



**АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ  
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ ЗА 3 МЕСЯЦА, ЗАВЕРШИВШИХСЯ 31 ДЕКАБРЯ И  
30 СЕНТЯБРЯ 2013 ГОДА И ЗА 12 МЕСЯЦЕВ, ЗАВЕРШИВШИХСЯ  
31 ДЕКАБРЯ 2013, 2012 И 2011 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 2013, 2012 и 2011 годов (далее – **Консолидированная финансовая отчетность**). Термины «**Роснефть**», **компания «Роснефть»**, «**Компания**» и «**Группа**» в различных формах означают ОАО «НК «Роснефть» и её дочерние и зависимые общества, в том числе общества группы ТНК. Термин «**активы ТНК**» означает приобретенные компании группы ТНК, включая ее дочерние и зависимые общества. Финансовое состояние и результаты деятельности, анализируемые в данном документе, представлены консолидировано по ОАО «НК «Роснефть», включая результаты деятельности обществ группы ТНК с даты приобретения. 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 зависимых и совместных предприятий и 100% долю запасов консолидируемых компаний, 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.

Для пересчета тонн в баррели применяется коэффициент 7,362. Для пересчета 1000 кубических метров газа в баррели нефтяного эквивалента используется коэффициент 5,883. Для пересчета газового конденсата ЗАО «Роспан интернешнл» и пересчета жидких продуктов газопереработки («ЖПГ») в баррели нефтяного эквивалента используются коэффициенты 8,3 и 10,6, соответственно.

## 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.

ОАО «НК «Роснефть» было образовано в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 971 от 29 сентября 1995 г. С момента основания Компания существенно расширила сферу деятельности посредством естественного роста, приобретения и консолидации других компаний, а также развития новых направлений деятельности. Роснефть является лидером нефтяной отрасли Российской Федерации по величине нефтяных запасов и объемам добычи нефти и ведет активную деятельность во всех ключевых регионах страны.

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 2013 г. объем доказанных запасов углеводородов Компании, по результатам независимого аудита запасов углеводородов, выполненного компанией DeGolyer&MacNaughton, составил 41,77 млрд барр. нефтяного эквивалента, включая 30,78 млрд барр. нефти и ЖПГ и 1 867 млрд куб.м. рыночного газа по классификации **PRMS**.

В четвертом квартале 2013 г. добыча жидких углеводородов Компании составила в среднем 4,2 млн барр. в сутки, а добыча природного и попутного газа Компании – 12,07 млрд куб. м.

В среднем в четвертом квартале 2013 г. общий объем переработки нефти на нефтеперерабатывающих предприятиях Компании на территории РФ составил 0,23 млн. тонн в сутки. Текущая загрузка нефтеперерабатывающих мощностей Компании близка к максимальной с учетом плановых ремонтов. Оставшийся объем добытой нефти направляется, в основном, на экспорт в страны Европы, Азии и СНГ. Роснефти также принадлежит 50%-ная доля в Ruhr Oel GmbH, 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 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			% изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	и 2011
<b>Финансовые результаты, млрд руб.</b>								
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	1 350	1 356	(0,4)%	4 694	3 089	2 718	52,0%	13,6%
ЕВИТДА	273	303	(9,9)%	947	618	662	53,2%	(6,6)%
Чистая прибыль	134	280 <sup>1</sup>	(52,1)%	551	365	335	51,0%	9,0%
Капитальные затраты	182	130	40,0%	560	473	391	18,4%	21,0%
Скорректированный свободный денежный поток*	49	84	(41,7)%	201	43	99	367,4%	(56,6)%
Чистый долг	1 860	1 909	(2,6)%	1 860	591	440	214,7%	34,3%
<b>Операционные результаты</b>								
Добыча углеводородов (тыс. барр. нефтяного эквивалента в сутки)	4 989	4 884	2,1%	4 873	2 702	2 586	80,3%	4,5%
Добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 217	4 193	0,6%	4 196	2 439	2 380	72,0%	2,5%
Добыча газа (тыс. барр. нефтяного эквивалента в сутки)	772	691	11,7%	677	263	206	157,4%	27,7%
Производство нефтепродуктов в России (млн т.)	20,57	21,88	(6,0)%	74,89	48,80	48,61	53,5%	0,4%
Производство нефтепродуктов вне РФ (млн т.)	3,22	3,34	(3,6)%	12,22	10,79	7,30	13,3%	47,8%

\* Скорректирован на суммы предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти в сумме 470 млрд руб. за 12 месяцев 2013 года.

<sup>1</sup>Включая эффект от переоценки активов ТНК в размере 167 млрд. руб. (см стр.45 «Чистая прибыль/(убыток)»).

### **Приобретение ТНК-ВР**

21 марта 2013 г. компания «Роснефть» завершила приобретение 100%-ной доли участия в компании TNK-BP Limited, конечной холдинговой компании «ТНК-ВР» и ее дочерней компании TNK Industrial Holdings Limited. ТНК-ВР была третьей по величине российской компанией по добыче углеводородов, действующей в основных нефтедобывающих регионах России (включая Западную Сибирь, Поволжье, Урал и Восточную Сибирь), а также обладающей активами в СНГ, Венесуэле, Вьетнаме и Бразилии. Приобретение было завершено посредством двух сделок: (i) приобретение 50% доли участия в компании ТНК-ВР у компании ВР; и (ii) приобретение 50% доли участия в компании ТНК-ВР у ААР.

Все хозяйственные операции, совершенные обществами группы ТНК с 21 марта 2013 года (с даты приобретения), были включены в консолидированную отчетность Компании за двенадцать месяцев 2013 в полном объеме.

По состоянию на 31 декабря 2012 года объем доказанных запасов углеводородов группы ТНК-ВР, по итогам оценок DeGolyer&MacNaughton, составил 12,29 млрд барр. нефти и 506 млрд куб.м газа по классификации PRMS.

За период с даты приобретения активы ТНК были полностью интегрированы в процессы добычи, переработки, логистики и сбыта Компании. В результате финансовые результаты группы ТНК не должны рассматриваться отдельно от финансовых результатов Компании.

### **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 имеет доли в НПЗ в Германии и в Италии.

#### **Операционные сегменты**

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

- *Геологоразведка и добыча.* Деятельность по геологоразведке, разработке месторождений, добыче нефти, газового конденсата и газа;
- *Переработка, маркетинг и сбыт.* Деятельность по переработке нефтяного сырья, а также деятельность, связанная с закупкой, транспортировкой и реализацией нефти, нефтепродуктов и нефтехимии.

Роснефть не выделяет свои сбытовые и перевалочные подразделения в отдельный сегмент, а вместо этого включает данные виды деятельности в состав сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт». Другие виды деятельности входят в сегмент «Корпоративные и прочие виды деятельности» и включают банковские, финансовые услуги и прочую деятельность.

#### **Межсегментная реализация**

Два основных операционных сегмента Роснефти являются взаимозависимыми: основная часть выручки одного основного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, часть добывающих дочерних предприятий оказывают операторские услуги по добыче нефти холдинговой Компании ОАО «НК «Роснефть», которая 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 оптом за рубежом или на внутреннем рынке Компанией, а также поставляются сбытовым дочерним предприятиям Компании для последующей оптовой и розничной реализации в России.

## **Значимые события в четвертом квартале 2013 года**

### ***ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «НОВАТЭК» закрыли сделку по обмену активами***

27 декабря 2013 ОАО «НК «Роснефть» закрыла сделку с ОАО «НОВАТЭК» по обмену активами. 40% акций компании Artic Russia B.V., принадлежащих «Роснефти», были обменены на 51% акций ОАО «Сибнефтегаз», принадлежащих ОАО «НОВАТЭК». С учетом уже имеющейся доли в ОАО «Сибнефтегаз», в результате завершения данной сделки «Роснефть» консолидирует 99,94% акций в обществе.

### ***Приобретение лицензий в Северо-Западной Сибири и Самарской области***

Компания приобрела лицензии на разработку и добычу на участках Северо-Западной Сибири, Удмуртии и Самарской области в размере 4,5 млрд руб.

### ***Компания разместила биржевые облигации на сумму 40 млрд руб.***

Компания завершила размещение биржевых облигаций серий БО-05 и БО-06 на общую сумму 40 млрд руб. Ориентир ставки купона составлял 7,95%-8,25% годовых, что соответствует доходности к 5-летней оферте в размере 8,11%-8,42% годовых.

### ***Компания объявила о приобретении подразделения по продаже нефти Morgan Стэнли***

20 декабря 2013 Компания подписала с Morgan Stanley (США) обязывающий договор о приобретении международного нефтетрейдингового бизнеса инвестиционного банка «Морган Стэнли».

### ***ОАО «НК «Роснефть» приобрела ТЗК в аэропорту г. Ростов-на-Дону***

6 декабря 2013 года осуществлена сделка по приобретению дочерними обществами ОАО «НК «Роснефть» (ООО «РН-Аэро» и ООО «РН-Трейд») 100% акций ЗАО «ТЗК-АВИА», оператора топливозаправочного комплекса (ТЗК) в аэропорту г. Ростов-на-Дону.

### ***ОАО «НК «Роснефть» и Statoil планируют создать совместное предприятие***

6 декабря 2013 «Роснефть» и Statoil подписали Акционерное и Операционное соглашение в рамках создания совместного предприятия для оценки целесообразности коммерческой разработки доманиковых отложений на лицензионных участках «Роснефти» в Самарской области. Стороны планируют создать совместное предприятие, которое будет в течение трех лет реализовывать пилотную программу и проведет оценку потенциала коммерческой добычи. Доли участия «Роснефти» и Statoil в СП составят 51% и 49% соответственно. Вклад обеих компаний в СП будет заключаться в предоставлении передовых технологий и высококвалифицированных кадров.

### ***ОАО «НК «Роснефть» и ЗАО «Ойл Техно» подписали соглашение о создании Совместного Предприятия***

2 декабря 2013 в г. «Роснефть» и ЗАО «Ойл Техно» подписали Соглашение Акционеров в рамках создания Совместного Предприятия. Основной целью Совместного Предприятия станет стабильное снабжение Армении качественными нефтепродуктами путем осуществления оптовой и розничной торговли на территории страны и развития соответствующей инфраструктуры по хранению и распределению нефтепродуктов в Республике Армения

### ***ОАО «НК «Роснефть» и Epi согласовали основные условия договоров на поставку нефти и сотрудничеству в области логистики***

26 ноября 2013 года Компании «Роснефть» и Epi подписали соглашения об основных условиях взаимных поставок нефти, а также сотрудничеству в области логистики. Соглашения содержат ключевые положения контрактов по поставкам нефти на НПЗ Epi в Европе (в Германии и Чехии) и определяют условия совместного участия и инвестирования в логистические мощности и коммерческую деятельность.

### ***ОАО «НК «Роснефть» и Корпорация Нефти и Газа Вьетнама «Петровьетнам» подписали ряд соглашений по развитию шельфовых проектов***

12 ноября 2013 года Роснефть и Корпорация Нефти и Газа Вьетнама «Петровьетнам» подписали Соглашение об основных условиях сотрудничества по геологическому изучению, разведке и добыче углеводородов на шельфе Печорского моря.

### ***Приобретение 51% ООО «Петроресурс»***

2 октября 2013 года ОАО «НК «Роснефть» и Lundin Petroleum AB подписали основные условия приобретения «Роснефтью» 51% доли в уставном капитале ООО «Петроресурс». Собственниками ООО «Петроресурс» являются Lundin Petroleum и Gunvor Group, которым принадлежит 70% и 30% уставного капитала, соответственно. ООО «Петроресурс» владеет лицензией на геологическое изучение с целью поиска и оценки месторождений углеводородного сырья на Лаганском лицензионном участке, расположенном на шельфе в северо-восточной части Каспийского моря.

### ***ОАО «НК «Роснефть» консолидировала 100% ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»***

14 октября 2013 года ОАО «НК «Роснефть» приобрела дополнительные 64,67% ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». Консолидация ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» повысит эффективность разработки Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения – одного из крупнейших неразработанных месторождений Восточной Сибири, позволит создать инфраструктуру для дальнейшей разведки и освоения запасов региона. Контроль над ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» позволит консолидировать запасы Среднеботуобинского месторождения на балансе «Роснефти», а также нарастить добычу Компании.

### **Эффект от изменения учетной политики за сопоставимые периоды 2012 года**

Компания применила комплект стандартов по консолидации: МСФО (IFRS) № 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСФО (IFRS) № 11 «Совместные предприятия», МСФО (IFRS) № 12 «Раскрытия вложений в другие организации». Комплект новых стандартов представляет новую модель контроля и подхода к учету совместной деятельности, а также новые требования по раскрытию информации. В результате применения комплекта стандартов Компания перешла с метода долевого участия к учету активов, обязательств, выручки и расходов, связанных с долей участия Компании в некоторой совместной деятельности, в соответствии с МСФО, применимыми для конкретных активов, обязательств, выручки и расходов. Применение стандартов требует ретроспективного отражения результатов прошлых сопоставимых периодов.

Начиная с 1 января 2013 года, Компания учитывает финансовые и нефинансовые показатели, относящиеся к долям Компании в ОАО «Томскнефть» ВНК и Ruhr Oel GmbH (ROG). Изменилась презентация в отчетности услуг по процессингу на заводах группы ROG. Операционные расходы по предприятиям ROG отражаются в составе операционных затрат по нефтеперерабатывающим заводам вне территории РФ.

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>% изме- нение</i>	<i>За 12 месяцев закончившихся</i>		<i>% изме- нение</i>
	<i>31 декабря 2012 (пересчи- танный)</i>	<i>31 декабря 2012</i>		<i>31 декабря 2012 (пересчи- танный)</i>	<i>31 декабря 2012</i>	
<b><u>Финансовые результаты, млрд руб.</u></b>						
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	792	790	0,3%	3 089	3 078	0,4%
ЕВИТДА	145	144	0,7%	618	609	1,5%
Чистая прибыль/(убыток)	62	57	8,8%	365	342	6,7%
Капитальные затраты	123	122	0,8%	473	466	1,5%
Свободный денежный поток	13	13	–	43	45	(4,4)%
Чистый долг	591	581	1,7%	591	581	1,7%
<b><u>Финансовые коэффициенты</u></b>						
Маржа ЕВИТДА	18,3%	18,2%		20,0%	19,8%	
Маржа чистой прибыли	7,8%	7,2%		11,8%	11,1%	
Отношение чистого долга к ЕВИТДА, в годовом выражении	1,02	1,01		0,96	0,95	
Коэффициент ликвидности	2,09	2,15		2,09	2,15	
<b><u>(руб. на баррель, руб. на тонну)</u></b>						
ЕВИТДА в расчете на баррель нефти	665	689	(3,5)%	724	746	(2,9)%
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти	348	359	(3,1)%	323	329	(1,8)%
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти	104	95	9,5%	100	90	11,1%
Операционные затраты на переработку в расчете на тонну нефти по заводам в РФ	699	694	0,7%	691	685	0,9%
Свободный денежный поток в расчете на баррель	60	62	(3,2)%	50	55	(9,1)%
<b><u>Операционные результаты</u></b>						
Добыча углеводородов (тыс. барр. нефтяного эквивалента в сутки)	2 823	2 823	–	2 702	2 702	–
Добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	2 479	2 479	–	2 439	2 439	–
Добыча газа (тыс. барр. нефтяного эквивалента в сутки)	344	344	–	263	263	–
Производство нефтепродуктов в России (млн т.)	12,56	12,56	–	48,80	48,80	–
Производство нефтепродуктов вне РФ (млн т.)	2,77	2,77	–	10,79	10,79	–

## События после отчетной даты

### *Роснефть планирует поставку нефтепродуктов BP Oil International Limited*

Совет Директоров Роснефти утвердил поставку BP Oil бензина газового стабильного в объеме до 0,66 млн тонн стоимостью до 700 млн долл. США. «Роснефть» также может поставить BP Oil до 1,26 млн т мазута на сумму до 940 млн долл. США и до 1,32 млн т вакуумного газойля на сумму до 1,2 млрд долл. США.

## 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 балансом спроса и предложения нефти в мире, политической ситуацией в основных нефтедобывающих регионах мира и прочими факторами. Сырая нефть Роснефти, продаваемая на экспорт, смешивается в системе нефтепроводов ОАО АК «Транснефть» с нефтью разного качества от других производителей. Торговля образующей смесью «Юралс» ведется со скидкой к маркерному сорту «Брент». На нефть, экспортируемую по ВСТО, устанавливается специальная цена, которая привязана к котировке цены маркерного сорта нефти «Дубай».

Мировые и внутренние рыночные цены на нефтепродукты, в первую очередь, обусловлены мировым уровнем цен на нефть, уровнем 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 за соответствующие периоды.



	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>			<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	<b>31 декабря 2013</b>	<b>30 сентября 2013</b>	<b>2013</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2013 и 2012</b>	<b>2012 и 2011</b>
<b>Мировой рынок</b>	<b>(долл. США за баррель)</b>		<b>%</b>	<b>(долл. США за баррель)</b>			<b>%</b>	
Нефть "Brent"	109,3	110,4	(1,0)%	108,6	111,6	111,3	(2,7)%	0,3%
Нефть "Urals" (средняя Med и NWE)	108,5	109,7	(1,0)%	107,7	110,3	109,1	(2,3)%	1,1%
Нефть "Urals" (FOB Приморск)	106,4	109,0	(2,4)%	106,2	109,0	108,2	(2,5)%	0,7%
Нефть "Urals" (FOB Новороссийск)	107,7	109,7	(1,8)%	107,1	109,5	108,3	(2,2)%	1,1%
Нефть "Дубай"	106,8	106,3	0,5%	105,5	109,1	106,2	(3,3)%	2,7%
	<b>(долл. США за тонну)</b>			<b>(долл. США за тонну)</b>				
Naphtha (ср. FOB/CIF Med)	912	890	2,5%	884	918	915	(3,7)%	0,4%
Naphtha (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	927	905	2,5%	901	934	929	(3,6)%	0,5%
Naphtha (CFR Japan)	934	920	1,5%	918	943	938	(2,6)%	0,5%
Fuel oil (ср. FOB/CIF Med)	582	598	(2,7)%	594	631	609	(5,9)%	3,7%
Fuel oil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	575	593	(3,0)%	589	629	607	(6,4)%	3,5%
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	612	607	0,8%	619	672	649	(7,9)%	3,5%
Gasoil (ср. FOB/CIF Med)	930	929	0,1%	920	953	932	(3,4)%	2,3%
Gasoil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	930	930	0,1%	921	954	934	(3,4)%	2,2%
Gasoil (FOB Singapore)	924	916	0,9%	911	946	931	(3,7)%	1,6%
	<b>(тыс. руб. за баррель)</b>			<b>(тыс. руб. за баррель)</b>				
Нефть "Brent"	3,56	3,62	(1,8)%	3,46	3,47	3,27	(0,3)%	6,1%
Нефть "Urals" (средняя Med и NWE)	3,53	3,60	(1,8)%	3,43	3,43	3,21	0,0%	6,9%
Нефть "Urals" (FOB Приморск)	3,46	3,58	(3,2)%	3,38	3,39	3,18	(0,2)%	6,6%
Нефть "Urals" (FOB Новороссийск)	3,50	3,60	(2,6)%	3,41	3,40	3,18	0,3%	6,9%
Нефть "Дубай"	3,48	3,49	(0,3)%	3,36	3,39	3,12	(0,9)%	8,7%
	<b>(тыс. руб. за тонну)</b>			<b>(тыс. руб. за тонну)</b>				
Naphtha (ср. FOB/CIF Med)	29,7	29,2	1,7%	28,2	28,5	26,9	(1,2)%	5,9%
Naphtha (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	30,2	29,7	1,7%	28,7	29,0	27,3	(1,1)%	6,2%
Naphtha (CFR Japan)	30,4	30,2	0,7%	29,2	29,3	27,6	(0,2)%	6,2%
Fuel oil (ср. FOB/CIF Med)	18,9	19,6	(3,5)%	18,9	19,6	17,9	(3,5)%	9,5%
Fuel oil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	18,7	19,4	(3,8)%	18,8	19,5	17,8	(3,8)%	9,6%
High sulphur fuel oil 180 cst (FOB Singapore)	19,9	19,9	–	19,7	20,9	19,1	(5,7)%	9,4%
Gasoil (ср. FOB/CIF Med)	30,2	30,5	(0,7)%	29,3	29,6	27,4	(1,0)%	8,0%
Gasoil (ср. FOB Rotterdam/CIF NWE)	30,3	30,5	(0,7)%	29,3	29,7	27,4	(1,2)%	8,4%
Gasoil (FOB Singapore)	30,1	30,0	0,1%	29,0	29,4	27,4	(1,3)%	7,5%
<b>Российский рынок (цена с акцизами, без НДС)</b>	<b>(тыс. руб. за тонну)</b>			<b>(тыс. руб. за тонну)</b>				
Нефть	10,7	11,3	(5,3)%	10,6	10,2	8,9	3,4%	14,6%
Мазут	8,7	9,7	(9,4)%	8,8	9,2	8,8	(4,6)%	4,5%
Дизельное топливо (летнее)	25,9	25,9	0,3%	25,3	23,2	19,7	9,0%	17,8%
Дизельное топливо (зимнее)	30,4	28,9	5,4%	28,5	25,3	21,9	12,8%	15,5%
Авиакеросин	25,7	23,3	10,2%	23,9	23,3	20,7	2,4%	12,6%
Высокооктановый бензин	28,4	29,4	(3,3)%	27,2	25,5	24,1	6,9%	5,8%
Низкооктановый бензин	25,6	25,4	1,0%	24,9	23,4	22,1	6,4%	5,9%

Разная динамика цен, выраженных в долларах США и цен, выраженных в рублях, связана с номинальным укреплением курса рубля по отношению к доллару США на 0,8% в четвертом квартале 2013 года по сравнению с третьим кварталом 2013 года, а также с номинальным ослаблением рубля к доллару США на 2,4% за двенадцать месяцев 2013 года по сравнению с двенадцатью месяцами 2012 года и номинальным ослаблением рубля к доллару США на 5,8% за двенадцать месяцев 2012 года по сравнению с двенадцатью месяцами 2011 года.

Цены, по которым Газпром реализует газ на внутреннем рынке, регулируются государством. Несмотря на то, что уровень регулируемых цен на газ в России повышается, и данная тенденция, по всей вероятности, сохранится в будущем до сближения с экспортным Netback, в настоящее время цены существенно ниже этого уровня.

Регулируемая цена оказывала и, вероятно, будет оказывать влияние на процесс ценообразования для газа, который Роснефть реализует Газпрому. Средняя цена на газ (без НДС), реализуемый Роснефтью, составляла 2,79 тыс. руб./тыс. куб. м. и 2,97 тыс. руб./тыс. куб. м. в четвертом квартале 2013 и в третьем квартале 2013 года, соответственно.

За двенадцать месяцев 2013 и 2012 годов соответственно, средняя цена на газ (без НДС), реализуемый Роснефтью, составляла 2,63 тыс. руб./тыс. куб. м. и 1,97 тыс. руб./тыс. куб. м. В 2011 году средняя цена реализации газа, поставляемого ОАО «НК «Роснефть», составляла 1,47 тыс. руб./тыс. куб. м. (без НДС).

### **Изменение курса доллара США и Евро по отношению к рублю и темпы инфляции**

Изменение курса доллара США и Евро к рублю и темпы инфляции в Российской Федерации оказывают существенное влияние на результаты деятельности Компании в связи с тем, что значительная часть выручки от продажи нефти и нефтепродуктов выражена в долларах США, в то время как большая часть расходов выражена в российских рублях. Обесценение рубля в реальном выражении оказывает позитивное влияние на операционную прибыль Компании, укрепление рубля приводит к противоположному эффекту.

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

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2012	2011
Рублевая инфляция (ИПЦ)	1,7%	1,2%	6,5%	6,6%	6,1%
Средний курс доллара США (руб./долл.) за период	32,53	32,80	31,85	31,09	29,39
Курс доллара США на конец периода (руб./долл.)	32,73	32,35	32,73	30,37	32,20
Средний курс Евро (руб./Евро) за период	44,28	43,44	42,31	39,95	40,88
Курс Евро на конец периода (руб./Евро)	44,97	43,65	44,97	40,23	41,67

Источник: ЦБ РФ.

### **Налогообложение**

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

	За 3 месяца, закончившихся		(%) изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			(%) изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	и 2011
<b>НДПИ</b>								
Нефть (руб. за тонну)	5 472	5 631	(2,8)%	5 330	5 066	4 455	5,2%	13,7%
Газ (руб. за тыс. куб. м.) *	402	402	-	334	251	237	33,1%	5,9%
Попутный газ (руб. за тыс. куб. м.)	0	0	-	0	0	0	-	-
<b>Экспортная пошлина на нефть</b>								
Нефть (долл. за тонну)	399,4	383,0	4,3%	392,1	404,3	408,9	(3,0)%	(1,1)%
Нефть (руб. за тонну)	12 993	12 564	3,4%	12 489	12 570	12 017	(0,6)%	4,6%
Нефть (руб. за баррель)	1 765	1 707	3,4%	1 697	1 718	1 643	(1,2)%	4,6%
Нефть Восточной Сибири (руб. за тонну)	12 993	12 564	3,4%	12 489	12 570	9 920**	(0,6)%	26,7%
Нефть Восточной Сибири (руб. за баррель)	1 765	1 707	3,4%	1 697	1 718	1 356**	(1,2)%	26,7%
<b>Экспортная пошлина на нефтепродукты</b>								
Бензин (руб. за тонну)	11 692	11 306	3,4%	11 239	11 312	10 030	(0,6)%	12,8%
Нафта (руб. за тонну)	11 692	11 306	3,4%	11 239	11 312	10 030	(0,6)%	12,8%
Легкие и средние дистилляты (руб. за тонну)	8 574	8 290	3,4%	8 242	8 295	8 054	(0,6)%	3,0%
Жидкое топливо (топочный мазут) (руб. за тонну)	8 574	8 290	3,4%	8 242	8 295	6 119	(0,6)%	35,6%

\* С 1 июля 2013 года увеличилась ставка НДПИ для природного газа. С 1 июля 2014 года Налоговым кодексом РФ также предусмотрено увеличение ставки НДПИ для природного газа.

\*\* Для Верхнеконскнефтегаза и Ванкорнефти действовала специальная ставка экспортной пошлины на нефть до мая 2011 года.

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

	2011	С 1 января по 30 июня 2012 г.	С 1 июля по 31 декабря 2012 г.	С 1 января по 30 июня 2013 г.	С 1 июля по 31 декабря 2013 г.	2014	2015
<b>Акцизы</b>							
<b>Высокооктановый бензин (руб. за тонну)</b>							
Высокооктановый бензин (руб. за тонну), не соответ. классу 3, 4, 5	5 995	7 725	8 225	10 100	10 100	11 110	13 332
Высокооктановый бензин (руб. за тонну), соответ. классу 3	5 672	7 382	7 882	9 750	9 750	10 725	12 879
Высокооктановый бензин (руб. за тонну), соответ. классу 4	5 143	6 822	6 822	8 560	8 960	9 916	10 858
Высокооктановый бензин (руб. за тонну), соответ. классу 5	5 143	6 822	5 143	5 143	5 750	6 450	7 750
<b>Нафта (руб. за тонну)</b>	6 089	7 824	7 824	10 229	10 229	11 252	13 502
<b>Дизель (руб. за тонну)</b>							
Дизель, (руб. за тонну) не соответ. классам 3,4,5	2 753	4 098	4 300	5 860	5 860	6 446	7 735
Дизель (руб. за тонну), соот. классу 3	2 485	3 814	4 300	5 860	5 860	6 446	7 735
Дизель (руб. за тонну), соот. классу 4	2 247	3 562	3 562	4 934	5 100	5 427	5 970
Дизель (руб. за тонну), соот. классу 5	2 247	3 562	2 962	4 334	4 500	4 767	5 244
<b>Масла (руб. за тонну)</b>	4 681	6 072	6 072	7 509	7 509	8 260	9 086

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

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2012	2011
	млрд руб.	млрд руб.	млрд руб.	млрд руб.	млрд руб.
Итого выручка	1 350	1 356	4 694	3 089	2 718
Итого налоги*	702	710	2 487	1 677	1 378
<b>Эффективная налоговая нагрузка, %</b>	<b>52,0%</b>	<b>52,4%</b>	<b>53,0%</b>	<b>54,3%</b>	<b>50,7%</b>

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

На платежи по НДС и экспортным пошлинам приходилось около 47,0% и 45,3% всего объема выручки за четвертый квартал 2013г. и третий квартал 2013 г., соответственно. За двенадцать месяцев 2013, 2012 и 2011 года платежи по НДС и экспортным пошлинам составляли около 47,1%, 47,1% и 44,3% всего объема выручки Роснефти.

### Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Ставка НДПИ рассчитывается исходя из мировых цен на нефть «Юралс» в долларах за баррель нефти и устанавливается в российских рублях ежемесячно исходя из среднего значения за месяц курса доллара к рублю, устанавливаемого ЦБ РФ.

Ставка НДПИ по нефти<sup>1</sup> в 2013 году рассчитывалась путем умножения базовой ставки в размере 470 рублей (с 1 января 2014 года значение базовой ставки составит 493 руб.; в 2015 году – 530 руб.; в 2016 году – 559 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 период, а также на коэффициенты, характеризующие степень выработанности конкретного участка недр, конкретной залежи углеводородного сырья, величину запасов конкретного участка недр, степень сложности добычи.

Налоговый кодекс РФ предусматривает применение пониженной или нулевой ставки НДПИ для определенных месторождений:

- пониженная ставка применяется для нефти, добываемой на месторождениях со степенью выработанности запасов, превышающей 80%; для расчета пониженной ставки используется поправочный коэффициент  $(3,8 - 3,5 \times \text{степень выработанности запасов})$ ; таким образом, пониженная ставка составляет от 0,3 до 1,0 от основной ставки;

- нулевая ставка применяется для сверхвязкой нефти;

<sup>1</sup> Ставка НДПИ по нефти в 2012 году рассчитывалась путем умножения базовой ставки в размере 446 руб.

- нулевая ставка применяется для определенного срока разработки запасов или до достижения определенного уровня накопленной добычи (в зависимости от того, что наступит раньше) на месторождениях, расположенных в Якутии, Иркутской области, Красноярском крае, Ненецком автономном округе, на полуострове Ямал, в Азовском, Каспийском, Черном и Охотском морях, на шельфе севернее Северного полярного круга (точное количество лет и максимальный уровень накопленной добычи, для которых применяется нулевая ставка, зависит от региона, в котором расположено месторождение);

- пониженная ставка применяется для нефти, добытой на участках недр с величиной начальных извлекаемых запасов менее 5 млн тонн и степенью выработанности запасов менее или равной 0,05. Для расчета пониженной ставки используется коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр ( $0,125 \times$  величина начальных извлекаемых запасов нефти  $+ 0,375$ );

- пониженная ставка применяется при добыче нефти баженовской, абалакской, хадумской, доманиковой и тюменской свит, а также нефти из залежей с проницаемостью менее  $2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Ряд месторождений Роснефти имеет степень выработанности запасов более 80%, что позволяет снизить налоговую нагрузку на Компанию благодаря применению пониженной ставки НДС.

Часть запасов Компании расположена на территории Иркутской области и Красноярского края, для которых предусмотрено применение нулевой ставки НДС для первых 25 млн т накопленной добычи на месторождении и срок разработки запасов участка недр не превышает 10 лет для лицензии с правом разведки и добычи и не превышает 15 лет для лицензии с правом геологического изучения (поиска, разведки) и добычи.

6 августа 2011 года накопленный объем добычи нефти на Ванкорском месторождении превысил уровень в 25 млн. т. Начиная с этого момента, специальная (нулевая) ставка по НДС для нефти Ванкорского месторождения была заменена стандартной ставкой НДС. В мае 2012 года Компания начала разработку Северо-Ванкорского лицензионного участка Ванкорского месторождения, для которого предусмотрена нулевая ставка НДС, применимая к первым 25 млн тонн добытой нефти.

Налоговые льготы по НДС также применяются на разрабатываемом месторождении Верхнечонскнефтегаза до достижения 25 млн тонн накопленной добычи нефти.

Роснефть участвует в геологоразведочных проектах на шельфе Азовского, Охотского, Каспийского, Баренцева, Карского и Черного морей. Кроме того, Компания участвует в СРП по проекту Сахалин-1, действующему в рамках специального налогового режима, не предусматривающего уплату НДС.

Кроме того, Компания владеет лицензиями на участки с трудноизвлекаемыми запасами нефти. В соответствии с законом № 213-ФЗ от 23.07.13г. с сентября 2013г. Роснефть применяет пониженные ставки НДС при добыче нефти баженовской, абалакской, хадумской, доманиковой и тюменской свит, а также нефти из залежей с проницаемостью менее  $2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Эффект от применения пониженной ставки за сентябрь – декабрь 2013г. составил 926 млн руб.

С принятием в Российской Федерации закона от 30 сентября 2013 N268-ФЗ «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса РФ и отдельные законодательные акты РФ в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ» законодательно оформлен новый налоговый режим для шельфовых проектов в РФ. Данный режим предусматривает разделение участков шельфа на четыре категории сложности и устанавливает для каждой категории ставку НДС в размере от 5% до 30% от мировой цены на нефть.

### ***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 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 за тонну и 109,5 долларов за тонну
Свыше 146-182,5 (182,5 включительно)(20-25 долл. США/баррель)	12,78 долларов за тонну плюс 45% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 146 долларов за тонну
Свыше 182,5 (25 долл. США/баррель)	29,2 долларов за тонну плюс 60% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 182,5 долларов за тонну (в период с 1 октября 2011 г. до 31 декабря 2013 г. включительно) 29,2 долларов за тонну плюс 59% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 182,5 долларов за тонну (в период с 1 января до 31 декабря 2014 г. включительно) 29,2 долларов за тонну плюс 57% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 182,5 долларов за тонну (в период с 1 января до 31 декабря 2015 г. включительно) 29,2 долларов за тонну плюс 55% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 182,5 долларов за тонну (в период с 1 января 2016 г.)

С октября 2011 года снизился предельный уровень ставки экспортной пошлины на сырую нефть с уровня 65% до 60% и действует до настоящего времени.

Ставки экспортных пошлин на сырую нефть рассчитываются ежемесячно исходя из средней цены «Юралс», сформировавшейся за период с 15-го числа каждого календарного месяца по 14-е число следующего календарного месяца включительно.

Законопроектом о введении специального режима налогообложения в отношении проектов на континентальном шельфе Российской Федерации предусматривается полное освобождение от экспортной пошлины углеводородов, добываемых на морских месторождениях, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья, на которых приходится на период с 1 января 2016 года. Такое освобождение предоставляется на различные сроки в зависимости от категории сложности проекта освоения месторождения.

Правительство Российской Федерации вправе устанавливать особые формулы расчета ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть в отношении:

- сверхвязкой нефти - на срок 10 лет с момента начала применения пониженной ставки экспортной пошлины, но не позднее 1 января 2023 года. Ставка пошлины определяется как 10% от установленной ставки предельной экспортной пошлины на нефть;

- нефти сырой с особыми физико-химическими характеристиками, добытой на месторождениях, расположенных на определенных участках недр. Ставка пошлины для такой нефти составляет 45% от разницы между средней ценой «Юралс» в долларах за тонну и 365 долларов за тонну.

#### **Пошлина на экспорт нефти Восточной Сибири (Ванкор и Верхнечонск)**

Начиная с 1 июля 2010 года нулевая ставка экспортной пошлины, действовавшая для нефти, добытой на определенных месторождениях Восточной Сибири (в частности, Верхнечонском и Ванкорском месторождениях), была заменена специальной ставкой, рассчитываемой как  $(\text{Цена} - 50) \times 0,45$  (в долл. США за тонну), где «цена» - это средняя цена нефти марки «Юралс» в долл. США за баррель, используемая для расчета экспортной пошлины.

С 1 мая 2011 года для Ванкорского и Верхнечонского месторождений действует стандартная ставка пошлины при экспорте нефти.

#### **Пошлина на экспорт нефти в страны СНГ**

Экспортные пошлины не уплачиваются в случае экспорта нефти на территорию стран СНГ, являющихся участниками Таможенного союза. Согласно Протоколу от 27 января 2010 года о внесении изменений в «Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о мерах по урегулированию торгово-экономического сотрудничества в области экспорта нефти и нефтепродуктов от 12 января 2007 года» экспорт нефти в Республику Беларусь в рамках лимита, установленного Минэнерго России, не облагался экспортными пошлинами до 1 января 2012 года включительно.

С 1 января 2012 года по всем объемам для Беларуси действует нулевая ставка, как для экспорта в Казахстан. В отношении 2013 года режим налогообложения экспорта нефти в СНГ не изменился.

### ***Экспортная пошлина на нефтепродукты***

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

Ставки экспортной пошлины на СУГ рассчитываются 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 каждого календарного месяца по 14-е число следующего календарного месяца.

В январе 2011 года экспортные пошлины на светлые и темные нефтепродукты рассчитывались по специальным формулам и по соотношению к экспортной пошлине на нефть составляли 71% и 38%.

С февраля 2011 года экспортная пошлина на светлые нефтепродукты была установлена на уровне 67% от экспортной пошлины на нефть. Экспортная пошлина на темные нефтепродукты устанавливалась на уровне 46,7% от экспортной пошлины на нефть.

С 1 мая 2011 Правительство РФ ввело специальную ставку пошлины на автобензин, которая составила 90% ставки экспортной пошлины на нефть. С 1 июня 2011 Правительство РФ ввело специальную ставку пошлины на нефть, составившую 90% ставки экспортной пошлины на нефть.

С октября 2011 года экспортная пошлина на светлые нефтепродукты (за исключением автобензинов и нефти) была понижена с 67% до 66% от экспортной пошлины на нефть. Ставка таможенной пошлины на темные нефтепродукты была увеличена с 46,7% до 66% от размера экспортной пошлины на нефть. Экспортная пошлина на нефть и автобензин остается на уровне 90% от ставки экспортной пошлины на нефть. Указанные ставки действуют до настоящего времени.

С 1 января 2014 года для расчета ставки экспортной пошлины на дизельное топливо применяется пониженный коэффициент 0,65 вместо 0,66.

### ***Изменения транспортных тарифов трубопроводных и железнодорожных монополий***

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

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

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

## *Последние изменения тарифов Транснефти*

### *Нефтепродукты*

С января 2013 года рост тарифов на транспортировку нефтепродуктов к декабрю 2012 года составил: 6,6% – для экспорта и 4,6% – для внутреннего рынка.

С 8 ноября 2013 года введен повышающий коэффициент в размере 1,134 на экспортные перевозки бензина газового стабильного через сухопутные пограничные переходы по направлениям – страны Балтии.

В январе 2012 года индексация тарифов Транснефти на транспортировку нефтепродуктов по основным направлениям составила: на экспорт – в среднем на 8,6%, на внутренний рынок – в среднем на 6,1%. С 1 августа 2012 года трубопроводные тарифы были вновь повышены для основных направлений поставки нефтепродуктов Компании: на 3,0% для экспорта и 5,4% для внутреннего рынка.

В целом за 2012 год рост тарифов на транспортировку нефтепродуктов относительно 2011 года составил: 10,0% – для экспорта и 8,6% – для внутреннего рынка.

### *Нефть*

С 1 февраля 2013 года были проиндексированы тарифы на транспортировку по территории Республики Беларусь на 9,7%. Также в декабре 2013 года Правлением ФСТ России было принято решение об установлении ставки тарифа на услуги ОАО «АК «Транснефть» по транспортировке нефти по маршруту «Пурпе – Самотлор», оказываемые ОАО «НК «Роснефть» в размере 108,20 руб. за 1 тонну (без НДС). Данное решение принято во исполнение межправительственных соглашений между Правительством Российской Федерации и Правительством КНР, а также на основании заключенного между ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «НК «Роснефть» Соглашения об установлении тарифа для целей расширения пропускной способности нефтепровода «Сковородино-Мохэ» (однако, данная надбавка не суммируется с действующим тарифом на транспортировку нефти по ответвлению от ВСТО на Китай). Расчетный срок действия Соглашения – 36 месяцев с момента вступления в силу решения ФСТ России об установлении тарифа.

С ноября 2012 года Транснефть проиндексировала тарифы на транспортировку нефти в среднем на 5,5%. При этом сетевой тариф по ВСТО (направления порт Козьмино и Китай) был увеличен на 10,2%, для маршрута «Юганскнефтегаз – порт Приморск» (ключевой маршрут для Компании) и маршрута «Юганскнефтегаз – порт Новороссийск» Транснефть пересмотрела свои тарифы в сторону увеличения, на 3,5% и 6,8% соответственно. Среднегодовой рост тарифов Транснефти на транспортировку нефти по маршрутам, представленным в таблице, в 2012 году составил порядка 4,9% к 2011 году, при этом для маршрута «Юганскнефтегаз – порт Приморск» среднегодовой рост тарифов Транснефти на транспортировку нефти в 2012 к 2011 году составил 14,8%.

С сентября 2011 года Транснефть проиндексировала тарифы на транспортировку нефти в среднем на 2,85%. В ноябре 2011 года прошла индексация тарифов Транснефти на перекачку нефти в среднем еще на 5,0%.

## *Последние изменения тарифов РЖД*

В январе 2013 года тарифы на транспортировку железнодорожным транспортом были увеличены в процессе индексации и унификации в среднем на 9,0% для внутрироссийских направлений. В направлении сухопутных пограничных переходов произошло дифференцированное изменение тарифов в зависимости от вида груза от -15% до +6%.

С января 2012 года тарифы на транспортировку железнодорожным транспортом были увеличены в среднем на 6,0%.

С января 2011 года тарифы на транспортировку железнодорожным транспортом были увеличены в среднем на 8,0%, в течение 2011 года других изменений тарифов не было.

Далее в таблице ниже указаны средние тарифные ставки в рублях, действующие на основных направлениях транспортировки Компании.

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>			<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
	(тыс. руб./т)		(%)	(тыс. руб./т)			(%)	
<b>НЕФТЬ</b>								
<b>Транспортировка на внутреннем рынке</b>								
<i>Трубопроводный транспорт</i>								
Юганскнефтегаз – НПЗ Самарской группы	0,79	0,79	–	0,79	0,75	0,73	5,3%	2,7%
Самаранефтегаз – НПЗ Самарской группы	0,05	0,05	–	0,05	0,05	0,05	–	–
Юганскнефтегаз – Ангарская НХК (длинный маршрут)	–	–	–	–	1,26	1,21	–	4,1%
Пурнефтегаз – Ангарская НХК (длинный маршрут)	1,56	1,56	–	1,42	–	–	–	–
Пурпе – Туапсинский НПЗ	1,65	1,65	–	1,65	1,57	1,50	5,1%	4,7%
Томскнефть – Ачинский НПЗ	–	0,36	–	0,27	0,34	0,33	(20,6)%	3,0%
Пурнефтегаз – Ачинский НПЗ (длинный маршрут)	–	1,07	–	0,71	–	–	–	–
Оренбургнефть (Кротовка) – Саратовский НПЗ	–	0,27	–	0,27	–	–	–	–
Оренбургнефть (Покровка) – Саратовский НПЗ	0,34	0,34	–	0,34	–	–	–	–
Самотлор – Рязань	1,23	1,23	–	1,24	–	–	–	–
РН-Уватнефтегаз – Рязань	1,06	1,06	–	1,06	–	–	–	–
Самотлор – Комсомольский НПЗ (короткий маршрут)	0,54	0,54	–	0,54	–	–	–	–
Самотлор – Ангарская НХК (короткий маршрут)	0,94	0,94	–	0,94	–	–	–	–
<i>Смешанная транспортировка</i>								
Юганскнефтегаз – Комсомольский НПЗ	–	–	–	–	4,14	3,93	–	5,3%
Пурнефтегаз – Комсомольский НПЗ (длинный маршрут)	4,55	4,55	–	4,55	–	–	–	–
Юганскнефтегаз – Рязанская НПК	1,15	1,15	–	0,77	–	–	–	–
<b>Экспорт</b>								
<i>Трубопроводный транспорт</i>								
Юганскнефтегаз – Порт Приморск	1,60	1,60	–	1,60	1,55	1,35	3,2%	14,8%
Юганскнефтегаз – Порт Новороссийск	1,59	1,59	–	1,59	1,50	1,46	6,0%	2,7%
Ванкор (Пурпе) – Козьмино / Китай	2,08	2,08	–	2,08	1,92	1,84	8,3%	4,3%
Самаранефтегаз – Порт Новороссийск	0,85	0,85	–	0,85	–	–	–	–
Юганскнефтегаз – Германия	1,61	1,61	–	1,60	1,54	–	3,9%	–
Юганскнефтегаз – Польша	1,53	1,53	–	1,53	1,45	1,33	5,5%	9,0%
Юганскнефтегаз – Белоруссия (Нафтан) (Южный Балык)	–	1,71	–	1,28	1,40	–	(8,6)%	–
Юганскнефтегаз – Белоруссия (Нафтан) (Каркатеевы)	1,50	–	–	1,50	1,47	1,31	2,0%	12,2%
Оренбургнефть (Покровка) - Мозырский НПЗ	–	–	–	0,89	–	–	–	–
Самотлор – Новороссийск	–	–	–	1,68	–	–	–	–
Верхнечонскнефтегаз – Козьмино	2,08	2,08	–	2,08	–	–	–	–
<i>Ж/д и смешанная транспортировка</i>								
Ставропольнефтегаз – КТК (ж/д транспортировка)	0,75	0,75	–	0,75	0,68	0,66	10,3%	3,0%



	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
	(тыс. руб./т)		(%)	(тыс. руб./т)			(%)	
<b>НЕФТЕПРОДУКТЫ (Экспорт)</b>								
<b>Дизельное топливо</b>								
НПЗ Самарской группы – Порт Вентспилс	2,20	2,08	5,8%	2,08	1,89	1,73	10,1%	9,2%
Ангарская НХК – Порт Находка	4,44	4,44	–	4,44	4,16	3,89	6,7%	6,9%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	1,74	1,74	–	1,74	1,63	1,53	6,7%	6,5%
Ачинский НПЗ – Туапсе	5,01	5,01	–	5,01	4,69	4,38	6,8%	7,1%
Рязанская НПК – Вентспилс	2,42	2,42	–	2,40	–	–	–	–
Рязанская НПК – Приморск	1,87	1,88	(0,5)%	1,89	–	–	–	–
ЯНОС – Приморск	1,64	1,65	(0,6)%	1,65	–	–	–	–
<b>Мазут</b>								
Ангарская НХК – Порт Находка	4,43	4,43	–	4,43	4,14	3,96	7,0%	4,5%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	1,67	1,67	–	1,67	1,56	1,48	7,1%	5,4%
Ачинский НПЗ – Порт Находка	5,68	5,68	–	5,68	5,30	4,89	7,2%	8,4%
Рязанская НПК – Усть-Луга	2,31	2,33	(0,9)%	2,32	–	–	–	–
Рязанская НПК – Эстония	2,54	2,55	(0,4)%	2,54	–	–	–	–
СНПЗ – Керчь	2,90	2,76	5,1%	2,86	–	–	–	–
ЯНОС – Эстония	2,04	2,05	(0,5)%	2,04	–	–	–	–
<b>Нафта</b>								
НПЗ Самарской группы – Туапсе	2,07	2,07	–	2,07	1,93	1,87	7,3%	3,2%
Ачинский НПЗ – Туапсе	4,86	4,86	–	4,86	4,58	4,30	6,1%	6,5%
Ангарская НХК – Порт Находка	4,19	4,19	–	4,19	3,92	3,78	6,9%	3,7%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	1,71	1,71	–	1,71	1,60	1,50	6,9%	6,7%
ННПО – Вентспилс	3,76	3,52	6,8%	3,52	–	–	–	–

Источник: Транснефть, РЖД, НК Роснефть. Данные по тарифам приведены для наиболее загруженных маршрутов для каждого из направлений. Тарифы для смешанной транспортировки по экспорту включают стоимость перевалки на терминалах, не принадлежащих Роснефти.

Роснефть владеет транспортными мощностями и мощностями по перевалке. Это позволяет оптимизировать логистику Компании (Netback). 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 СП «Роснефть Шелл Каспиэн Венчурс Лтд» (Кипр), которому принадлежит 7,5% акций КТК. Доля участия Роснефти в данном СП – 51%.

## Операционные результаты

### Добыча нефти и ЖУВ

Роснефть осуществляет добычу нефти на основных добывающих предприятиях в Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печоре, Центральной России, южной части Европейской части России и на Дальнем Востоке. Компания также владеет 20% долей в проекте Сахалин-1 и 50% долей в ОАО «Томскнефть» ВНК, включаемых в отчетность Роснефти по методу пропорциональной консолидации, а также ведет добычу нефти и газа силами добывающих совместных предприятий, учитываемых по методу участия в капитале: Удмуртнефть – 49,54%, Полярное Сияние – 50,0% и Славнефть – 49,94%. Компания также участвует в международных проектах во Вьетнаме и Венесуэле.

В таблице ниже представлены объемы добычи нефти и ЖУВ Компании.<sup>1</sup>

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013		2013	2013	2012 <sup>2</sup>	2011 <sup>2</sup>	2013 и 2012
	(млн баррелей)		(%)	(млн баррелей)			(%)	
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	122,6	122,3	0,2%	487,2	488,8	488,1	(0,3)%	0,1%
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	20,7	20,7	–	81,1	78,8	77,6	2,9%	1,5%
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	11,8	11,9	(0,8)%	47,5	50,7	51,3	(6,3)%	(1,2)%
Ванкорнефть (Восточная Сибирь)	40,2	40,2	–	157,8	133,9	109,7	17,8%	22,1%
Северная нефть (Тимано-Печора)	5,5	5,6	(1,8)%	22,7	25,7	26,6	(11,7)%	(3,4)%
Сахалин-1 (Дальний Восток) (исключая роялти и долю государства)	2,3	2,3	–	8,7	8,7	10,0	–	(13,0)%
Томскнефть (Западная Сибирь)	9,5	9,5	–	37,4	37,4 <sup>4</sup>	–	–	–
Самотлорнефтегаз (Западная Сибирь)	43,7	43,8	(0,2)%	136,4	–	–	–	–
Оренбургнефть (Центральная Россия)	38,8	38,3	1,3%	119,4	–	–	–	–
Верхнечонскнефтегаз (Восточная Сибирь)	14,5	14,3	1,4%	44,6	–	–	–	–
РН-Уватнефтегаз (Западная Сибирь)	17,7	17,3	2,3%	52,8	–	–	–	–
Варьеганнефтегаз (Западная Сибирь)	14,1	13,9	1,4%	43,5	–	–	–	–
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	11,8	11,9	(0,8)%	36,9	–	–	–	–
Таас-Юрях <sup>5</sup>	1,6	–	–	1,6	–	–	–	–
Прочие	8,8	9,0	(2,2)%	34,5	29,9	32,5	15,3%	(8,0)%
<b>Итого добыча нефти и ЖУВ дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями</b>	<b>363,6</b>	<b>361,0</b>	<b>0,7%</b>	<b>1 312,1</b>	<b>853,9</b>	<b>795,8</b>	<b>53,7%</b>	<b>7,3%</b>
Томскнефть (Западная Сибирь)	–	–	–	–	–	37,9	–	–
Удмуртнефть (Центральная Россия)	6,0	5,9	1,7%	23,6	23,5	23,2	1,3%	1,3%
Полярное Сияние (Тимано-Печора)	0,4	0,4	–	1,6	1,9	2,2	(15,8)%	(13,6)%
Верхнечонскнефтегаз (Восточная Сибирь) <sup>3</sup>	–	–	–	3,1	13,3	9,5	(76,7)%	40,0%
Славнефть	15,1	15,4	(1,9) %	47,9	–	–	–	–
Прочие	2,9	3,1	(6,5)%	9,3	–	–	–	–
<b>Итого доля в добыче зависимых предприятий</b>	<b>24,4</b>	<b>24,8</b>	<b>(1,6)%</b>	<b>85,5</b>	<b>38,7</b>	<b>72,8</b>	<b>120,9%</b>	<b>(46,8)%</b>
<b>Итого добыча нефти и ЖУВ</b>	<b>388,0</b>	<b>385,8</b>	<b>0,6%</b>	<b>1 397,6</b>	<b>892,6</b>	<b>868,6</b>	<b>56,6%</b>	<b>2,8%</b>
<b>Среднесуточная добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)</b>	<b>4 217</b>	<b>4 193</b>	<b>0,6%</b>	<b>4 196</b>	<b>2 439</b>	<b>2 380</b>	<b>72,0%</b>	<b>2,5%</b>

<sup>1</sup> Справочно: Все объемы по приобретенным активам показаны с даты приобретения. Проформа добычи нефти и ЖУВ за сопоставимые периоды 2013 и 2012 гг. представлена в Приложении 1.

<sup>2</sup> Справочно: В 2012 и 2011 гг. для пересчета тонн в баррели применялся коэффициент 7,315.

<sup>3</sup> До даты приобретения активов ТНК.

<sup>4</sup> Томскнефть показана с учетом ретроспективного изменения учетной политики.

<sup>5</sup> Добыча показана с даты приобретения.

В четвертом квартале 2013 года среднесуточная добыча нефти и ЖУВ Компании увеличилась на 0,6% по сравнению с третьим кварталом 2013 года и составила 4 217 тыс. баррелей в сутки. Рост добычи нефти и ЖУВ обусловлен стабилизацией добычи на зрелых месторождениях, в основном, за счет расширения программы бурения скважин и внедрения новых технологий.

Успешная программа бурения реализована на месторождениях Уватской группы и Ванкорнефти. Роснефть проводит ускоренную подготовку участков новых месторождений в Западной и Восточной Сибири.

В 2013 году органический рост среднесуточной добычи нефти и ЖУВ на 1,0% (не включая зависимые общества) по отношению к 2012 году произошел, в основном, в результате увеличения добычи на месторождениях Ванкорнефти и Самаранефтегаза.

В 2012 году среднесуточная добыча нефти Компании увеличилась на 2,5% по сравнению с 2011 годом. Увеличение суточного уровня добычи стало возможным благодаря наращиванию добычи на месторождениях Ванкорнефти, Верхнечонскнефтегаза, Самаранефтегаза, Юганскнефтегаза, Удмуртнефти и, в то же время произошло снижение добычи нефти по проекту Сахалин-1 и в Тимано-Печоре.

### Добыча газа

В таблице ниже представлены объемы добычи товарного газа\* Компании.<sup>1</sup>

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013		2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
	(млрд куб. м)		(%)	(млрд куб. м)			(%)	
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	1,06	1,06	–	4,17	4,07	3,71	2,5%	9,7%
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	1,07	0,98	9,2%	3,78	3,16	2,86	19,6%	10,5%
Краснодарнефтегаз (Юг России)	0,85	0,73	16,4%	3,06	2,90	2,73	5,5%	6,2%
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	0,13	0,12	8,3%	0,50	0,53	0,50	(5,7)%	6,0%
Северная нефть (Тимано-Печора)	0,07	0,06	16,7%	0,26	0,29	0,26	(10,3)%	11,5%
Ванкорнефть (Восточная Сибирь)	0,27	0,11	145,5%	0,63	0,47	0,37	34,0%	27,0%
Сахалин-1 (исключая роялти и долю государства) (Дальний Восток)	0,12	0,07	71,4%	0,40	0,34	0,31	17,6%	9,7%
Томскнефть (Западная Сибирь)	0,24	0,19	26,3%	0,86	0,84 <sup>3</sup>	–	2,4%	–
ООО НГК Итера (Западная Сибирь)	3,32	2,95	12,5%	6,27	–	–	–	–
Самотлорнефтегаз (Западная Сибирь)	1,43	1,37	4,4%	4,33	–	–	–	–
Роспан Интернешнл (Западная Сибирь)	0,98	0,91	7,7%	2,93	–	–	–	–
Оренбургнефть (Центральная Россия)	0,79	0,65	21,5%	2,18	–	–	–	–
Варьганнефтегаз (Западная Сибирь)	0,79	0,71	11,3%	2,33	–	–	–	–
РН-Няганьнефтегаз (Западная Сибирь)	0,38	0,36	5,6%	1,12	–	–	–	–
Прочие	0,43	0,41	4,9%	1,67	1,13	1,25	47,8%	(9,6)%
<b>Итого добыча газа дочерними и пропорционально консолидируемыми обществами</b>	<b>11,93</b>	<b>10,68</b>	<b>11,7%</b>	<b>34,49</b>	<b>13,73</b>	<b>11,99</b>	<b>151,2%</b>	<b>14,5%</b>
Томскнефть (Западная Сибирь)	–	–	–	–	–	0,73	–	–
ООО НГК ИТЕРА <sup>2</sup> (Западная Сибирь)	–	–	–	3,23	2,62	–	23,3%	–
Славнефть	0,10	0,10	–	0,31	–	–	–	–
Прочие	0,04	0,04	–	0,14	0,04	0,07	250,0%	(42,9)%
<b>Итого доля в добыче зависимых обществ</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>–</b>	<b>3,68</b>	<b>2,66</b>	<b>0,80</b>	<b>38,3%</b>	<b>&gt;100%</b>
<b>Итого добыча газа</b>	<b>12,07</b>	<b>10,82</b>	<b>11,6%</b>	<b>38,17</b>	<b>16,39</b>	<b>12,79</b>	<b>132,9%</b>	<b>28,1%</b>
Природный газ	6,03	5,37	12,3%	18,54	7,28	4,68	154,7%	55,6%
Попутный газ	6,04	5,45	10,8%	19,63	9,11	8,11	115,5%	12,3%

\* Данные по добыче газа рассчитаны как извлеченный объем газа за минусом газа, сожженного на факелах и газа на производство ЖУВ.

<sup>1</sup> Справочно: Все объемы новых приобретенных активов показаны с даты приобретения. Проформа добычи газа за сопоставимые периоды 2013 и 2012 гг. представлена в Приложении 1.

<sup>2</sup> До даты приобретения дополнительной доли.

<sup>3</sup> Томскнефть показана с учетом ретроспективного изменения учетной политики.

В четвертом квартале 2013 года Роснефть увеличила добычу газа дочерними и пропорционально консолидируемыми обществами на 11,6% до 12,07 млрд куб., с учетом добычи газа ООО «НГК «Итера», по сравнению с третьим кварталом 2013 года. Значительный органический рост объемов добычи газа на зрелых месторождениях был связан со стабильной работой КС и оптимизацией режима работы газопроводов поставки газа в Юганскнефтегазе, с началом закачки газа в пласт на Ванкорском месторождении (Ванкорнефть), с увеличением сезонных поставок газа потребителям Краснодарского края (Краснодарнефтегаз).

Развитие газового сектора и монетизация запасов является одной из приоритетных задач Компании. Роснефть ведет работу по расширению установок комплексной подготовки газа на лицензионных участках Роспана, Пурнефтегаза.

В 2013 году Роснефть существенно увеличила общую добычу газа по сравнению с 2012 годом. Увеличение добычи газа произошло, в основном, в результате консолидации ООО «НГК «Итера» и группы компаний ТНК. Органический рост добычи газа составил 2,4%\* (не включая зависимые общества), в основном в Юганскнефтегазе, Ванкорнефти, Пурнефтегазе и Краснодарнефтегазе. В настоящее время Компания участвует в крупных газовых проектах в ЯНАО и Восточной Сибири, разрабатывает газовые ресурсы на континентальном шельфе и демонстрирует устойчивый рост добычи в сопоставимых периодах.

В 2012 году Роснефть также существенно увеличила общую добычу газа по сравнению с 2011 годом. На увеличение добычи газа повлияло в основном приобретение ООО «НГК «Итера», приведшее к общему увеличению добычи газа на 2,62 млрд. куб. м. Исключая эффект от приобретения ООО «НГК «Итера», увеличение добычи на 0,98 млрд. куб. м. было связано со многими факторами: со стабильной работой КС Лугинецкого месторождения в Томскнефти в 2012 году, увеличением добычи нефти на Ванкорском месторождении и Приобском месторождении Юганскнефтегаза, вводом компрессорных станций Комсомольского месторождения в Пурнефтегазе в сентябре 2011 года и строительством газопровода к месторождениям Северной нефти.

В целях увеличения уровня использования попутного газа Компанией разработана и реализуется Газовая программа, предусматривающая строительство систем сбора попутного газа, дожимных компрессорных станций, обустройство подземного газохранилища и строительство газовых электростанций.

*\*Оценка по данным проформы (см Приложение 1)*

## 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 (Европейская часть России). Также Компания владеет перерабатывающими мощностями на четырех заводах Ruhr Oel GmbH (ROG) на территории Германии.

В связи с приобретением новых производственных активов, Компания значительно увеличила переработку на территории РФ и за ее пределами за счет перерабатывающих мощностей в Рязанской, Саратовской, Ярославской областях, Нижневартовске, а также за счет договора переработки нефти в Республике Беларусь.

В таблице ниже также представлены данные о переработке нефти и объемах производства нефтепродуктов Роснефтью.<sup>1</sup>

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	и 2011
	(млн тонн)		(%)	(млн тонн)			(%)	
Переработка сырой нефти на заводах Компании в РФ	21,41	22,63	(5,4)%	77,78	50,85	50,65	53,0%	0,4%
Переработка сырой нефти за рубежом	3,24	3,39	(4,4)%	12,34	10,73	7,21	15,0%	48,8%
<i>в т.ч. на заводах Ruhr Oel GmbH</i>	2,78	2,76	0,7%	10,60	10,73	7,21	(1,2)%	48,8%
<i>в т.ч. в Республике Беларусь</i>	0,46	0,63	(27,0)%	1,74	–	–	–	–
<b>Итого переработка нефти по Группе</b>	<b>24,65</b>	<b>26,02</b>	<b>(5,3)%</b>	<b>90,12</b>	<b>61,58</b>	<b>57,86</b>	<b>46,3%</b>	<b>6,4%</b>
<b>Выпуск нефтепродуктов:</b>								
Высокооктановый автобензин	2,80	2,99	(6,4)%	10,08	5,34	5,33	88,8%	0,2%
Низкооктановый автобензин	0,06	0,04	50,0%	0,19	0,35	0,35	(45,7)%	–
Нафта	1,33	1,37	(2,9)%	4,64	3,67	3,83	26,4%	(4,2)%
Дизельное топливо	6,64	6,93	(4,2)%	24,08	17,22	17,25	39,8%	(0,2)%
Мазут	7,01	7,22	(2,9)%	25,28	16,39	16,91	54,2%	(3,1)%
Керосин	0,79	0,99	(20,2)%	3,01	1,50	1,20	100,7%	25,0%
Нефтехимическая продукция	0,22	0,15	46,7%	0,70	0,53	0,54	32,1%	(1,9)%
Прочие*	1,72	2,19	(21,5)%	6,91	3,80	3,20	81,8%	18,8%
<b>Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции на заводах Компании в РФ</b>	<b>20,57</b>	<b>21,88</b>	<b>(6,0)%</b>	<b>74,89</b>	<b>48,80</b>	<b>48,61</b>	<b>53,5%</b>	<b>0,4%</b>
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции на заводах вне РФ	3,22	3,34	(3,6)%	12,22	10,79	7,30	13,3%	47,8%
<i>в т.ч. на заводах Ruhr Oel GmbH</i>	2,79	2,75	1,4%	10,60	10,79	7,30	(1,8)%	47,8%
<i>в т.ч. в Республике Беларусь</i>	0,43	0,59	(27,1)%	1,62	–	–	–	–
<b>Итого производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции</b>	<b>23,79</b>	<b>25,22</b>	<b>(5,7)%</b>	<b>87,11</b>	<b>59,59</b>	<b>55,91</b>	<b>46,2%</b>	<b>6,6%</b>

\* С учетом выпуска нефтепродуктов на газоперерабатывающих заводах.

<sup>1</sup> Справочно: Все объемы новых приобретенных активов показаны с даты приобретения. Проформа переработки нефти Компанией за сопоставимые периоды 2013 и 2012 гг. представлена в Приложении 1.

В четвертом квартале 2013 года общий объем переработки нефти на заводах Компании составил 24,65 млн тонн, что на 5,3% ниже по сравнению с третьим кварталом 2013 года. В основном, снижение переработки внутри РФ на 1,22 млн тонн связано с проведением плановых ремонтов на НПЗ Компании, включая Сызранский НПЗ, Саратовский НПЗ, Рязанская НПК.

В четвертом квартале 2013 года после проведением ремонтных работ в предыдущих периодах на заводах Германии увеличился объем переработки на 0,7%.

В связи с модернизацией заводов отмечается органический рост объема переработки нефти 1,7%\* на НПЗ Роснефти на территории РФ в 2013 году по отношению к 2012 году. Объем переработки нефти на заводах Ruhr Oel GmbH в Германии уменьшился незначительно по сравнению с 2012 годом, в связи с проведением внеплановых ремонтных работ на НПЗ Gelsenkirchen, PCK Schwedt и Bayernoil.

За 2012 год объем переработки нефти на НПЗ Роснефти увеличился на 6,4% по отношению к 2011 году как результат приобретения в мае 2011 года 50% доли в Ruhr Oel GmbH. Объем переработки на заводах РФ увеличился на 0,4%. Увеличение выработки керосина было вызвано изменением структуры выпуска продукции на Сызранском НПЗ в связи с повышенным спросом на данный продукт.

*\*Оценка по результатам проформы (см Приложение 1)*

## Результаты деятельности

Далее в таблице представлены данные в абсолютных величинах отчета о прибылях и убытках и их соответствующие изменения за рассматриваемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся				
	31 декабря 2013		30 сентября 2013		Изменение
		% от итога выручки		% от итога выручки	
	(млрд руб., за исключением %)				
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>					
Реализация нефти и газа	712	52,8%	691	51,0%	3,0%
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	620	45,9%	648	47,8%	(4,3)%
Вспомогательные услуги и прочая реализация	18	1,3%	14	1,0%	28,6%
Доход от зависимых и совместных компаний	0	0%	3	0,2%	(100,0)%
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых компаний</b>	<b>1 350</b>	<b>100,0%</b>	<b>1 356</b>	<b>100,0%</b>	<b>(0,4)%</b>
<b>Затраты и расходы</b>					
Производственные и операционные расходы	121	9,0%	99	7,3%	22,2%
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	120	8,9%	138	10,2%	(13,0)%
Общехозяйственные и административные расходы	32	2,4%	33	2,4%	(3,0)%
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	111	8,2%	108	8,0%	2,8%
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	6	0,4%	5	0,4%	20,0%
Износ, истощение и амортизация	123	9,1%	120	8,8%	2,5%
Налоги, кроме налога на прибыль	286	21,2%	291	21,5%	(1,7)%
Экспортная пошлина	401	29,7%	379	27,9%	5,8%
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>1 200</b>	<b>88,9%</b>	<b>1 173</b>	<b>86,5%</b>	<b>2,3%</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>150</b>	<b>11,1%</b>	<b>183</b>	<b>13,5%</b>	<b>(18,0)%</b>
Финансовые доходы	7	0,5%	7	0,5%	-
Финансовые расходы	(16)	(1,2)%	(11)	(0,8)%	45,5%
Прочие доходы	35	2,6%	158	11,7%	(77,8)%
Прочие расходы	(13)	(1,0)%	(26)	(1,9)%	(50,0)%
Курсовые разницы	(14)	(1,0)%	9	0,7%	(255,6)%
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>149</b>	<b>11,0%</b>	<b>320</b>	<b>23,6%</b>	<b>(53,4)%</b>
Налог на прибыль	(15)	(1,1)%	(40)	(2,9)%	(62,5)%
<b>Чистая прибыль</b>	<b>134</b>	<b>9,9%</b>	<b>280</b>	<b>20,6%</b>	<b>(52,1)%</b>
<b>Прочий совокупный доход/(расход) – реклассиф. впоследствии в состав прибыли</b>					
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций	-1	(0,1)%	3	0,2%	(133,3)%
Доходы/(расходы) от изменения справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, за вычетом налога	0	-	0	0,0%	-
<b>Итого прочий совокупный доход/(расход) – реклассиф. впоследствии в состав прибыли, за вычетом налогов</b>	<b>(1)</b>	<b>(0,1)%</b>	<b>3</b>	<b>0,2%</b>	<b>(133,3)%</b>
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>	<b>133</b>	<b>9,8%</b>	<b>283</b>	<b>20,9%</b>	<b>(53,0)%</b>

Результаты деятельности за сравнимые периоды 2013, 2012 и 2011 гг.

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение, %	
	2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
	(млрд руб.)			(%)	
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>					
Реализация нефти и газа	2 428	1 526	1 392	59,1%	9,6%
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	2 196	1 498	1 265	46,6%	18,4%
Вспомогательные услуги и прочая реализация	58	42	45	38,1%	(6,7)%
Доход от зависимых и совместных компаний	12	23	16	(47,8)%	43,8%
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых компаний</b>	<b>4 694</b>	<b>3 089</b>	<b>2 718</b>	<b>52,0%</b>	<b>13,6%</b>
<b>Затраты и расходы</b>					
Производственные и операционные расходы	389	247	189	57,5%	30,7%
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	432	319	298	35,4%	7,0%
Общехозяйственные и административные расходы	111	68	52	63,2%	30,8%
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	392	241	216	62,7%	11,6%
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	17	23	13	(26,1)%	76,9%
Износ, истощение и амортизация	392	206	193	90,3%	6,7%
Налоги, кроме налога на прибыль	1 024	672	498	52,4%	34,9%
Экспортная пошлина	1 382	901	790	53,4%	14,1%
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>4 139</b>	<b>2 677</b>	<b>2 249</b>	<b>54,6%</b>	<b>19,0%</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>555</b>	<b>412</b>	<b>469</b>	<b>34,7%</b>	<b>(12,2)%</b>
Финансовые доходы	21	24	20	(12,5)%	20,0%
Финансовые расходы	(56)	(15)	(19)	273,3%	(21,1)%
Прочие доходы	242	87	25	>100,0%	>100,0%
Прочие расходы	(59)	(50)	(48)	18,0%	4,2%
Курсовые разницы	(71)	11	(22)	(745,5)%	–
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>632</b>	<b>469</b>	<b>425</b>	<b>34,8%</b>	<b>10,4%</b>
Налог на прибыль	(81)	(104)	(90)	(22,1)%	15,6%
<b>Чистая прибыль</b>	<b>551</b>	<b>365</b>	<b>335<sup>1</sup></b>	<b>51,0%</b>	<b>9,0%</b>
<b>Прочий совокупный доход/(расход) – реклассиф. впоследствии в состав прибыли</b>					
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций	(11)	2	(1)	(650,0)%	–
Доходы/(расходы) от изменения справедливой стоимости финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, за вычетом налога	3	(3)	1	(200,0)%	–
<b>Итого прочий совокупный доход/(расход) – реклассиф. впоследствии в состав прибыли, за вычетом налогов</b>	<b>(8)</b>	<b>(1)</b>	<b>–</b>	<b>700,0%</b>	<b>–</b>
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>	<b>543</b>	<b>364</b>	<b>335</b>	<b>49,2%</b>	<b>8,7%</b>

<sup>1</sup> Скорректировано с учетом ретроспективного изменения учетной политики в результате применения новых стандартов см. «Эффект от изменения учетной политики за сопоставимые периоды 2012 года»

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся		
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	31 декабря 2013	31 декабря 2012	31 декабря 2011
ЕБИТДА	273	303	947	618	662
Маржа операционной прибыли	11,1%	13,5%	11,8%	13,3%	17,3%
Доля транспортных расходов в выручке	8,2%	8,0%	8,4%	7,8%	7,9%
Маржа чистой прибыли	9,9%	20,6%	11,7%	11,8%	12,3%

\* изменение в процентах может отличаться от данных из разных секций вследствие округления



### Выручка от реализации и доля в прибыли зависимых и совместных предприятий.

В четвертом квартале 2013 года выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний достигли 1 350 млрд руб., снизившись на 0,4%, что было вызвано, в основном, уменьшением цен на нефть на мировых рынках.

За двенадцать месяцев 2013 года выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний составили 4 694 млрд руб., увеличившись на 52,0%, в основном, за счет эффекта от приобретения активов ТНК, скомпенсированного снижением мировых цен. Цена нефти «Urals» уменьшилась на 2,3%, а мировые рыночные цены на дизельное топливо и мазут, выраженные в рублях, снизились на 1,2% и 3,8% соответственно.

Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний за двенадцать месяцев 2012 года увеличились на 13,6% по сравнению с двенадцатью месяцами 2011 года за счет роста объемов реализации и роста цен на продукцию. Цена нефти «Urals» увеличилась на 1,1%, а мировые рыночные цены на дизельное топливо и мазут, выраженные в рублях, выросли на 8,4% и 9,6% соответственно.

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

	За 3 месяца, закончившихся					Изменение в % за 4 и 3 кварталы 2013	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						Изменение в % за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2013		30 сентября 2013		2013		2012		2011		2013 и 2012	2012 и 2011			
	% от итого выручки	% от итого выручки	% от итого выручки	% от итого выручки	% от итого выручки		% от итого выручки	% от итого выручки	% от итого выручки	% от итого выручки					
(млрд руб., за исключением %)															
<b>Нефть</b>															
Реализация в странах дальнего зарубежья	608	45,2%	596	43,9%	2,0%	2 116	45,1%	1 421	46,0%	1 321	48,6%	48,9%	7,6%		
Европа и др. направления	451	33,6%	444	32,7%	1,6%	1 574	33,6%	1 033	33,4%	955	35,1%	52,4%	8,2%		
Азия	157	11,6%	152	11,2%	3,3%	542	11,5%	388	12,6%	366	13,5%	39,7%	6,0%		
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	41	3,0%	36	2,7%	13,9%	128	2,7%	78	2,5%	54	2,0%	64,1%	44,4%		
Реализация нефти на внутреннем рынке	22	1,6%	24	1,8%	(8,3)%	81	1,7%	5	0,2%	3	0,1%	>100,0%	66,7%		
<b>Итого реализация нефти</b>	<b>671</b>	<b>49,8%</b>	<b>656</b>	<b>48,4%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2 325</b>	<b>49,5%</b>	<b>1 504</b>	<b>48,7%</b>	<b>1 378</b>	<b>50,7%</b>	<b>54,6%</b>	<b>9,1%</b>		
<b>Реализация газа</b>	<b>41</b>	<b>3,0%</b>	<b>35</b>	<b>2,6%</b>	<b>17,1%</b>	<b>103</b>	<b>2,2%</b>	<b>22</b>	<b>0,7%</b>	<b>14</b>	<b>0,5%</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>57,1%</b>		
<b>Нефтепродукты</b>															
Реализация в странах дальнего зарубежья	322	23,8%	336	24,8%	(4,2)%	1 165	24,8%	856	27,7%	712	26,2%	36,1%	20,2%		
Европа и др. направления	235	17,4%	265	19,6%	(11,3)%	871	18,5%	628	20,3%	488	18,0%	38,7%	28,7%		
Азия	87	6,4%	71	5,2%	22,5%	294	6,3%	228	7,4%	224	8,2%	28,9%	1,8%		
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	25	1,9%	32	2,4%	(21,9)%	84	1,8%	11	0,4%	8	0,3%	>100,0%	37,5%		
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	230	17,0%	239	17,6%	(3,8)%	794	16,9%	497	16,1%	448	16,4%	59,8%	10,9%		
Оптовая реализация	132	9,7%	141	10,4%	(6,4)%	455	9,7%	297	9,6%	270	9,9%	53,2%	10,0%		
Розничная реализация	98	7,3%	98	7,2%	0,0%	339	7,2%	200	6,5%	178	6,5%	69,5%	12,4%		
Реализация бункерного топлива покупателям	16	1,2%	19	1,4%	(15,8)%	59	1,3%	50	1,6%	37	1,4%	18,0%	35,1%		
<b>Итого реализация нефтепродуктов</b>	<b>593</b>	<b>43,9%</b>	<b>626</b>	<b>46,2%</b>	<b>(5,3)%</b>	<b>2 102</b>	<b>44,8%</b>	<b>1 414</b>	<b>45,8%</b>	<b>1 205</b>	<b>44,3%</b>	<b>48,7%</b>	<b>17,3%</b>		
<b>Реализация продуктов нефтехимии</b>	<b>27</b>	<b>2,0%</b>	<b>22</b>	<b>1,6%</b>	<b>22,7%</b>	<b>94</b>	<b>2,0%</b>	<b>84</b>	<b>2,7%</b>	<b>60</b>	<b>2,2%</b>	<b>11,9%</b>	<b>40,0%</b>		
Реализация в зарубежных странах	23	1,7%	20	1,5%	15,0%	82	1,7%	73	2,3%	50	1,8%	12,3%	46,0%		
Реализация на внутреннем рынке	4	0,3%	2	0,1%	100,0%	12	0,3%	11	0,4%	10	0,4%	9,1%	10,0%		
<b>Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка</b>	<b>18</b>	<b>1,3%</b>	<b>14</b>	<b>1,0%</b>	<b>28,6%</b>	<b>58</b>	<b>1,2%</b>	<b>42</b>	<b>1,4%</b>	<b>45</b>	<b>1,7%</b>	<b>38,1%</b>	<b>(6,7)%</b>		
<b>Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>	<b>3</b>	<b>0,2%</b>	<b>(100,0)%</b>	<b>12</b>	<b>0,3%</b>	<b>23</b>	<b>0,7%</b>	<b>16</b>	<b>0,6%</b>	<b>(47,8)%</b>	<b>43,8%</b>		
<b>Итого реализация</b>	<b>1 350</b>	<b>100,0%</b>	<b>1 356</b>	<b>100,0%</b>	<b>(0,4)%</b>	<b>4 694</b>	<b>100,0%</b>	<b>3 089</b>	<b>100,0%</b>	<b>2 718</b>	<b>100,0%</b>	<b>52,0%</b>	<b>13,6%</b>		

\* изменение в процентах может отличаться от данных из разных секций вследствие округления

## Объем реализации

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

	За 3 месяца, закончившихся				(%)	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						(%). Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013		30 сентября 2013		Изменение за 4 и 3 кварталы	2013		2012		2011		2013 и 2012	2012 и 2011
Нефть	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема	2013	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема	млн барр.	% от общего объема		
Реализация в странах дальнего зарубежья	180,4	46,1%	171,6	43,4%	5,1%	644,2	45,4%	438,2	46,9%	433,8	48,9%	47,0%	1,0%
Европа и др. направления	131,8	33,7%	124,4	31,5%	5,9%	468,2	33,0%	306,5	32,8%	301,4	34,0%	52,8%	1,7%
Азия	48,6	12,4%	47,2	11,9%	3,0%	176,0	12,4%	131,7	14,1%	132,4	14,9%	33,6%	(0,5)%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	20,6	5,3%	18,4	4,7%	12,0%	72,1	5,1%	47,5	5,1%	33,6	3,8%	51,8%	41,4%
Реализация на внутреннем рынке	12,6	3,2%	13,2	3,4%	(4,5)%	50,1	3,5%	3,7	0,4%	2,2	0,2%	>100,0%	68,2%
<b>Итого нефть</b>	<b>213,6</b>	<b>54,6%</b>	<b>203,2</b>	<b>51,5%</b>	<b>5,1%</b>	<b>766,4</b>	<b>54,0%</b>	<b>489,4</b>	<b>52,4%</b>	<b>469,6</b>	<b>52,9%</b>	<b>56,6%</b>	<b>4,2%</b>
<b>Нефть</b>	<b>млн тонн</b>		<b>млн тонн</b>			<b>млн тонн</b>		<b>млн тонн</b>		<b>млн тонн</b>			
Реализация в странах дальнего зарубежья	24,5	46,1%	23,3	43,4%	5,1%	87,5	45,4%	59,9	46,9%	59,3	48,9%	47,0%	1,0%
Европа и др. направления	17,9	33,7%	16,9	31,5%	5,9%	63,6	33,0%	41,9	32,8%	41,2	34,0%	52,8%	1,7%
Азия	6,6	12,4%	6,4	11,9%	3,0%	23,9	12,4%	18,0	14,1%	18,1	14,9%	33,6%	(0,5)%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	2,8	5,3%	2,5	4,7%	12,0%	9,8	5,1%	6,5	5,1%	4,6	3,8%	51,8%	41,4%
Реализация на внутреннем рынке	1,7	3,2%	1,8	3,4%	(4,5)%	6,8	3,5%	0,5	0,4%	0,3	0,2%	>100,0%	68,2%
<b>Итого нефть</b>	<b>29,0</b>	<b>54,6%</b>	<b>27,6</b>	<b>51,5%</b>	<b>5,1%</b>	<b>104,1</b>	<b>54,0%</b>	<b>66,9</b>	<b>52,4%</b>	<b>64,2</b>	<b>52,9%</b>	<b>56,6%</b>	<b>4,2%</b>
<b>Нефтепродукты</b>													
Реализация в странах дальнего зарубежья	12,7	23,9%	13,4	24,9%	(5,2)%	47,5	24,6%	33,2	25,9%	30,5	25,2%	43,1%	8,9%
Европа и др. направления	9,3	17,5%	10,8	20,0%	(13,9)%	35,8	18,5%	24,7	19,2%	21,1	17,4%	44,9%	17,1%
Азия	3,4	6,4%	2,6	4,9%	30,8%	11,7	6,1%	8,5	6,7%	9,4	7,8%	37,6%	(9,6)%
Реализация в странах ближнего зарубежья (СНГ)	0,9	1,7%	1,1	2,1%	(18,2)%	3,1	1,6%	0,5	0,4%	0,4	0,3%	>100,0%	25,0%
Реализация на внутреннем рынке	8,8	16,6%	9,7	18,1%	(9,3)%	31,8	16,5%	21,4	16,8%	21,4	17,7%	48,6%	0,0%
Оптовая реализация	6,0	11,3%	6,7	12,5%	(10,4)%	21,6	11,2%	14,6	11,5%	14,9	12,3%	47,9%	(2,0)%
Розничная реализация	2,8	5,3%	3,0	5,6%	(6,7)%	10,2	5,3%	6,8	5,3%	6,5	5,4%	50,0%	4,6%
Реализация бункерного топлива покупателям	0,9	1,7%	1,0	1,9%	(10,0)%	3,3	1,7%	2,8	2,2%	2,5	2,1%	17,9%	12,0%
<b>Итого реализация нефтепродуктов</b>	<b>23,3</b>	<b>43,9%</b>	<b>25,2</b>	<b>47,0%</b>	<b>(7,5)%</b>	<b>85,7</b>	<b>44,4%</b>	<b>57,9</b>	<b>45,3%</b>	<b>54,8</b>	<b>45,3%</b>	<b>48,0%</b>	<b>5,7%</b>
<b>Реализация продукции нефтехимии</b>	<b>0,8</b>	<b>1,5%</b>	<b>0,8</b>	<b>1,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>3,1</b>	<b>1,6%</b>	<b>2,9</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,2</b>	<b>1,8%</b>	<b>6,9%</b>	<b>31,8%</b>
Реализация в зарубежных странах	0,6	1,1%	0,6	1,1%	0,0%	2,3	1,2%	2,2	1,8%	1,5	1,2%	4,5%	46,7%
Реализация на внутреннем рынке	0,2	0,4%	0,2	0,4%	0,0%	0,8	0,4%	0,7	0,5%	0,7	0,6%	14,3%	0,0%
<b>Итого нефть, нефтепродукты, нефтехимия</b>	<b>53,1</b>	<b>100,0%</b>	<b>53,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>(0,9)%</b>	<b>192,9</b>	<b>100,0%</b>	<b>127,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>121,2</b>	<b>100%</b>	<b>51,1%</b>	<b>5,4%</b>
<b>Газ</b>	<b>млрд. куб. м</b>		<b>млрд. куб. м</b>			<b>млрд. куб. м</b>		<b>млрд. куб. м</b>		<b>млрд. куб. м</b>			
<b>Объем реализации</b>	<b>14,55</b>		<b>11,90</b>		<b>22,3%</b>	<b>39,07</b>		<b>11,08</b>		<b>9,74</b>		<b>&gt;100,0%</b>	<b>13,8%</b>

## Средние цены реализации нефти и нефтепродуктов

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

	За 3 месяца, закончившихся				%	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						(%). Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013		30 сентября 2013			2013		2012		2011			
Средняя цена реализации на внешних рынках	(тыс. руб./бarr.)	(тыс. руб./тонн)	(тыс. руб./бarr.)	(тыс. руб./тонн)	Изменение за 4 и 3 кварталы 2013	(тыс. руб./бarr.)	(тыс. руб./тонн)	(тыс. руб./бarr.)	(тыс. руб./тонн)	(тыс. руб./бarr.)	(тыс. руб./тонн)	2013 и 2012	2012 и 2011
Реализация нефти в странах дальнего зарубежья	3,39	25,0	3,47	25,5	(2,0)%	3,29	24,2	3,24	23,7	3,04	22,3	2,1%	6,3%
Европа и др. направления	3,45	25,4	3,56	26,2	(3,1)%	3,37	24,8	3,37	24,6	3,17	23,2	0,8%	6,0%
Азия	3,23	23,8	3,23	23,8	0,0%	3,08	22,7	2,95	21,6	2,76	20,2	5,1%	6,9%
Реализация нефти в странах ближнего зарубежья (СНГ)	1,92	14,1	1,92	14,1	0,0%	1,76	13,0	1,66	12,1	1,61	11,8	7,4%	2,5%
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья		25,3		25,1	0,8%		24,5		25,8		23,4	(5,0)%	10,3%
Европа и др. направления		25,2		24,6	2,4%		24,3		25,4		23,2	(4,3)%	9,5%
Азия		25,8		27,2	(5,1)%		25,2		26,8		23,9	(6,0)%	12,1%
Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья (СНГ)		27,2		29,7	(8,4)%		27,0		23,4		21,8	15,4%	7,3%
<b>Средняя цена на внутреннем рынке</b>													
Нефть	1,70	12,5	1,81	13,3	(6,0)%	1,61	11,9	1,40	10,3	1,39	10,2	15,5%	1,0%
Нефтепродукты		25,9		24,6	5,3%		24,9		23,1		20,9	7,8%	10,5%
Оптовая реализация		22,0		21,2	3,8%		21,1		20,2		18,2	4,5%	11,0%
Розничная реализация		34,3		32,2	6,5%		33,0		29,4		27,1	12,2%	8,5%
Газ (тыс. руб./тыс. куб.м)		2,79		2,97	(6,1)%		2,63		1,97		1,47	33,5%	34,0%
Реализация бункерного топлива покупателям		18,0		18,5	(2,7)%		18,0		17,9		15,4	0,6%	16,2%
Продукция нефтехимии		29,5		30,0	(1,7)%		29,9		29,8		27,0	0,3%	10,4%
Реализация в зарубежных странах		36,4		36,4	0,0%		35,8		33,9		33,0	5,6%	2,7%
Реализация на внутреннем рынке		14,1		11,4	23,7%		14,3		16,8		14,0	(14,9)%	20,0%

\*средняя цена рассчитана от неокругленных данных

## Реализация нефти в странах дальнего зарубежья

В четвертом квартале 2013 года выручка от реализации нефти в странах дальнего зарубежья составила 608 млрд руб. по сравнению с 596 млрд руб. в третьем квартале 2013. Положительный эффект в размере 31 млрд руб., вызванный увеличением объемов реализации на 5,1%, был частично скомпенсирован снижением средних цен реализации на 2,0% (негативный эффект в размере 19 млрд руб.). Увеличение объемов реализации обусловлено ростом отгрузок по долгосрочным контрактам по поставкам нефти.

Рост выручки от реализации нефти в странах дальнего зарубежья составил 695 млрд руб. за 2013 год по сравнению с 2012 годом или 48,9%. Увеличение объемов реализации составило 47,0% (позитивный эффект в размере 652 млрд руб.), а также сопровождалось незначительным ростом цен на 2,1%, имевшим положительный эффект на выручку в размере 43 млрд руб.

Рост выручки от реализации нефти в странах дальнего зарубежья за 2012 год по сравнению с 2011 годом составил 7,6%. Рост цен на 6,3%, имевший положительный эффект на выручку в размере 87 млрд руб., сопровождался небольшим увеличением объемов реализации на 1,0% (позитивный эффект в размере 13 млрд руб.).

Отклонение между ценой реализации на Азиатском направлении за четвертый квартал 2013 года и средними мировыми ценами в регионе ("Дубай") связано с ежегодными поставками 6 млн тонн нефти (44,17 млн барр.) в АК Транснефть согласно условиям договора поставки 2009 года. Указанные объемы реализуются АК Транснефть для последующей поставки в Китай, исходя из принципа равно доходности с экспортом Компании в КНР. С учетом этого, реализация нефти в адрес АК Транснефть включается в объем экспорта Компании, но реализация происходит без начисления экспортной пошлины, которая, соответственно, не увеличивает цену реализации.

Доля реализации через АК Транснефть в общем объеме поставок нефти в Азиатский регион сократилась в четвертом квартале 2013 года. Без учета реализации АК Транснефть (20 млрд руб.) в четвертом квартале 2013 года средняя цена на Азиатском направлении не изменилась по сравнению с третьим кварталом 2013 года и составила 3,6 тыс. руб. за баррель.

В 2013 году средняя цена на Азиатском направлении составила 3,5 тыс. руб. за баррель без учета реализации АК Транснефть (78 млрд руб.)

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

Выручка от реализации нефти в странах СНГ за четвертый квартал 2013 года составила 41 млрд руб., что на 13,9% больше, чем за третий квартал 2013 в результате роста объемов реализации на 12,0%.

Сумма выручки за 2013 год составила 128 млрд руб. и увеличилась на 64,1% по сравнению с 2012 годом в основном в связи с ростом объемов реализации на 51,8% (положительный эффект на выручку в размере 40 млрд руб.), который сопровождался увеличением цены реализации на 7,4% (позитивный эффект на выручку в размере 10 млрд руб.).

За 2012 год выручка от реализации нефти в странах СНГ (Белоруссия, Казахстан) увеличилась на 24 млрд руб. по сравнению с 2011 годом за счёт роста объемов реализации на 41,4% (положительный эффект на выручку в размере 22 млрд руб.) и роста цен на 2,5% (положительный эффект на выручку в размере 2 млрд руб.).

### **Реализация нефти на внутреннем рынке**

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за четвертый квартал 2013 года составила 22 млрд руб., что на 8,3% меньше, чем за третий квартал 2013. Снижение объемов продаж на внутреннем рынке на 4,5% , сопровождалось уменьшением средней цены реализации нефти на 6,0%, негативный эффект в размере 1 млрд руб. и 1 млрд руб., соответственно.

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за 2013 год составила 81 млрд руб. Увеличение объемов реализации более чем в 12 раз (положительный эффект 65 млрд руб.) сопровождалось ростом цены на 15,5% (позитивный эффект 11 млрд руб.)

## Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья

В таблице приведены выручка и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных в странах дальнего зарубежья:

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения между		
	31 декабря 2013			30 сентября 2013			4 и 3 кварталами 2013 г.		
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн
Бензины высокооктановые	4	0,2	28,9	6	0,2	30,4	(33,3)%	0,0%	(4,9)%
Бензины низкооктановые	1	0,1	34,1	0	0,0	35,5	–	–	(3,9)%
Нафта	29	0,9	30,5	36	1,3	29,6	(19,4)%	(30,8)%	3,0%
Дизтопливо	89	3,0	30,0	89	2,9	30,4	0,0%	3,4%	(1,3)%
Мазут	109	5,3	19,8	119	6,2	19,6	(8,4)%	(14,5)%	1,0%
Керосин	0	0,0	37,1	1	0,0	37,3	(100,0)%	0,0%	(0,5)%
Прочее	22	0,8	28,4	14	0,5	25,7	57,1%	60,0%	10,5%
<b>Итого нефтепродуктов, экспортированных в дальнее зарубежье</b>	<b>254</b>	<b>10,3</b>	<b>24,5</b>	<b>265</b>	<b>11,1</b>	<b>24,2</b>	<b>(4,2)%</b>	<b>(7,2)%</b>	<b>1,2%</b>
<i>Нефтепродукты, реализованные с НПЗ ROG</i>	65	2,3	28,9	68	2,2	30,0	(4,4)%	4,5%	(3,7)%
<i>Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне РФ</i>	3	0,1	30,9	3	0,1	31,1	0,0%	0,0%	(0,6)%
<b>Итого реализация НП</b>	<b>322</b>	<b>12,7</b>	<b>25,3</b>	<b>336</b>	<b>13,4</b>	<b>25,1</b>	<b>(4,2)%</b>	<b>(5,2)%</b>	<b>0,8%</b>

В четвертом квартале 2013 года выручка от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья составила 322 млрд руб., что на 4,2% меньше показателя третьего квартала 2013 (негативный эффект 14 млрд руб.). Снижение вызвано уменьшением объемов реализации нефтепродуктов на 5,2% или 18 млрд руб., и было частично скомпенсировано ростом цен на 0,8% (позитивный эффект 4 млрд руб.).

В таблице приведены выручка и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных в странах дальнего зарубежья.

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря									% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	2013			2012			2011			2013 и 2012			2012 и 2011		
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн
Бензины высокооктановые	17	0,6	29,2	7	0,2	37,2	14	0,6	25,4	>100,0%	>100,0%	(21,5)%	(50,0)%	(66,7)%	46,5%
Бензины низкооктановые	2	0,1	34,9	5	0,2	30,1	6	0,3	27,7	(60,0)%	(50,0)%	15,9%	(16,7)%	(33,3)%	8,7%
Нафта	118	4,1	28,7	104	3,6	28,8	94	3,5	26,7	13,5%	13,9%	(0,3)%	10,6%	2,9%	7,9%
Дизтопливо	322	11,1	29,1	203	7,0	29,1	183	6,8	27,0	58,6%	58,6%	0,0%	10,9%	2,9%	7,8%
Мазут	397	20,7	19,2	254	12,6	19,9	241	13,1	18,4	56,3%	64,3%	(3,5)%	5,4%	(3,8)%	8,2%
Керосин	2	0,0	37,6	1	0,0	37,6	1	0,0	31,7	100,0%	–	0,0%	0,0%	–	18,6%
Прочее	50	1,9	26,4	5	0,3	27,0	8	0,3	25,5	>100,0%	>100,0%	(2,2)%	(37,5)%	0,0%	5,9%
<b>Итого нефтепродуктов, экспортированных в дальнее зарубежье</b>	<b>908</b>	<b>38,5</b>	<b>23,6</b>	<b>579</b>	<b>23,9</b>	<b>24,2</b>	<b>547</b>	<b>24,6</b>	<b>22,3</b>	<b>56,8%</b>	<b>61,1%</b>	<b>(2,5)%</b>	<b>5,9%</b>	<b>(2,8)%</b>	<b>8,5%</b>
<i>Нефтепродукты, реализованные с НПЗ ROG</i>	245	8,6	28,5	260	8,7	29,7	165	5,9	27,9	(5,8)%	(1,1)%	(4,0)%	57,6%	47,5%	6,5%
<i>Нефтепродукты, приобретенные и реализованные вне РФ</i>	12	0,4	30,1	17	0,6	29,3	–	–	–	(29,4)%	(33,3)%	2,7%	–	–	–
<b>Итого реализация НП</b>	<b>1 165</b>	<b>47,5</b>	<b>24,5</b>	<b>856</b>	<b>33,2</b>	<b>25,8</b>	<b>712</b>	<b>30,5</b>	<b>23,4</b>	<b>36,1%</b>	<b>43,1%</b>	<b>(5,0)%</b>	<b>20,2%</b>	<b>8,9%</b>	<b>10,3%</b>

Выручка от реализации нефтепродуктов в дальнем зарубежье за 2013 год составила 1 165 млрд руб., что на 36,1% больше показателя 2012 года. Рост объемов составил 43,1% (позитивный эффект 369 млрд руб.). Значительный рост объемов реализации был скомпенсирован снижением цен реализации на 5,0% (негативный эффект 60 млрд руб.).

Выручка от реализации нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья за 2012 год выросла на 20,2% по сравнению с 2011 годом. Рост объемов стал следствием приобретения 50% доли в Ruhr Oel GmbH.

### Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

В таблице ниже приведены выручка и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке:

	За 3 месяца, закончившихся						% изменения между		
	31 декабря 2013			30 сентября 2013			4 и 3 кварталами 2013 г.		
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн
Бензины высокооктановые	96	2,8	33,2	97	3,1	31,9	(1,0)%	(9,7)%	4,1%
Бензины низкооктановые	1	0,1	28,4	1	0,0	22,7	0,0%	–	25,1%
Диз. топливо	88	2,9	29,9	89	3,1	28,2	(1,1)%	(6,5)%	6,0%
Мазут	7	0,7	10,1	5	0,5	10,9	40,0%	40,0%	(7,3)%
Керосин	23	0,9	27,3	27	1,1	24,7	(14,8)%	(18,2)%	10,5%
Прочее	15	1,4	10,5	20	1,9	10,1	(25,0)%	(26,3)%	4,0%
<b>Итого</b>	<b>230</b>	<b>8,8</b>	<b>25,9</b>	<b>239</b>	<b>9,7</b>	<b>24,6</b>	<b>(3,8)%</b>	<b>(9,3)%</b>	<b>5,3%</b>

В четвертом квартале 2013 года выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке составила 230 млрд руб., что на 3,8% меньше показателя третьего квартала 2013 года. В Компании отмечается снижение продаж нефтепродуктов по причине уменьшения объемов выпуска продукции на НПЗ Компании, включая Сызранский НПЗ, Саратовский НПЗ, Рязанская НПЗ, в связи с проведением плановых ремонтов на указанных НПЗ.

В таблице ниже приведены выручка и средние цены за тонну нефтепродуктов, реализованных на внутреннем рынке:

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря									% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	2013			2012			2011			2013 и 2012			2012 и 2011		
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн
Бензины высокооктановые	334	10,5	31,7	188	6,3	30,0	174	6,3	27,4	77,7%	66,7%	5,7%	8,0%	0,0%	9,5%
Бензины низкооктановые	4	0,2	24,0	7	0,4	24,7	7	0,3	22,5	(42,9)%	(50,0)%	(2,8)%	0,0%	33,3%	9,8%
Диз. топливо	305	10,7	28,4	212	8,7	24,9	196	9,5	20,7	43,9%	23,0%	14,1%	8,2%	(8,4)%	20,3%
Мазут	19	1,9	10,2	17	1,6	10,6	19	2,1	9,2	11,8%	18,8%	(3,8)%	(10,5)%	(23,8)%	15,2%
Керосин	77	3,1	25,4	39	1,6	25,4	25	1,1	22,1	97,4%	93,8%	0,0%	56,0%	45,5%	14,9%
Прочее	55	5,4	10,1	34	2,8	10,9	27	2,1	12,7	61,8%	92,9%	(7,3)%	25,9%	33,3%	(14,2)%
<b>Итого</b>	<b>794</b>	<b>31,8</b>	<b>24,9</b>	<b>497</b>	<b>21,4</b>	<b>23,1</b>	<b>448</b>	<b>21,4</b>	<b>20,9</b>	<b>59,8%</b>	<b>48,6%</b>	<b>7,8%</b>	<b>10,9%</b>	<b>0,0%</b>	<b>10,5%</b>

Выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке за 2013 год составила 794 млрд руб., что на 59,8% больше показателя за 2012 год. Положительный эффект оказали рост объемов реализации на 48,6% (позитивный эффект 240 млрд руб.), а также рост цен на 7,8% (позитивный эффект 57 млрд руб.)

Компания расширила клиентскую базу по реализации авиакеросина «в крыло» (высокопремиальный канал) за счет привлечения крупных контрагентов. В результате объем реализации авиакеросина в 2013 году увеличился практически в два раза по сравнению с 2012 годом.

Выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке за 2012 год выросла на 10,9% по сравнению с 2011 годом и составила 497 млрд руб. Основным фактором увеличения был рост средних цен на 10,5% (позитивный эффект на выручку в размере 49 млрд руб.)

### Реализация бункерного топлива покупателям

Компания осуществляет реализацию бункерного топлива (мазут, топливо маловязкое судовое, дизельное топливо) в морских (Дальний Восток, Север и Юг Европейской части России) и речных (Волго-Донской бассейн и реки Западной Сибири) портах Российской Федерации, а также в портах за пределами Российской Федерации.

Выручка от реализации бункерного топлива за четвертый квартал 2013 года снизилась на 15,8% по сравнению с третьим кварталом 2013 и составила 16 млрд руб., в основном, за счёт сезонного фактора.

В 2013 году выручка от реализации бункерного топлива увеличилась на 18,0% или 9 млрд руб., по сравнению с 2012 годом.

Рост цен на 16,2% в совокупности с увеличением объемов реализации на 12,0% привел к увеличению выручки на 35,1% или 13 млрд руб. в 2012 году по сравнению с 2011 годом.

Компания расширяет направление бункеровка, с этой целью заключены долгосрочные контракты с контрагентами в Дальневосточном регионе, организованы бункеровки на «Морском перегрузочном комплексе ОАО «НК «Роснефть» (Глубоководный причал)» и вторым бортом во время проведения грузовых операций танкеров-отвозчиков в Черном море. В 2013 году также введен в эксплуатацию второй танкер-бункеровщик в Черном море.

### **Реализация продукции нефтехимии**

Выручка от реализации продукции нефтехимии в четвертом квартале 2013 года составила 27 млрд руб. или прирост на 22,7% по сравнению с третьим кварталом 2013 года. Положительный эффект на выручку оказало увеличение цены реализации на внутреннем рынке.

В четвертом квартале 2013 объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, увеличился по сравнению с третьим кварталом 2013 года на 6,0% и составил 0,6 млн тонн.

Рост выручки от реализации продукции нефтехимии на 11,9% в 2013 году по сравнению с 2012 годом связан с увеличением объемов реализации на 6,9% (позитивный эффект 6 млрд руб.) За 2013 год объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, составил 2,2 млн тонн.

Рост выручки от реализации продукции нефтехимии на 40,0% за 2012 год по сравнению с 2011 годом связан с приобретением 50% доли в Ruhr Oel GmbH в мае 2011 года. Объем реализации продукции нефтехимии, произведенной на заводах Ruhr Oel GmbH, составил 2,05 млн тонн и 1,38 млн тонн в 2012 и 2011 годах, соответственно.

### **Реализация газа**

Поставки газа НК «Роснефть» до недавнего времени носили ограниченный характер, однако, долгосрочная стратегия Компании предусматривает значительный рост в газовом сегменте рынка. Газпром контролирует Единую систему газоснабжения (ЕСГ) и является монопольным поставщиком природного газа на внутреннем рынке и единственным экспортером российского газа.

В таблице ниже приведены выручка, объем реализации и средние цены за тыс. куб. м. газа, реализованного Группой:

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>			<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
<b>Выручка</b>	<b>(млрд руб.)</b>		<b>%</b>	<b>(млрд руб.)</b>			<b>%</b>	
Западная Сибирь	27,6	14,8	86,5%	55,4	5,7	4,1	871,9%	39,0%
Юг России	2,9	2,5	16,0%	9,7	8,0	6,8	21,3%	17,6%
Дальний Восток	0,4	0,2	100,0%	1,3	1,4	1,2	(7,1)%	16,7%
Европейская часть России и прочее	9,3	12,4	(25,0)%	29,9	6,7	2,1	346,3%	219,0%
За пределами РФ	0,4	5,5	(92,7)%	6,6	0,0	0,0	–	–
<b>Итого</b>	<b>40,6</b>	<b>35,4</b>	<b>14,7%</b>	<b>102,9</b>	<b>21,8</b>	<b>14,2</b>	<b>372,0%</b>	<b>53,5%</b>
<b>Продажи</b>	<b>(млрд куб. м)</b>		<b>%</b>	<b>(млрд куб. м)</b>			<b>%</b>	
Западная Сибирь	10,31	6,17	67,1%	24,02	4,54	5,09	429,1%	(10,8)%
Юг России	0,86	0,74	16,2%	3,11	3,02	2,91	3,0%	3,8%
Дальний Восток	0,16	0,10	60,0%	0,58	0,72	0,71	(19,4)%	1,4%
Европейская часть России и прочее	3,08	4,33	(28,9)%	10,42	2,80	1,03	272,1%	171,8%
За пределами РФ	0,14	0,56	(75,0)%	0,94	0,00	0,00	–	–
<b>Итого</b>	<b>14,55</b>	<b>11,90</b>	<b>22,3%</b>	<b>39,07</b>	<b>11,08</b>	<b>9,74</b>	<b>252,6%</b>	<b>13,8%</b>
<b>Средняя цена</b>	<b>(тыс. руб./тыс. куб. м)</b>		<b>%</b>	<b>(тыс. руб./тыс. куб. м)</b>			<b>%</b>	
Западная Сибирь	2,63	2,23	17,9%	2,24	1,25	0,80	79,2%	56,3%
Юг России	3,33	3,40	(2,1)%	3,12	2,64	2,35	18,2%	12,3%
Дальний Восток	2,35	2,44	(3,7)%	2,29	1,88	1,62	21,8%	16,0%
Европейская часть России и прочее	3,01	3,05	(1,3)%	2,91	2,45	2,09	18,8%	17,2%
За пределами РФ	2,60	9,72	(73,3)%	6,97	0,00	0,00	–	–
<b>Средняя цена реализации Группы</b>	<b>2,79</b>	<b>2,97</b>	<b>(6,1)%</b>	<b>2,63</b>	<b>1,97</b>	<b>1,47</b>	<b>33,5%</b>	<b>34,0%</b>

\*средняя цена рассчитана от неокругленных данных

Выручка от реализации газа в четвертом квартале 2013 года составила 41 млрд руб., что стало следствием приобретения активов компании ООО «НГК «Итера», доля которых в выручке в четвертом квартале 2013 составила 43,8%. Органический рост объемов продаж газа вызван началом отопительного сезона в осенне-зимний период. Удаленность региона реализации газа от добывающих предприятий стала одним из важнейших факторов при формировании цены в 4 квартале 2013 года. В октябре 2013 года был пересмотр тарифов на газ в сторону увеличения на 1,9%.

Колебание средней цены в 4 квартале по сравнению с 3 кварталом 2013г. связано с изменением направлений реализации, снижение объемов поставок в Европу и увеличение поставок в Западной Сибири. Изменение структуры продаж в сторону увеличения доли поставок газа населению оказало негативное влияние на среднюю цену реализации.

Рост выручки от реализации газа за 2013 год составил 81 млрд руб. по сравнению с 2012 годом и был вызван приобретением активов компаний ТНК и ООО «НГК «Итера». Компания нацелена на расширение газового бизнеса с учетом интеграции активов ООО «НГК «Итера» и приобретения активов ОАО «Сибнефтегаз» в конце декабря 2013 года, а также за счет разработки своих перспективных месторождений и увеличения степени утилизации ПНГ.

Рост выручки за 2012 год на 53,5% по сравнению с 2011 годом был вызван как ростом цен на 34,0%, так и увеличением объемов реализации, что имело позитивный эффект на выручку в размере 6 млрд руб. и 2 млрд руб., соответственно.

#### **Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка**

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



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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря						
	31 декабря 2013	30 сентября 2013		2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011					
	% от итого выручки	% от итого выручки	2013	% от итого выручки	% от итого выручки	% от итого выручки							
	(млрд руб., за исключением %)												
Услуги бурения	0,9	4,9%	1,0	7,0%	(10,0)%	2,9	5,0%	2,2	5,3%	1,2	2,7%	31,8%	83,3%
Продажа материалов	3,8	20,9%	3,1	21,7%	22,6%	13,0	22,3%	10,1	24,3%	10,1	22,6%	28,7%	0,0%
Ремонт и обслуживание	1,4	7,7%	0,9	6,3%	55,6%	2,7	4,6%	3,3	7,9%	3,2	7,2%	(18,2)%	3,1%
Аренда	1,0	5,5%	1,1	7,7%	(9,1)%	3,6	6,2%	2,8	6,7%	2,5	5,6%	28,6%	12,0%
Строительство	0,4	2,2%	0,1	0,7%	300,0%	0,7	1,2%	2,2	5,3%	2,8	6,3%	(68,2)%	(21,4)%
Транспорт	2,5	13,7%	1,6	11,2%	56,3%	8,5	14,6%	7,2	17,3%	8,1	18,1%	18,1%	(11,1)%
Передача и продажа электроэнергии	2,5	13,7%	1,4	9,8%	78,6%	6,2	10,6%	4,6	11,1%	8,9	19,9%	34,8%	(48,3)%
Прочее	5,7	31,4%	5,1	35,6%	11,8%	20,8	35,5%	9,2	22,1%	7,9	17,6%	126,1%	16,5%
<b>Итого</b>	<b>18,2</b>	<b>100,0%</b>	<b>14,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>27,3%</b>	<b>58,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>41,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>44,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>40,4%</b>	<b>(6,9)%</b>

Реализация вспомогательных услуг и прочая выручка за четвертый квартал 2013 года составили 18,2 млрд руб., рост на 27,3% по сравнению с предыдущим кварталом.

За 2013 год реализация вспомогательных услуг и прочая выручка составили 58,4 млрд руб., что на 40,4% больше показателя предыдущего года.

#### Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий

В четвертом квартале 2013 года доля в прибыли зависимых и совместных компаний сократилась на 3 млрд руб. по сравнению с третьим кварталом 2013 года. На отрицательный результат от деятельности зависимых и совместных компаний повлияла переоценка чистой прибыли по активам Венесуэлы. Исключая разовые эффекты, доля в прибыли зависимых и совместных компаний не изменилась и составила 3 млрд руб.

По сравнению с 2012 годом доля в прибыли зависимых компаний сократилась на 11 млрд руб. и составила 12 млрд руб. Уменьшение прибыли в зависимых компаниях, в основном, связано с исключением прибыли по Верхнечонскнефтегаз, поскольку его активы с момента приобретения полностью консолидируются в Компанию. В 2012 и 2011 гг. доля в прибыли зависимых компаний составила 23 млрд руб. и 16 млрд руб., соответственно.

## Затраты и расходы

### Производственные и операционные расходы

Структура операционных расходов по операционным сегментам Компании представлена в таблице ниже:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
	(млрд руб.)		(%)	(млрд руб.)			(%)	
Геологоразведка и добыча	61,7	57,5	7,3%	201,9	85,0	70,7	>100,0%	20,2%
Затраты по экологическим резервам сегмента	1,7	–	–	1,7	0,7	–	>100,0%	–
Геологоразведка и добыча	49,4	34,1	44,9%	153,7	130,0	89,8	18,2%	44,8%
Переработка, маркетинг и сбыт	8,3	7,0	18,6%	31,7	30,8	28,7	2,9%	7,3%
Прочие								
<b>Итого</b>	<b>121,1</b>	<b>98,6</b>	<b>22,8%</b>	<b>389,0</b>	<b>246,5</b>	<b>189,2</b>	<b>57,8%</b>	<b>30,3%</b>

#### *Производственные и операционные расходы сегмента «Геологоразведка и добыча»*

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

В четвертом квартале 2013 году Компания провела мероприятия по уточнению оценок по обязательствам по экологии. Изменения по пересмотру оценок по компаниям сегмента «Геологоразведка и добыча» были отражены в статье «Затраты по экологическим резервам» в размере 1,7 млрд руб. накопленным итогом за 2013.

В 2010 году Компания приняла программу рекультивации земель, направленную на восстановление нефтезагрязненных земель на территориях деятельности добывающих предприятий Компании до их приобретения и включения в Группу Роснефть. Программа рассчитана на 5 лет. В марте 2012 года данная программа была скорректирована, что привело к увеличению соответствующего резерва будущих расходов на 0,7 млрд руб. В данную статью не включены расходы по рекультивации земель, проводимой Компанией в рамках обычной производственно-хозяйственной деятельности.

Производственные и операционные расходы сегмента «Геологоразведка и добыча» увеличились в четвертом квартале 2013 года на 7,3% по сравнению с предыдущим кварталом и составили 61,7 млрд руб. Увеличение связано с ростом расходов на ГТМ, техническое обслуживание и ремонт, а также сезонным увеличением затрат на электроэнергию.

Производственные и операционные расходы сегмента «Геологоразведка и добыча» в 2013 году выросли более чем на 100,0% по сравнению с 2012 годом. Увеличение произошло, в основном, в результате включения производственных расходов новых активов, а также за счет ввода объектов газовой программы. Органический рост данных расходов в расчете на баррель составил 11,4%\* в 2013 году по сравнению с 2012 годом и был вызван увеличением тарифов на электроэнергию, ростом цен на вспомогательные материалы и ГСМ и прочими факторами.

Производственные и операционные расходы сегмента «Геологоразведка и добыча» увеличились на 20,2% в 2012 году до 85,0 млрд руб. по сравнению с 2011 годом

\* Оценка по данным проформы (см Приложение 1).

Операционные расходы сегмента «Геологоразведка и добыча» в расчете на баррель добываемой нефти и баррель добываемого нефтяного эквивалента представлены в таблице ниже.

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
	руб. / барр		(%)	руб. / барр.			(%)	
Операционные расходы на баррель добываемой нефти	169,8	159,3	6,6%	153,9	99,5	88,8	54,7%	12,0%
Операционные расходы на баррель добываемого нефтяного эквивалента	149,0	141,5	5,3%	136,6	90,8	81,6	50,4%	11,3%

*Производственные и операционные расходы сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт»*

Операционные расходы сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт» увеличились на 44,9% в четвертом квартале 2013 года по сравнению с третьим кварталом 2013 года. Увеличение связано, в основном, с реализацией накопленных внутригрупповых запасов нефти и нефтепродуктов (в соответствии с принципами подготовки отчетности, операционные расходы корректируются на всю сумму расходов, связанных с изменением внутригрупповых запасов).

По сравнению с 2012 годом операционные расходы сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт» увеличились на 18,2%, в основном, за счет включения операционных расходов новых нефтеперерабатывающих активов, в частности, Рязанской НПК, Саратовского НПЗ, а также сбытовых активов, что было в значительной степени скомпенсировано накоплением внутригрупповых запасов нефти и нефтепродуктов (в соответствии с принципами подготовки отчетности, операционные расходы корректируются на всю сумму расходов, связанных с изменением внутригрупповых запасов).

По сравнению с 2011 годом данные расходы увеличились на 44,8% в 2012 году.

Ниже приведена таблица с операционными расходами по заводам Компании.

		За 3 месяца, закончившихся		Измене ние за 4 и 3 квартал	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
		31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
<b>Операционные расходы заводов в РФ</b>	млрд руб.	<b>18,10</b>	<b>15,62</b>	<b>15,9%</b>	<b>57,46</b>	<b>35,14</b>	<b>27,71</b>	<b>63,5%</b>	<b>26,8%</b>
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	968	778	24,4%	829	720	576	15,1%	25,0%
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	932	755	23,4%	799	691	547	15,6%	26,3%
<b>Операционные расходы заводов за рубежом*</b>	млрд руб.	<b>4,08</b>	<b>3,14</b>	<b>29,9%</b>	<b>15,81</b>	<b>14,98</b>	–	<b>5,5%</b>	–
Удельные операционные расходы на тонну выпущенных нефтепродуктов и нефтехимии	руб./т	1 463	1 140	28,3%	1 492	1 388	–	7,5%	–
Удельные операционные расходы на тонну переработанной нефти	руб./т	1 468	1 139	28,9%	1 492	1 396	–	6,9%	–
<b>Операционные расходы заводов итого</b>	млрд руб.	<b>22,18</b>	<b>18,76</b>	<b>18,2%</b>	<b>73,27</b>	<b>50,12</b>	<b>27,71</b>	<b>46,2%</b>	<b>80,9%</b>

\*также на заводах за рубежом были приобретены для переработки присадки и материалы: в 4 квартале 2013 г.- 7,30 млрд руб., в 3 квартале 2013 г. - 7,44 млрд руб., в 2013 и 2012 гг. - 30,65 млрд руб. и 33,70 млрд руб., соответственно. За 2011 год стоимость услуг процессинга отражена в составе статьи отчетности «Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти».

Операционные расходы НПЗ Компании в четвертом квартале 2013 года выросли на 18,2% по сравнению с третьим кварталом 2013 года и составили 22,18 млрд руб. По сравнению с 2012 годом данные расходы выросли на 46,2% за 2013 год.

Операционные расходы НПЗ, находящихся в РФ, в четвертом квартале 2013 года увеличились на 15,9% по сравнению с третьим кварталом 2013 года и составили 18,10 млрд руб., преимущественно, за счет роста расходов на энергию, плановое техническое обслуживание и ремонт.

За 2013 год расходы НПЗ в России выросли на 63,5% до 57,46 млрд руб. по сравнению с 35,14 млрд руб. в 2012 году, в основном, в результате включения затрат новых перерабатывающих активов. Органический рост удельных расходов на переработку составил 10,1%\* по сравнению с 2012 годом. Увеличение расходов произошло, в основном, в результате роста расходов на сырье и материалы в связи с наращиванием производства продукции класса Евро-4 и Евро-5 и прочих факторов.

За 2012 год данные расходы НПЗ в РФ увеличились на 26,8% до 35,14 млрд руб. по сравнению с 27,71 млрд руб. в 2011 году. Увеличение расходов произошло, в основном, в результате роста объемов вовлекаемых присадок связи с наращиванием производства продукции класса ЕВРО в соответствии с требованиями Технического регламента к качеству моторных топлив. Рост был также связан с ростом цен на присадки и другие материалы, вовлекаемые в производство, а также с ростом тарифов на электроэнергию.

Более высокие удельные операционные затраты на заводах за рубежом обусловлены более широким ассортиментом выпускаемых нефтепродуктов и, в особенности, нефтехимии, а также более высоким индексом Нельсона (более сложным технологическим процессом производства).

#### *Производственные и операционные расходы сегмента «Прочие»*

Производственные и операционные расходы, относящиеся к сегменту «Прочие» увеличились на 18,6% в четвертом квартале 2013 года по сравнению с третьим кварталом 2013 года в результате увеличения объемов оказания услуг внешним заказчикам по предоставлению услуг бурения, услуг по передаче электроэнергии и прочих услуг.

Данные расходы выросли за 2013 год на 2,9% до 31,7 млрд руб. по сравнению с 30,8 млрд руб. в аналогичном периоде 2012 года. Рост обусловлен, в основном, увеличением объемов оказания услуг внешним заказчикам по бурению, продаже материалов и прочим услугам.

Данные расходы увеличились за 2012 год на 7,3% по сравнению с 2011 годом. Увеличение произошло, в основном, за счет роста объемов оказания услуг внешним заказчикам по бурению и прочим услугам.

\* Оценка по данным проформы объединенной Компании

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

Ниже приведены объемы и стоимость приобретенных нефти, газа, нефтепродуктов, а также стоимость переработки нефти и газа Компанией на предприятиях третьих лиц.

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013		2013	2013	2012	2011	2013 и 2012
<b>Нефть</b>								
Стоимость приобретения нефти (млрд руб.)	96	103	(6,8)%	341	261	225	30,7%	16,0%
в т.ч. на внутреннем рынке	32	36	(11,1)%	108	40	72	>100%	(44,4)%
на международном рынке	64	67	(4,5)%	233	221	153	5,4%	44,4%
Объем приобретенной нефти (млн баррелей)	39,8	42,5	(6,4)%	143,3	91,4	104,1	56,8%	(12,2)%
в т.ч. на внутреннем рынке	21,9	23,6	(7,2)%	77,0	28,3	59,1	>100%	(52,1)%
на международном рынке	17,9	18,9	(5,3)%	66,3	63,1	45,0	5,1%	40,2%
<b>Списание переоценки товарных запасов (млрд руб.)</b>	-	14	-	14	-	-	100%	-
<b>Газ</b>								
Затраты по приобретению газа (млрд руб.)	12,3	9,3	32,3%	26,0	1,2	1,0	>100%	20,0%
Объем покупного газа (млрд куб. м)	7,57	5,37	41,0%	14,9	0,72	0,55	>100%	30,9%
<b>Нефтепродукты</b>								
Стоимость приобретения нефтепродуктов (млрд руб.) <sup>1)</sup>	7	7	-	35	57	61	(38,6)%	(6,6)%
Объем приобретенных нефтепродуктов (млн тонн)	0,32	0,26	23,1%	1,34	2,1	2,4	(36,2)%	(12,5)%
<b>Прочие услуги по переработке нефти, газа и вторичной переработке нефтепродуктов</b>								
Стоимость переработки нефти, газа и нефтепродуктов по договорам процессинга (млрд руб.)	5,1	4,9	4,1%	15,6	-	11,0	100%	-
Объем нефти, переработанной по договорам процессинга (млн тонн)	0,6	0,8	(25,0)%	4,0	-	7,2	100%	-
Объем газа, переработанного по договорам процессинга (млрд куб. м)	0,7	0,8	(12,5)%	3,7	-	-	100%	-
Объем нефтепродуктов, переработанных по договорам процессинга (млн тонн)	2,3	1,9	21,1%	4,4	-	-	100%	-
<b>Итого стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти (млрд руб.)</b>	<b>120</b>	<b>138</b>	<b>(13,0)%</b>	<b>432</b>	<b>319</b>	<b>298</b>	<b>35,4%</b>	<b>7,0%</b>

<sup>(1)</sup> Средняя стоимость приобретения нефтепродуктов у третьих лиц может быть выше средней цены реализации нефтепродуктов вследствие различий в структуре покупаемой и продаваемой продукции.

### Покупка нефти

Компания проводит закупки нефти в основном у зависимых обществ 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 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013		2013	2013	2012	2011	2013 и 2012
	(млн баррелей)		(%)	(млн баррелей)			(%)	
Международный рынок	17,9	18,9	(5,3)%	66,3	63,1	45,0	5,1%	40,2%
Удмуртнефть	5,2	5,6	(7,1)%	19,7	12,6	9,1	56,3%	38,5%
Томскнефть	-	-	-	-	-	39,7	-	-
Славнефть	15,1	15,4	(1,9)%	48,0	-	-	-	-
Прочие	1,6	2,6	(38,5)%	9,3	15,7	10,3	(40,8)%	52,4%
<b>Итого</b>	<b>39,8</b>	<b>42,5</b>	<b>(6,4)%</b>	<b>143,3</b>	<b>91,4</b>	<b>104,1</b>	<b>56,8%</b>	<b>(12,2)%</b>

Роснефть осуществляла 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 были показаны в виде чистого эффекта и признаны в составе статьи «Тарифы за пользование трубопроводом и расходы на транспортировку» отчета о совокупном доходе.

Начиная с сентября 2013 года Компания прекратила использование схем замещения, что привело к изменению в структуре закупок. Объем операций по обмену нефтью составил 0,6 млн барр. в третьем квартале 2013 года.

В 2013 и 2012 году объем операций по обмену нефтью составил 68,7 млн барр. и 81,6 млн барр. Выгода Роснефти от этих операций составила приблизительно 2,5 млрд руб. за 2013 год и 2,3 млрд руб. за 2012 год.

#### *Покупка нефтепродуктов*

Покупка нефтепродуктов у третьих лиц осуществляется, в основном, для покрытия текущих потребностей сбытовых организаций Роснефти в нефтепродуктах. Объемы и структура закупок нефтепродуктов подвержена сезонным колебаниям. Цены закупок могут значительно варьироваться в зависимости от конкретного региона.

Приобретение нефтепродуктов вне территории РФ осуществляется в основном для реализации на территории Германии и Украины.

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>		
	<b>31 декабря 2013</b>			<b>30 сентября 2013</b>			<b>млрд руб.</b>	<b>млн тонн</b>	<b>тыс. руб./тонн</b>
	<b>млрд руб.</b>	<b>млн тонн</b>	<b>тыс. руб./тонн</b>	<b>млрд руб.</b>	<b>млн тонн</b>	<b>тыс. руб./тонн</b>			
<i><b>Приобретение нефтепродуктов в России</b></i>									
Высокооктановые бензины	1	0,05	29,9	1	0,05	30,5	0	0,0%	2,0%
Дизельное топливо	1	0,05	26,8	1	0,03	26,4	0	66,7%	(1,5)%
Мазут	0	0,02	11,9	0	0,02	11,8	0	-	(0,8)%
Керосин	1	0,03	25,7	1	0,02	25,6	0	50,0%	(0,4)%
Прочие	0	0,00	0,0	0	0,00	0,0	-	-	-
<i><b>Приобретение нефтепродуктов за рубежом</b></i>	<b>4</b>	<b>0,17</b>	<b>29,7</b>	<b>4</b>	<b>0,14</b>	<b>30,3</b>	-	<b>21,4%</b>	<b>(2,0)%</b>
<b>Итого</b>	<b>7</b>	<b>0,32</b>	<b>23,3</b>	<b>7</b>	<b>0,26</b>	<b>27,9</b>	-	<b>23,1%</b>	<b>(16,5)%</b>

Объем закупок нефтепродуктов за четвертый квартал 2013 года составил 0,32 млн тонн. Увеличение закупок вызвано недостаточным удовлетворением сезонного роста спроса сбытовых подразделений собственными ресурсами в связи с проведением ремонтов на заводах.

В таблице ниже представлены стоимость закупки, объемы и средние цены на тонну нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц за двенадцать месяцев 2013, 2012 и 2011 годов.

	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>									<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>					
	2013			2012			2011			2013 и 2012		2012 и 2011			
	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн	млрд руб.	млн тонн	тыс. руб./тонн
<i>Приобретение нефтепродуктов в России</i>										(%)			(%)		
Высокооктановые бензины	6	0,24	28,2	24	0,90	26,7	50	1,85	26,6	(75,0)%	(73,3)%	7,9%	(52,0)%	(51,4)%	0,4%
Низкооктановые бензины	0	0,00	30,6	0	0,00	25,0	1	0,06	18,4	0	0	22,4%	(100,0)%	(100,0)%	35,9%
Дизельное топливо	4	0,17	27,0	10	0,41	25,1	8	0,42	20,5	(60,0)%	(58,5)%	7,6%	25,0%	(2,4)%	22,4%
Мазут	1	0,05	11,9	-	-	-	-	-	-	100,0%	100,0%	100%	-	-	-
Керосин	2	0,09	25,9	2	0,07	24,3	0	0,00	18,3	-	28,6%	6,6%	-	-	32,8%
Прочие	2	0,07	22,8	3	0,13	20,9	2	0,11	19,0	(33,3)%	(46,2)%	9,1%	50,0%	18,2%	10,0%
<i>Приобретение нефтепродуктов за рубежом</i>	<b>20</b>	<b>0,73</b>	<b>28,7</b>	<b>18</b>	<b>0,61</b>	<b>29,1</b>	-	-	-	<b>11,1%</b>	<b>19,7</b>	<b>(1,4)%</b>	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>35</b>	<b>1,34</b>	<b>26,4</b>	<b>57</b>	<b>2,12</b>	<b>25,5</b>	<b>61</b>	<b>2,44</b>	<b>24,9</b>	<b>(38,6)%</b>	<b>(36,2)%</b>	<b>3,5%</b>	<b>(6,5)%</b>	<b>(13,1)%</b>	<b>2,4%</b>

Снижение объемов закупок нефтепродуктов в России в 2013 году по сравнению с 2012 годом было связано с удовлетворением нужд предприятий нефтепродуктообеспечения собственными ресурсами в связи с ростом объемов переработки.

Снижение объемов закупок нефтепродуктов за 2012 год по сравнению с 2011 годом было связано с преимущественным удовлетворением нужд предприятий нефтепродуктообеспечения собственными ресурсами Компании.

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

#### *Приобретение нефтепродуктов за рубежом*

Приобретение нефтепродуктов вне территории РФ в четвертом квартале 2013 и в третьем квартале 2013 года составило по 4 млрд руб. (0,17 млн тонн и 0,14 млн тонн соответственно). Дополнительная закупка нефтепродуктов производится в связи с ростом спроса на международном рынке. Приобретение нефтепродуктов вне территории РФ за 2013 и 2012 составило 20 млрд руб. (0,73 млн тонн) и 18 млрд руб., соответственно.

#### *Приобретение газа и прочие услуги по переработке нефти и газа*

Затраты по приобретению газа выросли в четвертом квартале 2013 года на 32,3% по сравнению с третьим кварталом 2013 года и составили 12,3 млрд руб. Увеличение затрат обусловлено приобретением новых производственных активов НГК Итера.

Затраты на приобретение газа за 2013, 2012 и 2011 года составили 26,0 млрд руб., 1,2 млрд руб. и 1,0 млрд руб., соответственно.

В структуре объемов внешнего процессинга в четвертом квартале 2013 вырос объем вторичного процессинга нефтепродуктов, в то время как объем процессинга нефти и газа сократился в силу удовлетворения спроса собственными ресурсами. Переработку нефти по договорам процессинга осуществляют ЯНОС и Мозырский НПЗ, переработку газа по договорам процессинга осуществляет ООО "Юграгазпереработка". Вторичную переработку нефтепродуктов осуществляет завод ЯНОС.

### **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.

Компания продолжает проводить мероприятия по контролю за текущими административными затратами. Общехозяйственные и административные расходы в четвертом квартале 2013 года, составили 32 млрд руб., по сравнению с 33 млрд руб. в третьем квартале 2013.

За двенадцать месяцев 2013 и 2012 года общехозяйственные и административные расходы составили 111 млрд руб. и 68 млрд руб., соответственно. Увеличение общехозяйственных и административных расходов было вызвано включением расходов приобретенных активов, оплатой комиссии по соглашениям по долгосрочным поставкам нефти, ростом расходов на юридические и консультационные услуги, понесенных в рамках процесса интеграции активов ТНК, а также расходами на прочие услуги. За двенадцать месяцев 2011 года общехозяйственные расходы составили 52 млрд руб.

### **Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку**

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

В четвертом квартале 2013 года транспортные расходы Роснефти выросли до 111 млрд руб. или на 2,8% по сравнению с третьим кварталом 2013 года. Рост, в основном, стал следствием изменения структуры поставок нефти на экспорт и на заводы, сокращением поставок нефтепродуктов на условиях FCA, по которым Компания не несет транспортных расходов.

За двенадцать месяцев 2013 года транспортные расходы Компании увеличились на 62,7% по сравнению с двенадцатью месяцами 2012 года. Рост транспортных расходов стал следствием включения новых активов, увеличения объемов транспортировки, а также индексации транспортных тарифов, и был частично скомпенсирован изменением структуры транспортных маршрутов.

За 2012 год транспортные расходы Компании увеличились на 11,6% по сравнению с 2011 годом. Это произошло в результате индексации транспортных тарифов, что было частично скомпенсировано изменением структуры транспортных маршрутов.



Изменение транспортных расходов в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за четвертый и третий кварталы 2013 года трубопроводным, железнодорожным и смешанным транспортом представлено в таблице ниже.

	За 3 месяца, закончившихся								% изменения		
	31 декабря 2013				30 сентября 2013						
	Объем, млн т	Доля в объемах экспорта	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- спорти- ровки тыс. руб./т	Объем, млн т	Доля в объемах экспорта	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- спорти- ровки тыс. руб./т	Объема	Стои- мости	Стоимости транспорти- ровки на тонну
<b>НЕФТЬ</b>											
<b>Реализация за рубежом</b>											
Трубопровод	25,3	92,7%	41,7	1,65	24,4	94,6%	40,7	1,66	3,7%	2,5%	(0,6)%
Ж/д и смешанный	2,0	7,3%	4,5	2,37	1,4	5,4%	3,3	2,31	42,9%	36,4%	2,6%
<b>Поставка на НПЗ</b>											
Трубопровод <sup>(1)</sup>	22,6		17,2	0,76	24,2		18,6	0,77	(6,6)%	(7,5)%	(1,3)%
Ж/д и смешанный	1,6		6,9	4,24	1,4		5,5	4,02	14,3%	25,5%	5,5%
<b>НЕФТЕПРОДУКТЫ</b>											
<b>Реализация за рубежом</b>											
Трубопровод	1,0	6,8%	2,0	1,98	1,1	7,0%	2,1	1,95	(9,1)%	(4,8)%	1,5%
Ж/д и смешанный	11,8	79,7%	23,3	1,97	11,0	70,1%	20,4	1,88	7,3%	14,2%	4,8%
Трубопровод и поставка FCA <sup>(2)</sup>	2,0	13,5%			3,6	22,9%			(44,4)%		
<b>Прочие транспортные расходы<sup>(3)</sup></b>											
			15				17			(11,8)%	
<b>Итого</b>	<b>66,3</b>		<b>111</b>		<b>67,1</b>		<b>108</b>		<b>(1,2)%</b>	<b>2,8%</b>	

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

(2) Часть нефтепродуктов были отгружены на экспорт в четвертом квартале 2013 г. и в третьем квартале 2013 г. с НПЗ через собственный нефтепровод и на условиях FCA с Самарских НПЗ, где Роснефть непосредственно не несет затрат на транспорт, за исключением расходов по перевалке и грузотправлению.

(3) 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. Кроме того, в состав прочих расходов включены расходы Роснефти по операциям по обмену нефтью за вычетом эффекта от разницы цен.

В четвертом квартале транспортные расходы в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт трубопроводным транспортом практически не изменились по сравнению с третьим кварталом 2013 года.

Рост транспортных расходов в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом составил 2,6%, что было связано с ростом объемов нефти, а также изменением в структуре транспортных маршрутов.

Транспортные расходы в расчете на тонну сырой нефти при поставках трубопроводным транспортом на НПЗ практически не изменились в четвертом квартале 2013 года по сравнению с третьим кварталом 2013 года.

Рост транспортных расходов в расчете на тонну сырой нефти при поставках на НПЗ железнодорожным и смешанным транспортом составил 5,5%, и был вызван ростом поставок на Комсомольский НПЗ (далекий маршрут) при сокращении поставок на Саратовский НПЗ (короткий маршрут).

Транспортные расходы в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт трубопроводным транспортом в четвертом квартале 2013 года увеличились на 1,5%, что было, в основном, связано с изменением структуры отгрузок.

Рост транспортных расходов в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом в четвертом квартале 2013 года составил 4,8%, что было вызвано изменением структуры маршрутов.

Изменение транспортных расходов в расчете на тонну транспортировки нефти и нефтепродуктов за двенадцать месяцев 2013, 2012 и 2011 годов трубопроводным, железнодорожным и смешанным транспортом представлено в таблице ниже.

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря												% изменения за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря					
	2013				2012				2011				2013 и 2012			2012 и 2011		
	Объем, млн т	Доля в объемах экспорт а	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- спорти- ровки тыс. руб./т	Объем, млн т	Доля в объемах экспорт а	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- спорти- ровки тыс. руб./т	Объем, млн т	Доля в объемах экспорта	Стои- мость, млрд руб.	Стои- мость тран- спорти- ровки тыс. руб./т	Объема	Стои- мости на тонну	Стои- мости тран- спорти- ровки на тонну	Объема	Стои- мости на тонну	Стои- мости тран- спорти- ровки на тонну
<b>НЕФТЬ</b>																		
<b>Реализация за рубежом</b>																		
Трубопровод	91,9	94,5%	153,0	1,66	64,7	97,4%	105,6	1,63	61,5	96,3%	92,5	1,50	42,0%	44,9%	1,8%	5,2%	14,2%	8,7%
Ж/д и смешанный	5,4	5,5%	11,4	2,19	1,7	2,6%	1,4	0,84	2,4	3,7%	2,6	1,09	>100%	>100%	>100%	(29,2)%	(46,2)%	(22,9)%
<b>Поставка на НПЗ</b>																		
Трубопровод <sup>(1)</sup>	75,1		54,0	0,72	43,4		25,8	0,59	42,0		24,2	0,58	73,0%	>100%	22,0%	3,3%	6,6%	1,7%
Ж/д и смешанный	6,1		23,5	3,83	6,1		24,2	3,97	6,2		23,7	3,84	-	(2,9)%	(3,5)%	(1,6)%	2,1%	3,4%
<b>НЕФТЕПРОДУКТЫ</b>																		
<b>Реализация за рубежом</b>																		
Трубопровод	3,9	7,1%	8,1	2,10	1,4	3,8%	3,3	2,39	0,6	1,9%	1,4	2,22	>100%	>100%	(12,1)%	>100%	>100%	7,7%
Ж/д и смешанный	40,4	73,5%	76,0	1,88	27,0	73,4%	47,0	1,74	25,5	77,2%	49,7	1,95	49,6%	61,7%	8,0%	5,9%	(5,4)%	(10,8)%
Трубопровод и поставка FCA <sup>(2)</sup>	10,7	19,5%			8,4	22,8%			6,9	20,9%			27,4%			21,7%		
<b>Прочие транспортные расходы</b> <sup>(3)</sup>			65				34				22		91,2%			54,5%		
<b>Итого</b>	<b>233,5</b>		<b>392</b>		<b>152,7</b>		<b>241</b>		<b>145,1</b>		<b>216</b>		<b>52,9%</b>	<b>62,7%</b>		<b>5,2%</b>	<b>11,6%</b>	

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

(2) Часть нефтепродуктов были отгружены на экспорт в 2013, 2012 и 2011 гг. с ТНПЗ через собственный нефтепровод и на условиях FCA с Самарских НПЗ, где Роснефть непосредственно не несет затрат на транспорт, за исключением расходов по перевалке и грузотправлению.

(3) 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. Кроме того, в состав прочих расходов включены расходы Роснефти по операциям по обмену нефтью за вычетом эффекта от разницы цен.

В 2013 году увеличение транспортных расходов в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт трубопроводным транспортом составило 1,8% и было вызвано индексацией тарифов и изменением структуры поставок.

В 2012 году увеличение транспортных расходов в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт трубопроводным транспортом составило 8,7% и было вызвано увеличением транспортных тарифов на величину от 2,7% до 14,8%.

В 2013 году рост транспортных расходов в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом значительно увеличился, что было связано с ростом объемов реализации и изменением структуры маршрутов железнодорожного транспорта.

В 2012 году снижение транспортных расходов в расчете на тонну реализованной сырой нефти при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом составило 22,9% и было вызвано прекращением поставок нефти Пурнефтегаза на КТК.

В 2013 году транспортные расходы в расчете на тонну нефти при поставках на НПЗ трубопроводным транспортом увеличились на 22,0% в результате индексации транспортных тарифов, а также изменения структуры транспортных маршрутов.

В 2012 году транспортные расходы в расчете на тонну нефти при поставках на НПЗ трубопроводным транспортом увеличились на 1,7% в результате индексации транспортных тарифов, что было частично скомпенсировано наращиванием поставок нефти, приобретённой на международном рынке, на заводы ROG.

В 2013 году снижение транспортных расходов в расчете на тонну нефти при поставках на НПЗ железнодорожным и смешанным транспортом составило 3,5% и было вызвано ростом эффективности использования маршрутов.

В 2012 году рост транспортных расходов в расчете на тонну нефти при поставках на НПЗ железнодорожным и смешанным транспортом составил 3,4% и был вызван увеличением транспортных тарифов.

В 2013 году снижение транспортных расходов в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт трубопроводным транспортом составило 12,1%, что было обусловлено эффективностью логистики.

В 2012 году увеличение транспортных расходов в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт трубопроводным транспортом составило 7,7% в результате увеличения транспортных тарифов.

Увеличение в 2013 году транспортных расходов в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом составило 8,0% и было вызвано изменением структуры поставок.

Снижение в 2012 году транспортных расходов в расчете на тонну нефтепродуктов при поставках на экспорт железнодорожным и смешанным транспортом составило 10,8% и было вызвано ростом объемов реализации нефтепродуктов с заводов в Германии, где транспортные расходы ниже вследствие меньших расстояний транспортировок.

### **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 2013 года расходы на разведку запасов нефти и газа составили 6 млрд руб. по сравнению с 5 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. Рост затрат связан с ростом объемов геологоразведочных работ.

За двенадцать месяцев 2013 года расходы на разведку запасов нефти и газа уменьшились на 26,1% по сравнению с двенадцатью месяцами 2012 года. Затраты снизились в результате уменьшения объемов сейсмических работ и прочих геологоразведочных работ на различных лицензионных участках Компании.

За 2012 год расходы на разведку запасов нефти и газа составили 23 млрд руб. и увеличились на 76,9% по сравнению с 2011 годом. Затраты выросли в результате роста объемов сейсморазведочных работ на шельфах Черного и Арктических морей.

### **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 2013 года износ, истощение и амортизация составили 123 млрд руб. по сравнению с 120 млрд руб., включая эффект от переоценки основных средств ТНК в размере 11 млрд руб., в третьем квартале 2013 года. Исключая эффект переоценки, увеличение расходов по истощению и амортизации в абсолютном выражении на 14 млрд руб., в основном, связано с увеличением объемов добычи и ростом стоимости основных средств.

За двенадцать месяцев 2013 года расходы по истощению и амортизации увеличились на 90,3% по сравнению с 206 млрд руб. в 2012 году, в основном, в связи с включением новых активов.

### **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 – Налогообложение – Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)».

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

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>			<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	<b>31 декабря 2013</b>	<b>30 сентября 2013</b>	<b>2013</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2013 и 2012</b>	<b>2012 и 2011</b>
	(млрд руб., за исключением %)							
Налог на добычу полезных ископаемых	233	235	(0,9)%	829	553	414	49,9%	33,6%
Акцизы	38	41	(7,3)%	136	79	55	72,2%	43,6%
Отчисления на социальное страхование	7	8	(12,5)%	31	23	15	34,8%	53,3%
Налог на имущество	6	6	-	22	12	11	83,3%	9,1%
Штрафы, пени и прочие налоги и платежи в бюджет	2	1	100,0%	6	5	3	20,0%	66,7%
<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>286</b>	<b>291</b>	<b>(1,7)%</b>	<b>1 024</b>	<b>672</b>	<b>498</b>	<b>52,4%</b>	<b>34,9%</b>

В четвертом квартале 2013 года налоги, за исключением налога на прибыль, сократились на 1,7% и составили 286 млрд руб. по сравнению с 291 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. Значительное изменение вызвано снижением акцизов в связи со снижением объемов переработки подакцизных нефтепродуктов, направленных на экспорт.

За двенадцать месяцев 2013 года налоги, за исключением налога на прибыль, составили 1 024 млрд руб. Рост составил 52,4% (или 352 млрд руб.) по сравнению с 672 млрд руб. за двенадцать месяцев 2012 года, что, в основном, связано с включением затрат по налогам по новым приобретенным активам в 2013 году, а также с ростом ставок НДПИ, и увеличением акцизов.

За 2012 год налоги, за исключением налога на прибыль, увеличились на 34,9% по сравнению с 2011 годом. Рост был вызван, главным образом, увеличением налога на добычу полезных ископаемых в результате начала его начисления по Ванкорскому месторождению и вследствие индексации базовой ставки НДПИ в течение 2012 года.

Ниже представлены фактические ставки НДС на тонну нефти и НДС на тонну нефтяного эквивалента за анализируемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
	(тыс. руб., за исключением %)							
Средние действующие ставки НДС	5,47	5,63	(2,8)%	5,33	5,07	4,46	5,2%	13,7%
Фактические расходы по НДС на тонну нефти	4,78	4,84	(1,2)%	4,70	4,73	3,81	(0,6)%	24,1%
Фактические расходы по НДС на тонну нефтяного эквивалента	4,19	4,29	(2,3)%	4,17	4,33	3,50	(3,7)%	23,7%

Фактическая ставка НДС ниже, чем общеустановленные ставки за анализируемые периоды, в основном, за счет применения пониженной ставки НДС, установленной законодательством в отношении месторождений с истощением запасов более 80%, и за счет применения нулевой ставки по месторождениям Компании в Иркутской области и Красноярском крае до достижения 25 млн тонн накопленной добычи нефти. Кроме того, на разницу между действующей и фактической ставками НДС оказывает влияние естественная задержка в списании запасов готовой продукции.

На фактические ставки НДС за двенадцать месяцев 2011 года повлиял эффект применения нулевой ставки НДС для Ванкорского месторождения, действовавшей до августа 2011 года. С мая 2012 года начата разработка Северо-Ванкорского лицензионного участка Ванкорского месторождения, на котором применяются налоговые льготы по НДС. Налоговые льготы по НДС также применяются на разрабатываемом месторождении Верхнечонскнефтегаза до достижения 25 млн тонн накопленной добычи нефти.

#### 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 деятельности—Налогообложение—Ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДС) и экспортных пошлин».

Ниже приведены суммы экспортных таможенных пошлин за рассматриваемые периоды:

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 и 2012	2012 и 2011
	(млрд руб., за исключением %)							
Экспортные пошлины на нефть	300	273	9,9%	1 025	689	612	48,8%	12,6%
Экспортные пошлины на газ	—	1	(100,0)%	1	—	—	—	—
Экспортные пошлины на нефтепродукты	101	105	(3,8)%	356	212	178	67,9%	19,1%
<b>Итого экспортные пошлины</b>	<b>401</b>	<b>379</b>	<b>5,8%</b>	<b>1 382</b>	<b>901</b>	<b>790</b>	<b>53,4%</b>	<b>14,1%</b>

Рост экспортной пошлины составил 5,8% в четвертом квартале 2013 года и был обусловлен увеличением объемов реализации на экспорт, эффектом задержки в установлении ставки экспортной пошлины и был частично компенсирован снижением ставок экспортной пошлины.

В 2013 году рост по экспортной пошлине составил 53,4% по сравнению с 2012 годом и был обусловлен расширением объемов экспортных операций Компании в результате приобретения новых активов.

В таблице ниже представлен расчет Компании показателей, относящихся к таможенным пошлинам за рассматриваемые периоды.

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>Изменение за 4 и 3 кварталы</i>	<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>			<i>Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>	
	<b>31 декабря 2013</b>	<b>30 сентября 2013</b>	<b>2013</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2013 и 2012</b>	<b>2012 и 2011</b>
Средняя цена Юралс (тыс. руб./т)	25,78	26,25	(1,8)%	25,67	25,08	23,45	2,4%	7,0%
Действующая ставка таможенной пошлины на нефть (тыс. руб./т)	12,99	12,56	3,4%	12,49	12,57	12,02	(0,6)%	4,6%
Гипотетические экспортные таможенные пошлины* (тыс. руб./т)	12,81	13,12	(2,4)%	12,50	12,55	12,61	(0,4)%	(0,5)%
Средняя ставка экспортной пошлины при реализации нефти в странах дальнего зарубежья, облагаемой по стандартной ставке (тыс. руб./т)	13,01	12,52	3,9%	12,49	12,57	12,04	(0,6)%	4,4%

\* Пошлины, рассчитанные в соответствии с формулой таможенного законодательства по средней цене нефти марки Юралс (т.е. без влияния задержки).

На фактическую ставку экспортной пошлины Компании влияет эффект неравномерных объемов ежемесячных поставок, подлежащих обложению по различным ставкам таможенных пошлин.

### ***Операционная прибыль***

Принимая во внимание вышеперечисленные факторы, операционная прибыль уменьшилась на 18,0% до 150 млрд руб. в четвертом квартале 2013 года по сравнению с 183 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. Снижение операционной прибыли связано, в основном, со снижением цен на нефть, снижением объемов реализации нефтепродуктов на внешнем и внутреннем рынках, негативным лагом экспортной пошлины, а также ростом производственных затрат. Рентабельность по операционной прибыли составила 11,1% в четвертом квартале 2013 года, 13,5% в третьем квартале 2013 года.

За 2013 год операционная прибыль увеличилась на 34,7% по сравнению с 412 млрд руб. в 2012 году. Рост операционной прибыли связан, в основном, с увеличением объемов реализации нефтепродуктов и газа и расширением деятельности Компании с учетом новых приобретенных активов. Рентабельность по операционной прибыли в 2013 году составила 11,8% против 13,3% в 2012 году.

### **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.

Финансовые расходы, нетто, увеличились на 5 млрд руб. в четвертом квартале 2013 года по сравнению с третьим кварталом 2013 года.

Увеличение финансовых расходов, нетто, в четвертом квартале 2013, в основном, вызвано изменением квартального нетто-эффекта по операциям с производными финансовыми инструментами, такими как валютно-процентные свопы и форварды: признанный чистый доход по операциям составил 0 млрд руб. и 5 млрд руб. в четвертом квартале 2013 и третьем квартале 2013, соответственно.

Финансовые расходы, нетто, составили 35 млрд руб. за двенадцать месяцев 2013 года. За двенадцать месяцев 2012 года финансовые доходы, нетто, составили 9 млрд руб.

Рост финансовых расходов, нетто, в 2013 году, в основном, связан с начислением финансовых расходов по кредитам, привлеченным на покупку производственных активов ТНК, погашением банковских депозитов, а также изменением нетто-эффекта по операциям с производными финансовыми инструментами, такими как валютно-процентные свопы, форварды и сделка коллар.

Финансовые доходы, нетто, в 2012 году увеличились на 8 млрд руб. и составили 9 млрд руб. по сравнению с 1 млрд руб. в 2011 году. Рост, в основном, связан с изменением нетто-эффекта по операциям с производными финансовыми инструментами и списанием реструктуризированной налоговой задолженности в 2011 и 2012 году.

### **Прочие доходы и расходы**

В четвертом квартале 2013 года прочие доходы составили 35 млрд руб. по сравнению с 158 млрд руб., включая эффект от оценки стоимости активов ТНК в размере 167 млрд руб. в третьем квартале 2013 года.

В 2013, 2012 и 2011 годах прочие доходы составили 242 млрд руб., (включая эффект от оценки активов ТНК в размере 167 млрд руб.), 87 млрд руб. и 25 млрд руб., соответственно.

В четвертом квартале 2013 года прочие расходы составили 13 млрд руб., по сравнению с 26 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. Снижение расходов обусловлено усилением контрольных мероприятий по затратам, в частности, наблюдается снижение затрат по выбытию основных средств, расходов по итогам инвентаризаций.

В 2013, 2012 и 2011 годах прочие расходы составили 59 млрд руб. и 50 млрд руб., 48 млрд руб., соответственно.

### **Убыток (прибыль) от курсовых разниц**

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

В четвертом квартале 2013 года убыток от курсовых разниц составил 14 млрд руб. по сравнению с прибылью от курсовых разниц 9 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. Данное изменение связано, в основном, с переоценкой валютных обязательств в результате значительного ослабления курса рубля к доллару США в ноябре 2013 года.

В 2013 году убыток от курсовых разниц составил 71 млрд руб. по сравнению с прибылью от курсовых разниц 11 млрд руб. в 2012 году. Увеличение убытков от курсовых разниц произошло из-за переоценки валютных обязательств в результате снижения курса рубля к доллару США в 2013 году.

### **Налог на прибыль**

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

	<i>За 3 месяца, закончившихся</i>		<i>За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря</i>		
	<b>31 декабря 2013</b>	<b>30 сентября 2013</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Эффективная ставка по налогу на прибыль Роснефти по МСФО	20,5%	24,5%	22,5% <sup>1</sup>	22,2%	21,2%

<sup>1</sup>Без учета дооценки неконтрольной доли Компании в ВЧНГ до ее справедливой стоимости на сумму 38 млрд руб. и разницы в сумме 167 млрд руб. между переданным возмещением и оценкой справедливой стоимости активов ТНК.

Компания придерживается положений МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль» для определения эффективной налоговой ставки. Эффективная ставка налога рассчитывается как отношение налога на прибыль, исчисленного по данным бухгалтерского учета, к прибыли до налогообложения. Эффективная ставка по налогу на прибыль составила 20,5% в четвертом квартале 2013 года.

Расход по налогу на прибыль за четвертый квартал 2013 года составил 15 млрд руб. по сравнению с расходом в размере 40 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. В четвертом квартале в сумму расхода по налогу на прибыль также включено уточнение оценки отложенного налога 2013 года – доход в размере 17 млрд руб.

Расход по налогу на прибыль составил 81 млрд руб. в 2013 году и 104 млрд руб. в 2012 году.

#### ***Чистая прибыль/(убыток)***

В результате описанного выше, чистая прибыль в четвертом квартале 2013 года составила 134 млрд руб. и увеличилась на 18,6% по сравнению с чистой прибылью 113 млрд руб. в третьем квартале 2013 года, исключая эффект от оценки стоимости активов ТНК в размере 167 млрд руб. Значительный негативный эффект на изменение квартальной чистой прибыли оказал убыток по курсовым разницам.

В 2013 году и 2012 года чистая прибыль составила 551 млрд руб. и 365 млрд руб., соответственно. Увеличение чистой прибыли, в основном, стало результатом роста операционной прибыли и прочих доходов (с учетом эффекта от переоценки новых приобретенных активов), и было частично скорректировано убытком от курсовых разниц. В 2011 году чистая прибыль составила 335 млрд руб.



## Ликвидность и капитальные ресурсы

### Движение денежных средств

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013		2013	2013	2012	2011	2013 и 2012
	(млрд руб.)		раз		(млрд руб.)		раз	
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	377	263	1,43	1 213	521	487	2,33	1,07
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(362)	(282)	1,28	(2 220)	(452)	(394)	4,91	1,15
Чистые денежные средства, полученные/(использованные) в финансовой деятельности	11	(80)	–	968	73	(56)	13,26	–

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

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 377 млрд руб. в четвертом квартале 2013 года по сравнению с 263 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, включают операции с торговыми ценными бумагами как часть действий Компании по управлению денежными ресурсами (чистый отток денежных средств составил 17 млрд руб. в четвертом квартале 2013 года и 0 млрд руб. в третьем квартале 2013 года).

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 1 213 млрд руб. в 2013 году по сравнению с 521 млрд руб. в 2012 году. Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, включают операции с торговыми ценными бумагами как часть действий Компании по управлению денежными ресурсами (чистый отток денежных средств составил 18 млрд руб. в 2013 году и приток денежных средств составил 5 млрд руб. в 2012 году).

Скорректированные на вышеописанные операции чистые денежные средства от операционной деятельности составили 394 млрд руб. в четвертом квартале 2013 года и 263 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. В 2013 и 2012 года скорректированные на вышеописанные операции чистые денежные средства от операционной деятельности составили 1 231 млрд руб. и 516 млрд руб., соответственно.

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2013	2012	2011	2013 – 2012	2012 – 2011
	(млрд руб.)		Раз	(млрд руб.)			Раз	
<b>Чистые денежные средства от операционной деятельности</b>	<b>377</b>	<b>263</b>	<b>1,43</b>	<b>1 213</b>	<b>521</b>	<b>487</b>	<b>2,33</b>	<b>1,07</b>
Эффект от операций с торговыми ценными бумагами	17	–	–	18	(5)	3	–	–
<b>Скорректированные чистые денежные средства от операционной деятельности</b>	<b>394</b>	<b>263</b>	<b>1,50</b>	<b>1 231</b>	<b>516</b>	<b>490</b>	<b>2,39</b>	<b>1,05</b>
Эффект от одновременного получения долгосрочного аванса по поставкам нефти	163	49	3,33	470	–	–	–	–
<b>Скорректированные чистые денежные средства от операционной деятельности до изменения оборотного капитала</b>	<b>231</b>	<b>214</b>	<b>1,08</b>	<b>761</b>	<b>516</b>	<b>490</b>	<b>1,47</b>	<b>1,05</b>

Рост операционного денежного потока в четвертом квартале 2013 года относительно третьего квартала 2013 года, объясняется, в основном, значительным изменением оборотного капитала в четвертом квартале 2013 года, что представлено следующими факторами:

- поступлением долгосрочной предоплаты по договорам поставки нефти, а также текущих авансов за отгрузки нефти и нефтепродуктов в январе 2014;
- Увеличением кредиторской задолженности на 33 млрд руб.;

что было скомпенсировано:

- Увеличением авансов выданных на 46 млрд руб. по оказанию услуг таможни и транспортных услуг в первые недели января 2014 года. Эти предоплаты проходят ежегодно в конце отчетного периода.

Скорректированные чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 1 231 млрд руб. в 2013 году (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме 18 млрд руб.) по сравнению с 516 млрд руб. (скорректировано на операции с торговыми ценными бумагами в объеме 5 млрд руб.) в 2012 году.

#### **Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности**

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 362 млрд руб. в четвертом квартале 2013 года и 282 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. На увеличение показателя чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, повлияло, главным образом, приобретение новых активов и долей в зависимых обществах, а также рост затрат по капитальным вложениям в четвертом квартале 2013 года по сравнению с третьим кварталом 2013 года.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 2 220 млрд руб. за двенадцать месяцев 2013 года по сравнению с 452 млрд руб. за двенадцать месяцев 2012 года, что, в основном, связано со значительными инвестициями, направленными на приобретение компаний в 2013 году. В 2011 году чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 394 млрд руб.

## Капитальные затраты

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

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение за 4 и 3 кварталы	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря			Изменение за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря	
	31 декабря 2013	30 сентября 2013		2013	2013	2012	2011	2013 и 2012
	(млрд руб.)	(млрд руб.)	(%)	(млрд руб.)	(млрд руб.)	(млрд руб.)	(%)	(%)
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	27	22	22,7%	100	108	96	(7,4)%	12,5%
ЗАО «Ванкорнефть»	15	13	15,4%	67	95	86	(29,5)%	10,5%
ООО «РН-Уватнефтегаз»	—*	10	(100,0)%	18*	—	—	—	—
ОАО «Оренбургнефть»	10	7	42,9%	25	—	—	—	—
ОАО «Самотлорнефтегаз»	4	3	33,3%	11	—	—	—	—
ООО «РН-Пурнефтегаз»	5	4	25,0%	18	18	15	—	20,0%
ОАО «Самаранефтегаз»	2	3	(33,3)%	11	11	9	—	22,2%
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	6	6	—	16	—	—	—	—
ОАО «Томскнефть» ВНК	2	1	100,0%	7	7	—	—	—
ЗАО «Роспан Интернешнл»	3	2	50,0%	7	—	—	—	—
ООО «РН-Северная нефть»	2	1	100,0%	5	6	6	(16,7)%	—
ОАО «РН-Няганьнефтегаз»	3	2	50,0%	6	—	—	—	—
ООО «СП «Ваньеганнефть»	1	1	—	3	—	—	—	—
Прочие	18	10	80,0%	49	31	28	58,1%	10,7%
<b>Итого геологоразведка и добыча</b>	<b>98*</b>	<b>85</b>	<b>15,3%</b>	<b>343*</b>	<b>276</b>	<b>240</b>	<b>24,3%</b>	<b>15,0%</b>
ОАО «НК «Роснефть»	1	—	—	1	1	1	—	—
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	32	12	166,7%	69	76	59	(9,2)%	28,8%
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	8	4	100,0%	21	13	7	61,5%	85,7%
ОАО «Жуйбышевский НПЗ»	5	4	25,0%	16	11	6	45,5%	83,3%
ОАО «Ангарская НХК»	3	4	(25,0)%	13	9	6	44,4%	50,0%
ОАО «Ачинский НПЗ»	6	3	100,0%	15	14	5	7,1%	180,0%
ОАО «Сызранский НПЗ»	4	2	100,0%	13	8	5	62,5%	60,0%
ЗАО «Рязанская НПК»	3	3	—	9	—	—	—	—
ОАО «Саратовский НПЗ»	2	—	—	3	—	—	—	—
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	—	6	(100,0)%	9	9	5	—	80,0%
Сбытовые подразделения и прочие <sup>(1)</sup>	14	7	100,0%	34	29	24	17,2%	20,8%
<b>Итого переработка, маркетинг и сбыт</b>	<b>78</b>	<b>45</b>	<b>73,3%</b>	<b>203</b>	<b>170</b>	<b>118</b>	<b>19,4%</b>	<b>44,1%</b>
<b>Прочая деятельность<sup>(2)</sup></b>	<b>12</b>	<b>1</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>23</b>	<b>19</b>	<b>17</b>	<b>21,1%</b>	<b>11,8%</b>
<b>Промежуточный итог капитальных затрат</b>	<b>188*</b>	<b>131</b>	<b>43,5%</b>	<b>569*</b>	<b>465</b>	<b>375</b>	<b>22,4%</b>	<b>24,0%</b>
Увеличение / (уменьшение) остатков материалов для кап. строительства	(6)	(1)	>100,0%	(9)	8	16	(212,5)%	(50,0)%
<b>Итого капитальные затраты</b>	<b>182*</b>	<b>130</b>	<b>40,0%</b>	<b>560*</b>	<b>473</b>	<b>391</b>	<b>18,4%</b>	<b>21,0%</b>
<b>Затраты на приобретение лицензий</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>33,3%</b>	<b>12</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>200,0%</b>	<b>(42,9)%</b>

(1) Компании, предоставляющие услуги переработки и хранения.

(2) Компании, оказывающие прочие услуги.

\* Государственные субсидии в размере 7 млрд руб., полученные в 2013 году, уменьшают капитальные затраты.

В четвертом квартале 2013 года капитальные затраты (с учетом приобретенных материалов для капитального строительства) увеличились на 40,0% до 182 млрд руб. по сравнению с 130 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. Рост капитальных затрат в четвертом квартале 2013 года обусловлен плановым увеличением затрат в конце года.

За двенадцать месяцев 2013, 2012 и 2011 годов капитальные затраты (с учетом приобретенных материалов для капитального строительства) составили 560 млрд руб., 473 млрд руб. и 391 млрд руб., соответственно. Рост затрат в 2013 году объясняется, в основном, инкорпорированием затрат капитального характера новых приобретенных компаний.

Капитальные затраты в сегменте «Геологоразведка и добыча» в четвертом квартале 2013 года увеличились на 15,3% до 98 млрд руб. по сравнению с 85 млрд руб. в третьем квартале 2013 года.

За двенадцать месяцев 2013, 2012 и 2011 годов капитальные затраты в сегменте «Геологоразведка и добыча» составили 343 млрд руб., 276 млрд руб. и 240 млрд руб., соответственно. Проведенные в 2013 году работы, в основном, связаны с обустройством месторождений и строительством системы утилизации попутного газа. Увеличение расходов капитального характера в данном сегменте связано с инкорпорированием затрат капитального характера новых приобретенных компаний.

Капитальные затраты в сегменте «Переработка, маркетинг и сбыт» в четвертом квартале 2013 года увеличились на 73,3% до 78 млрд руб. по сравнению с 45 млрд руб. в третьем квартале 2013 года.

За двенадцать месяцев 2013, 2012 и 2011 годов капитальные затраты в сегменте «Переработка, маркетинг и сбыт» составили 203 млрд руб., 170 млрд руб. и 118 млрд руб., соответственно. Проведенные в 2013 году работы, в основном, связаны с программой обновления и расширения производственных мощностей, проводимой на НПЗ, включая мероприятия по модернизации Туапсинского, Новокуйбышевского, Сызранского, Куйбышевского, Ачинского и Комсомольского заводов, Ангарской НКХ, а также Рязанской НПК.

В 2013 в рамках программы по модернизации производства с целью увеличения глубины переработки и объемов производства, а также полного перехода на выпуск моторных топлив стандарта «Евро-5», Компания поставила крупнотоннажное оборудование на Куйбышевский, Новокуйбышевский, Сызранский, Ачинский, Комсомольский заводы и на Ангарскую НКХ и начала работы по его монтажу.

Капитальные затраты по другим направлениям деятельности в четвертом квартале 2013 года увеличились до 12 млрд руб. по сравнению с 1 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. За двенадцать месяцев 2013, 2012 и 2011 годов капитальные затраты по другим направлениям деятельности составили 23 млрд руб., 19 млрд руб. и 17 млрд руб., соответственно. Капитальные затраты по другим направлениям деятельности в 2013 году связаны с плановыми закупками транспорта и прочего оборудования.

Начиная с четвертого квартала 2006 г. Компания закупает материалы для строительства и реализует их контрагентам, оказывающим услуги по строительству и бурению. Чистое уменьшение остатков материалов для капитального строительства составило 6 млрд руб. в четвертом квартале 2013 года по сравнению с 1 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. За двенадцать месяцев 2013 года чистое уменьшение остатков материалов для капитального строительства составило 9 млрд руб. За двенадцать месяцев 2012 и 2011 годов чистое увеличение остатков материалов для капитального строительства составило 8 млрд руб. и 16 млрд руб., соответственно.

Затраты на приобретение лицензий в первом квартале 2013 года связаны с приобретением 12 лицензий в соответствии с распоряжением Правительства РФ с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на участках недр, расположенных в Баренцевом море (Северо-Поморский-1, Южно-Приновоземельский, Западно-Приновоземельский, Западно-Матвеевский, Русский), Карском море (Северо-Карский), Чукотском море (Южно-Чукотский, Северо-Врангелевский-1, Северо-Врангелевский-2) и море Лаптевых (Усть-Ленский, Усть-Оленекский, Анисинско-Новосибирский).

Во втором квартале 2013 года Компания приобрела лицензии на геологическое изучение, разработку и добычу на Альбановском и Варнекском участках, расположенных в Баренцевом море, за 1,4 млрд руб., а также лицензию на Гудаутский участок в Черном море и на Южно-Суворовский участок в Чеченской республике. Приобретенные лицензии были оплачены в июле 2013.

В третьем квартале 2013 года Компания оплатила полученные лицензии на Альбановском и Варнекском участках, а также приобрела лицензии на геологическое изучение, разработку и добычу на Лебединском и Митяевском участках в Самарском регионе и на участках на Шельфе Охотского моря.

В четвертом квартале 2013 года Компания оплатила лицензии на геологическое изучение, разработку и добычу на участках Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа, Удмуртской области, Самарском регионе, а также шельфе Охотского моря.

В 2012 и 2011 годы затраты на приобретение лицензий связаны с приобретением лицензий с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья:

- На участках Баренцева и Печорского морей, в Республике Ингушетия и в Самарской области в 2012 году;
- На участках в Ненецком автономном округе, в Красноярском крае, в Самарской области и на участках Охотского моря в 2011 году.

### **Финансовая деятельность**

Чистые денежные средства, полученные в финансовой деятельности, составили 11 млрд руб. в четвертом квартале 2013 года по сравнению с денежными средствами, использованными в финансовой деятельности в размере 80 млрд руб. в третьем квартале 2013 года. Значительное изменение, в основном, связано с выплатой дивидендов в третьем квартале 2013 года в размере 85 млрд руб.

Поступления от финансовой деятельности составили 968 млрд руб. в 2013 году по сравнению с поступлениями от финансовой деятельности 73 млрд руб. в 2012 году. Увеличение поступления денежных средств от финансовой деятельности в 2013 году, в основном, объясняется получением долгосрочных кредитов в первом квартале 2013.

20 июня 2013 г. Общее собрание акционеров одобрило рекомендованную Советом Директоров величину дивидендов по итогам 2012 г. в размере 8,05 руб. за акцию, что на 6,9% превышает аналогичный показатель по итогам 2011 г. Суммарная величина рекомендованных дивидендов по итогам 2012 г. составляет 85 315 млн руб.

Использование средств в финансовой деятельности составило 56 млрд руб. в 2011 году.

### **Долговые обязательства**

Чистый долг Компании составил 1 860 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2013 года по сравнению с 1 909 млрд руб. на 30 сентября 2013 года. Снижение, в основном, связано с началом погашения кредитов, привлеченных на приобретение активов ТНК.

Общая задолженность по привлеченным кредитам и займам Компании составила 2 360 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2013 года по сравнению с 2 373 млрд руб. по состоянию на 30 сентября 2013 года. Снижение обусловлено, в основном, плановым погашением кредитов. В 2013 году Компания погасила часть кредитов, привлеченных на приобретение активов ТНК в размере 166,9 млрд рублей.

В расчет чистого долга Компании были включены прочие краткосрочные обязательства в размере 7 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2013 и 6 млрд руб. на 30 сентября 2013 года, соответственно. Задолженность была сформирована в результате приобретения новых активов, и при первом раскрытии была отражена в составе прочих текущих обязательств.

Часть долгосрочных кредитов обеспечена уступкой кредитором прав требования в отношении выручки по экспортным контрактам на поставку сырой нефти. Заимствования Роснефти, обеспеченные экспортными поставками нефти (за исключением экспорта в СНГ), составляют 23,6% по состоянию на 31 декабря 2013 года, 23,2% по состоянию на 30 сентября 2013 года и 48,4% общего объема задолженности по состоянию на 31 декабря 2012 года.

По состоянию на 31 декабря 2013 года, 30 сентября 2013 года и 31 декабря 2012 года права требования в отношении выручки по экспортным контрактам на поставку сырой нефти составили 4,2%, 5,2% и 13,6%, 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 2013	30 сентября 2013	31 декабря 2012
Краткосрочные кредиты и займы	684	522	143
Прочие краткосрочные финансовые обязательства	7	6	–
Долгосрочные кредиты и займы	1 676	1 851	837
<b>Задолженность итого</b>	<b>2 367</b>	<b>2 379</b>	<b>980</b>
Денежные средства и их эквиваленты	275	246	299
Краткосрочные финансовые активы	232	224	90
<b>Чистый долг</b>	<b>1 860</b>	<b>1 909</b>	<b>591</b>

## Ключевые 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 2013	30 сентября 2013	2013	2012	2011
Скорректированная маржа EBITDA	20,4%	23,5%	20,7%	20,0%	24,4%
Маржа чистой прибыли	9,9%	20,6%	11,7%	11,8%	12,3%
Отношение чистого долга к скорректированному показателю EBITDA, в годовом выражении	1,79*	1,89	1,79*	0,96	0,66
Коэффициент ликвидности	1,05	1,32	1,05	2,09	1,89
	<b>(руб. на баррель)</b>				
Скорректированная EBITDA в расчете на баррель нефти	756	881	739	724	832
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефти	270	235	261	323	302
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефти	170	159	154	100	89
Скорректированный свободный денежный поток до вычета процентов в расчете на баррель	135	233	153	50	124
	<b>(руб. на баррель нефтяного эквивалента)</b>				
Скорректированная EBITDA в расчете на баррель нефтяного эквивалента	664	782	656	661	764
Капитальные расходы на разведку и добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента	237	209	232	295	277
Операционные затраты на добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента	149	142	137	91	82
Скорректированный свободный денежный поток до вычета процентов в расчете на баррель нефтяного эквивалента	118	207	136	46	114

\*с учетом EBITDA ООО НК «Итера» с 01.01.13.

Компания рассматривает «EBITDA на баррель», «операционные расходы по добыче нефти и газа на баррель» и «операционные расходы по добыче нефти и газа на баррель нефтяного эквивалента», 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 руб. на объем добычи (в млн барр. или млн барр. нефтяного эквивалента), без учета изменения запасов.

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

## Показатели по сегменту «Геологоразведка и добыча»

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2012	2011
Капитальные затраты по добыче нефти и газа (млрд руб.)	98	85	343	276	240
Операционные затраты по добыче нефти и газа (млрд руб.)	61,7	57,5	201,9	85,0	70,7
Добыча нефти и ЖУВ (млн баррелей)	363,6	361,0	1 312,1	853,9	795,8
Добыча нефти, ЖУВ и газа (млн баррелей нефтяного эквивалента)	414,3*	406,5*	1 478,1*	934,5	866,4

\*без учета добычи газа «Итеры»

## Расчет скорректированного свободного денежного потока

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2012	2011
	(млрд руб.)				
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	377	263	1 213	521	487
Капитальные затраты	(182)	(130)	(560)	(473)	(391)
Операции с торговыми ценными бумагами	17	–	18	(5)	3
<i>Сумма предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти</i>	<i>(163)</i>	<i>(49)</i>	<i>(470)</i>	–	–
<b>Скорректированный свободный денежный поток</b>	<b>49</b>	<b>84</b>	<b>201</b>	<b>43</b>	<b>99</b>

## Расчет маржи скорректированной EBITDA

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2012	2011
	(млрд руб., за исключением %)				
Операционная прибыль	150	183	555	412	469
Износ, истощение и амортизация	123	120	392	206	193
<b>EBITDA</b>	<b>273</b>	<b>303</b>	<b>947</b>	<b>618</b>	<b>662</b>
<i>Единовременный эффект</i>	<i>2<sup>2</sup></i>	<i>15<sup>1</sup></i>	23	–	–
<b>Скорректированная EBITDA</b>	<b>275</b>	<b>318</b>	<b>970</b>	<b>618</b>	<b>662</b>
Выручка от реализации	1 350	1 356	4 694	3 089	2 718
<b>Скорректированная маржа EBITDA</b>	<b>20,4%</b>	<b>23,5%</b>	<b>20,7%</b>	<b>20,0%</b>	<b>24,4%</b>

<sup>1</sup>Единовременный эффект 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 - 14 млрд руб. в третьем квартале 2013 года, а также эффект от изменения оценок резервов по экологическим обязательствам.

<sup>2</sup>Корректировка по изменению оценок резервов по экологическим обязательствам.

## Расчет маржи чистой прибыли

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2012	2011
	(млрд руб., за исключением %)				
Чистая прибыль	134	280	551	365	335
Выручка от реализации	1 350	1 356	4 694	3 089	2 718
<b>Маржа чистой прибыли</b>	<b>9,9%</b>	<b>20,6%</b>	<b>11,7%</b>	<b>11,8%</b>	<b>12,3%</b>

## Расчет коэффициента ликвидности

	За 3 месяца, закончившихся		За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	2013	2012	2011
	(млрд руб., за исключением коэффициентов)				
Оборотные активы	1 455	1 402	1 455	949	838
Краткосрочные обязательства	1 387	1 059	1 387	453	443
<b>Коэффициент ликвидности</b>	<b>1,05</b>	<b>1,32</b>	<b>1,05</b>	<b>2,09</b>	<b>1,89</b>



## Расчет задействованного капитала и связанных показателей

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2013	2012	2011
	млрд руб.		
Краткосрочные кредиты и обязательства и краткосрочная часть долгосрочной задолженности	691	143	165
Задолженность по долгосрочным кредитам	1 676	837	596
Денежные средства и их эквиваленты	(275)	(299)	(166)
Краткосрочные финансовые активы	(232)	(90)	(155)
<b>Чистый долг<sup>(1)</sup></b>	<b>1 860</b>	<b>591</b>	<b>440</b>
Акционерный капитал	3 126	2 283	2 068
Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях	39	39	36
Собственный капитал	3 165	2 322	2 104
<b>Задействованный капитал</b>	<b>5 025</b>	<b>2 913</b>	<b>2 544</b>
<b>Средний собственный капитал<sup>(2)</sup></b>	<b>2 744</b>	<b>2 196</b>	<b>1 948</b>
<b>Средний задействованный капитал<sup>(3)</sup></b>	<b>3 969</b>	<b>2 707</b>	<b>2 357</b>

(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.

## Расчет доходности на средний задействованный капитал (ROACE)

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2013	2012	2011
	(млрд руб., за исключением %)		
Операционная прибыль	555	412	469
Налог на прибыль	(81)	(104)	(90)
<b>Прибыль для расчета ROACE</b>	<b>474</b>	<b>308</b>	<b>379</b>
Средний задействованный капитал	3 969	2 707	2 357
<b>ROACE</b>	<b>11,9%</b>	<b>11,4%</b>	<b>16,0%</b>

## Расчет доходности на средний собственный капитал (ROAE)

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		
	2013	2012	2011
	(млрд руб., за исключением %)		
Чистая прибыль	551	365	335
Средний собственный капитал, включая долю прочих акционеров в прибыли дочерних предприятий	2 744	2 196	1 948
<b>ROAE в годовом выражении</b>	<b>20,1%</b>	<b>16,6%</b>	<b>17,2%</b>

## Приложение 1. Проформа сопоставимости показателей Объединенной Компании за 4 квартал и 12 месяцев 2013 и 2012 годов.

*Финансовые и операционные показатели Компании по проформе, подготовленной для сопоставимых периодов 2013 и 2012 годов, только для целей презентации\*.*

	За 12 месяцев, закончившихся 31 декабря		% изменение
	2013	2012	
<b>Финансовые результаты, млрд руб.</b>			
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных компаний	5 069	4 946	2,5%
ЕВИТДА	1 033	1 032	0,1%
Чистая прибыль	582	614	(5,2)%
Капитальные затраты	593	618	(4,0)%
<b>Операционные результаты</b>			
Добыча нефти и ЖУВ (тыс. барр. в сутки)	4 189	4 155	0,8%
Добыча газа (тыс. барр. нефтяного эквивалента в сутки)	679	554	22,6%
Производство нефтепродуктов в России (млн т.)	84,95	83,56	1,7%
Производство нефтепродуктов вне РФ (млн т.)	12,73	13,34	(4,6)%

\*Проформа включает показатели ТНК с 1 января 2012 года, как если бы активы ТНК были приобретены на 01.01.2012.

## Добыча нефти и ЖУВ по Компании за сопоставимые периоды 2013 и 2012 годов

	За 3 месяца, закончившихся			Изменение	За 12 месяцев, закончившихся		
	31 декабря 2013	30 сентября 2013	Изменение		31 декабря 2013	31 декабря 2012	Изменение
	(млн баррелей)			(%)	(млн баррелей)		
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	122,6	122,3	0,2%	487,2	488,8	(0,3)%	
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	20,7	20,7	–	81,1	78,8	2,9%	
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	11,8	11,9	(0,8)%	47,5	50,7	(6,3)%	
Ванкорнефть (Восточная Сибирь)	40,2	40,2	–	157,8	133,9	17,8%	
Северная нефть (Тимано-Печора)	5,5	5,6	(1,8)%	22,70	25,7	(11,7)%	
Сахалин-1 (Дальний Восток) (исключая роялти и долю государства)	2,3	2,3	–	8,7	8,7	–	
Томскнефть (Западная Сибирь)	9,5	9,5	–	37,4	37,4	–	
Самотлорнефтегаз	43,7	43,8	(0,2)%	174,1	187,5	(7,1)%	
Оренбургнефть	38,8	38,3	1,3%	151,8	153,9	(1,4)%	
Верхнечонскнефтегаз	14,5	14,3	1,4%	56,6	52,9	7,0%	
РН-Уватнефтегаз	17,7	17,3	2,3%	65,1	55,0	18,4%	
Варьеганнефтегаз	14,1	13,9	1,4%	55,6	58,5	(5,0)%	
РН-Няганьнефтегаз	11,8	11,9	(0,8)%	47,3	51,9	(8,9)%	
Таас-Юрях	1,6	–	–	1,6	–	–	
Прочие	8,8	9,0	(2,2)%	36,1	37,1	(2,8)%	
<b>Итого добыча нефти и ЖУВ дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями</b>	<b>363,6</b>	<b>361,0</b>	<b>0,7%</b>	<b>1 430,6</b>	<b>1 420,8</b>	<b>0,7%</b>	
Удмуртнефть (Центральная Россия)	6,0	5,9	1,7%	23,6	23,5	0,4%	
Полярное Сияние (Тимано-Печора)	0,4	0,4	–	1,6	1,9	(15,8)%	
Славнефть	15,1	15,4	(1,9)%	61,5	65,1	(5,5)%	
Прочие	2,9	3,1	(6,5)%	11,8	9,5	24,2%	
<b>Итого доля в добыче зависимых предприятий</b>	<b>24,4</b>	<b>24,8</b>	<b>(1,6)%</b>	<b>98,5</b>	<b>100,0</b>	<b>(1,5)%</b>	
<b>Итого добыча нефти и ЖУВ</b>	<b>388,0</b>	<b>385,8</b>	<b>0,6%</b>	<b>1 529,1</b>	<b>1 520,8</b>	<b>0,5%</b>	

## Добыча газа\* по Компании за сопоставимые периоды 2013 и 2012 годов

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение	За 12 месяцев, закончившихся		Изменение
	31 декабря 2013	30 сентября 2013		31 декабря 2013	31 декабря 2012	
	(млрд куб. м)		(%)	(млрд куб. м)		(%)
Пурнефтегаз (Западная Сибирь)	1,06	1,06	–	4,17	4,07	2,5%
Юганскнефтегаз (Западная Сибирь)	1,07	0,98	9,2%	3,78	3,16	19,6%
Краснодарнефтегаз (Юг России)	0,85	0,73	16,4%	3,06	2,90	5,5%
Самаранефтегаз (Центральная Россия)	0,13	0,12	8,3%	0,50	0,53	(5,7)%
Северная нефть (Тимано-Печора)	0,07	0,06	16,7%	0,26	0,29	(10,3)%
Ванкорнефть (Восточная Сибирь)	0,27	0,11	145,5%	0,63	0,47	34,0%
Сахалин-1 (исключая роялти и долю государства)	0,12	0,07	71,4%	0,40	0,34	17,6%
Томскнефть (Западная Сибирь)	0,24	0,19	26,3%	0,86	0,84	2,4%
ООО НКГ ИТЕРА	3,32	2,95	12,5%	6,27	–	–
Самотлорнефтегаз	1,43	1,37	4,4%	5,54	5,96	(7,0)%
Роспан Интернешнл	0,98	0,91	7,7%	3,73	3,49	6,9%
Оренбургнефть	0,79	0,65	21,5%	2,76	2,48	11,3%
Варьганнефтегаз	0,79	0,71	11,3%	3,07	3,26	(5,8)%
РН-Няганьнефтегаз	0,38	0,36	5,6%	1,39	1,23	13,0%
Прочие	0,43	0,41	4,9%	1,89	2,28	(17,1)%
<b>Итого добыча газа подразделениями, дочерними и пропорционально консолидируемыми обществами</b>	<b>11,93</b>	<b>10,68</b>	<b>11,7%</b>	<b>38,31</b>	<b>31,30</b>	<b>22,4%</b>
ООО НКГ ИТЕРА	–	–	–	3,23	2,62	23,3%
Славнефть	0,10	0,10	–	0,40	0,41	(2,4)%
Прочие	0,04	0,04	–	0,17	0,15	13,3%
<b>Итого доля в добыче зависимых обществ</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>–</b>	<b>3,80</b>	<b>3,18</b>	<b>19,5%</b>
<b>Итого добыча газа</b>	<b>12,07</b>	<b>10,82</b>	<b>11,6%</b>	<b>42,11</b>	<b>34,48</b>	<b>22,1%</b>

\* Данные по добыче газа рассчитаны как извлеченный объем газа за минусом газа, сожженного на факела и газа на производство ЖУВ.

## Переработка сырой нефти за сопоставимые периоды 2013 и 2012 годов

	За 3 месяца, закончившихся		Изменение	За 12 месяцев, закончившихся		Изменение
	31 декабря 2013	30 сентября 2013		31 декабря 2013	31 декабря 2012	
	(млн тонн)		(%)	(млн тонн)		(%)
Переработка сырой нефти на заводах Компании внутри РФ,	21,41	22,63	(5,4)%	84,95	83,56	1,7%
Переработка сырой нефти вне РФ,	3,24	3,39	(4,4)%	12,73	13,34	(4,6)%
в т.ч. на заводах Ruhr Oel GmbH	2,78	2,76	0,7%	10,60	10,73	(1,2)%
в т.ч. в Республике Беларусь	0,46	0,63	(27,0)%	2,13	2,61	(18,5)%
<b>Итого переработка нефти по Группе</b>	<b>24,65</b>	<b>26,02</b>	<b>(5,3)%</b>	<b>97,68</b>	<b>96,90</b>	<b>0,8%</b>