во втором 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.¹

Затраты на приобретение лицензий в размере 28 млрд руб. в 2014 году связаны с приобретением лицензий с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на участках недр, расположенных в Ханты-Мансийском автономном округе, Ямало-Ненецком автономном округе, Красноярском крае, Самарской области и на континентальном шельфе Охотского моря.

¹ Начиная с 2015 года все возвраты по платежам за участие в аукционах, которые не состоялись или которые выиграли другие участники, отражены в строке «Покупка лицензий и платежи за участие в аукционах» консолидированного отчета о движении денежных средств.

Долговые обязательства

Чистый долг Компании составил 1 694 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2015 года по сравнению с 1 622 млрд руб. на 30 сентября 2015 года.

Общая задолженность по привлеченным кредитам и займам и прочим финансовым обязательствам Компании составила 3 323 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2015 года по сравнению с 3 148 млрд руб. по состоянию на 30 сентября 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.

Заемствования Роснефти, обеспеченные экспортными поставками нефти (за исключением экспорта в СНГ), составляют 34,8%, 33,8%, 28,3% общего объема задолженности по состоянию на 31 декабря 2015 года, 30 сентября 2015 года и 31 декабря 2014 года, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2015 года, 30 сентября 2015 года и 31 декабря 2014 года права требования в отношении выручки по экспортным контрактам на поставку сырой нефти составили 4,8%, 4,8% и 4,3%, соответственно, от общих экспортных продаж сырой нефти за анализируемый период (за исключением экспорта в СНГ).

Расчет чистого долга приведен в таблице:

По состоянию на:	31 декабря 2015	30 сентября 2015	31 декабря 2014
	млрд руб.		
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	1 040	980	1 216
Долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	2 283	2 168	2 190
Задолженность итого	3 323	3 148	3 406
Денежные средства и их эквиваленты	559	657	216
Краткосрочные финансовые активы и часть долгосрочных банковских депозитов	1 070	869	723
Чистый долг	1 694	1 622	2 467

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 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014	2013
Маржа EBITDA	23,2%	22,9%	24,2%	19,2%	20,2%
Маржа чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти	4,4%	8,6%	6,9%	6,3%	11,7%
Отношение чистого долга к EBITDA, в годовом выражении	1,36	1,40	1,36	2,33	1,81
Коэффициент ликвидности	1,32	1,42	1,32	1,05	1,05
	руб. на баррель				
EBITDA в расчете на баррель нефти	786	841	885	745	722
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти	396	312	324	247	252
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти	207	192	197	179	154
Свободный денежный поток до вычета процентов в расчете на баррель	396	501	467	420	155
	руб. на барр. н.э.				
EBITDA в расчете на баррель нефтяного эквивалента	626	684	714	614	641
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента	315	254	261	203	223
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента	165	156	159	147	137
Свободный денежный поток до вычета процентов в расчете на баррель нефтяного эквивалента	315	408	377	346	138

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

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

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

Показатели по сегменту «Разведка и добыча»¹

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014 ²	2013 ²
Добыча нефти и ЖУВ (млн баррелей)	353,9	353,0	1 406,4	1 419,6	1 312,1
Добыча нефти, ЖУВ и газа (млн баррелей нефтяного эквивалента)	443,8	433,9	1 744,9	1 721,7	1 478,1

¹ Исключая ассоциированные и совместные предприятия.

² Все объемы новых приобретенных активов показаны с даты приобретения.

Расчет скорректированного свободного денежного потока

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014	2013
	млрд руб				
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	303	1 323	2 195	1 626	1 216
Капитальные затраты	(186)	(140)	(595)	(533)	(560)
Операции с торговыми ценными бумагами*	(2)	(1)	(5)	–	18
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (полученные)	–	(1 027)	(1 027)	(497)	(470)
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (зачет)	25	22	89	–	–
Свободный денежный поток	140	177	657	596	204

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

Расчет EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014	2013
	млрд руб				
Выручка от реализации и доход/ (убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 196	1 296	5 150	5 503	4 694
Затраты и расходы	(1 031)	(1 143)	(4 442)	(4 910)	(4 139)
Износ, истощение и амортизация	85	121	450	464	392
Эффект от зачета предоплат	28	23	87	–	–
EBITDA	278	297	1 245	1 057	947
Единовременный эффект ¹	–	–	–	1	23
EBITDA	278	297	1 245	1 058	970

¹Единовременный эффект от признания затрат по комиссиям по долгосрочным договорам поставок нефти в 2014 году. Единовременный эффект в 2013 году включает эффект от комиссии по долгосрочным договорам поставок нефти и консультационным услугам, понесенным в рамках процесса интеграции 7 млрд руб. и эффект от оценки товарно-материальных запасов в рамках формирования справедливой стоимости активов ТНК-ВР - 14 млрд руб.

Расчет маржи EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014	2013
	млрд руб., за исключением %				
EBITDA	278	297	1 245	1 057	947
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 196	1 296	5 150	5 503	4 694
Маржа EBITDA	23,2%	22,9%	24,2%	19,2%	20,2%

Расчет маржи чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014	2013
	млрд руб., за исключением %				
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	53	112	355	348	549
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	1 196	1 296	5 150	5 503	4 694
Маржа чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти	4,4%	8,6%	6,9%	6,3%	11,7%

Расчет коэффициента ликвидности

По состоянию на:	31 декабря 2015	30 сентября 2015	31 декабря 2014
	млрд руб., за исключением коэффициентов		
Оборотные активы	2 404	2 526	2 131
Краткосрочные обязательства	1 817	1 775	2 031
Коэффициент ликвидности	1,32	1,42	1,05

Расчет задействованного капитала и связанных показателей

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2015	2014	2013
	млрд руб.		
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	1 040	1 216	701
Долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	2 283	2 190	1 684
Денежные средства и их эквиваленты	(559)	(216)	(275)
Краткосрочные финансовые активы и часть долгосрочных банковских депозитов	(1 070)	(723)	(232)
Чистый долг⁽¹⁾	1 694	2 467	1 878
Акционерный капитал	2 886	2 872	3 130
Неконтролирующие доли	43	9	39
Собственный капитал	2 929	2 881	3 169
Задействованный капитал	4 623	5 348	5 047
Средний собственный капитал⁽²⁾	2 905	3 025	2 746
Средний задействованный капитал⁽³⁾	5 143	4 959	3 986

¹ Расчет чистого долга представлен в разделе «Долговые обязательства».

² Средний собственный капитал, включая долю меньшинства, рассчитывается как среднее арифметическое из значений собственного капитала, включая долю меньшинства на начало и конец соответствующего периода.

³ Средний задействованный капитал рассчитывается как среднее арифметическое из значений задействованного капитала на начало и конец соответствующего периода ежемесячно.

Расчет доходности на средний задействованный капитал (ROACE)

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2015	2014	2013
	млрд руб., за исключением %		
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	5 150	5 503	4 694
Затраты и расходы	(4 442)	(4 910)	(4 139)
Эффект от зачета предоплат	87	–	–
Налог на прибыль	(104)	(96) ¹	(81)
Прибыль для расчета ROACE	691	497	474
Средний задействованный капитал	5 143	4 959	3 986
ROACE	13,4%	10,0%	11,9%

¹ Исключая единовременное начисление налога на дивиденды в размере 32 млрд руб.

Расчет доходности на средний собственный капитал (ROAE)

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2015	2014	2013
	млрд руб., за исключением %		
Чистая прибыль, относящейся к акционерам Роснефти	355	348	549
Средний собственный капитал, включая долю прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	2 905	3 025	2 746
ROAE в годовом выражении	12,2%	11,5%	20,0%

Консолидированные финансовые показатели деятельности (в долларах США)¹

Консолидированный отчет о прибылях и убытках

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014
	млрд долл. США			
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	18,6	21,1	86,9	146,7
Затраты и расходы				
Производственные и операционные расходы	2,8	2,1	9,4	12,3
Стоимость приобретенной нефти, газа,	1,9	2,3	8,8	13,1
Общехозяйственные и административные	0,6	0,5	2,1	2,9
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы	2,0	2,2	8,9	12,3
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и	–	0,1	0,2	0,5
Износ, истощение и амортизация	1,3	1,9	7,5	12,2
Налоги, кроме налога на прибыль	4,2	5,1	21,4	31,8
Экспортная пошлина	2,8	4,1	15,3	44,8
Итого затраты и расходы	15,6	18,3	73,6	129,9
Операционная прибыль	3,0	2,8	13,3	16,8
Финансовые доходы	0,2	0,2	0,9	0,7
Финансовые расходы	(1,1)	(0,9)	(4,4)	(5,3)
Прочие доходы	0,5	–	1,2	1,8
Прочие расходы	(0,5)	(0,2)	(1,2)	(1,5)
Курсовые разницы	(0,4)	0,9	0,1	(0,1)
Реализованные курсовые разницы по инструментам активного управления курсовым риском	(0,5)	(0,5)	(2,0)	–
Прибыль до налогообложения	1,2	2,3	7,9	12,4
Налог на прибыль	(0,4)	(0,5)	(1,8)	(3,1)
Чистая прибыль	0,8	1,8	6,1	9,3
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	0,8	1,8	6,1	9,3

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

Ключевые финансовые коэффициенты в долларовом эквиваленте

Финансовые коэффициенты в долларовом выражении представлены в таблице:

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014
Маржа EBITDA	23,1%	22,3%	23,9%	19,8%
Маржа чистой прибыли	4,3%	8,5%	7,0%	6,3%
Отношение чистого долга к показателю EBITDA, в годовом выражении	1,12	1,18	1,12	1,51
Коэффициент ликвидности	1,33	1,42	1,33	1,05
		долл. на баррель*		
EBITDA в расчете на баррель нефти	12,2	13,3	14,8	20,4
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти	6,0	5,0	5,3	6,5
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти	3,1	3,0	3,2	4,7
Свободный денежный поток в расчете на бар. нефти	7,3	8,2	8,7	11,1
		долл. на барр. н.э.*		
EBITDA в расчете на барр. н.э.	9,7	10,8	11,9	16,8
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на барр. н.э.	4,8	4,0	4,3	5,3
Операционные затраты на добычу в расчете на б.н.э.	2,5	2,5	2,6	3,9
Свободный денежный поток в расчете на б. н.э.	5,8	6,7	7,0	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 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014
	млрд долл. США			
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	4,5	20,3	34,9	44,4
Капитальные затраты	(2,8)	(2,2)	(9,7)	(13,9)
Операции с торговыми ценными бумагами*	–	(0,1)	(0,1)	0,1
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (полученные)	–	(15,7)	(15,7)	(14,8)
Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (зачет)	0,8	0,7	2,8	–
Свободный денежный поток	2,5	3,0	12,2	15,8

*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 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014
	млрд долл. США, за исключением %			
Выручка от реализации и доход/ (убыток) от ассоциированных и совместных предприятий*	18,6	21,1	86,9	146,7
Затраты и расходы	(15,6)	(18,3)	(73,6)	(129,9)
Износ, истощение и амортизация	1,3	1,9	7,5	12,2
EBITDA	4,3	4,7	20,8	29,0
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий	18,6	21,1	86,9	146,7
Маржа EBITDA	23,1%	22,3%	23,9%	19,8%

*С учетом эффекта от предоплат по долгосрочным контрактам в сумме 2,9 млрд долл. США за 12 месяцев 2015 года.

Расчет маржи чистой прибыли

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2015	30 сентября 2015	2015	2014
	млрд долл. США, за исключением %			
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	0,8	1,8	6,1	9,3
Выручка от реализации и доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий*	18,6	21,1	86,9	146,7
Маржа чистой прибыли, относящейся к акционерам Роснефти	4,3%	8,5%	7,0%	6,3%

*С учетом эффекта от предоплат по долгосрочным контрактам в сумме 2,9 млрд долл. США за 12 месяцев 2015 года.

Расчет коэффициента ликвидности

По состоянию на:	31 декабря 2015	30 сентября 2015	31 декабря 2014
	млрд долл. США, за исключением коэффициентов		
Оборотные активы	33,0	38,1	37,9
Краткосрочные обязательства	24,9	26,8	36,1
Коэффициент ликвидности	1,33	1,42	1,05

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

2015 год	Руб. / долл. США	2014 год	Руб. / долл. США
январь	61,88	январь	33,46
февраль	64,68	февраль	35,23
март	60,26	март	36,21
апрель	52,93	апрель	35,66
май	50,59	май	34,93
июнь	54,51	июнь	34,41
июль	57,08	июль	34,64
август	65,20	август	36,11
сентябрь	66,77	сентябрь	37,88
октябрь	63,09	октябрь	40,77
ноябрь	65,03	ноябрь	45,91
декабрь	69,68	декабрь	55,54