

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»  
ПРОМЕЖУТОЧНАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ  
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ, ПОДГОТОВЛЕННАЯ В  
СООТВЕТСТВИИ С МЕЖДУНАРОДНЫМИ  
СТАНДАРТАМИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (МСФО)  
ЗА ТРИ МЕСЯЦА, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 МАРТА  
2009 ГОДА**

## СОДЕРЖАНИЕ

	<b>Стр.</b>
Заявление об ответственности директоров	3
Отчет аудиторов о результатах обзора промежуточной консолидированной финансовой отчетности	4
Промежуточный консолидированный отчет о финансовом положении	5
Промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе	6
Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств	7
Промежуточный консолидированный отчет об изменении капитала	8
Примечания к промежуточной консолидированной финансовой отчетности	9

## **ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ДИРЕКТОРОВ Акционерам ОАО «АК «Транснефть»**

1. Мы подготовили промежуточную консолидированную финансовую отчетность за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, которая достоверно и объективно отражает финансовое состояние ОАО «АК «Транснефть» (далее – «Компания») и его дочерних обществ (далее – «Группа») на конец отчетного периода, а также результаты деятельности и движение денежных средств за отчетный период. Руководство несет ответственность за то, что компании Группы ведут учетные записи, раскрывающие с достаточной степенью точности финансовое положение каждой компании и позволяющие им обеспечить соответствие промежуточной консолидированной финансовой отчетности требованиям Международного стандарта финансовой отчетности 34 «Промежуточная финансовая отчетность», а также соответствие российской бухгалтерской отчетности российскому законодательству и нормативным актам. В целом, руководство также несет ответственность за принятие доступных ему мер для защиты активов Группы, а также предотвращения и выявления фактов мошенничества и прочих злоупотреблений.
2. Руководство Группы полагает, что при подготовке промежуточной консолидированной финансовой отчетности, приведенной на страницах с 5 по 44, Группа последовательно применяла соответствующую учетную политику, подкрепляла ее обоснованными и осмотрительными оценками и расчетами и обеспечивала соблюдение требований Международного стандарта финансовой отчетности 34 «Промежуточная финансовая отчетность».
3. Никто из директоров не владел акциями Группы в течение трех месяцев, закончившихся 31 марта 2009 года.
4. Промежуточная консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе данных российской сводной бухгалтерской отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, одобренной руководством Группы в мае 2009 года и приведенной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

---

Н. П. Токарев  
Президент  
31 июля 2009 года

ОАО «АК «Транснефть»  
ул. Большая Полянка, 57  
119180 Москва  
Российская Федерация

**ОТЧЕТ АУДИТОРОВ О РЕЗУЛЬТАТАХ ОБЗОРА ПРОМЕЖУТОЧНОЙ  
КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ  
Акционерам и Совету директоров ОАО «АК «Транснефть»**

*Введение*

Нами проведен обзор прилагаемого промежуточного консолидированного отчета о финансовом положении ОАО «АК «Транснефть» (далее – «Компания») и его дочерних обществ (далее – «Группа») по состоянию на 31 марта 2009 года и относящихся к нему промежуточных консолидированных отчета о совокупном доходе, отчета о движении денежных средств, отчета о движении капитала за три месяца, закончившихся на указанную дату, а также основных положений учетной политики и прочих примечаний к финансовой отчетности. Ответственность за подготовку и объективное представление данной промежуточной консолидированной финансовой отчетности, приведенной на страницах с 5 по 44, в соответствии с требованиями Международного стандарта финансовой отчетности 34 «Промежуточная финансовая отчетность», несет руководство. Наша ответственность заключается в том, чтобы высказать мнение о данной промежуточной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного обзора.

*Объем процедур*

Мы проводили обзор в соответствии с Международным стандартом 2410 «Обзор промежуточной финансовой информации, проводимый независимым аудитором компании». Обзор промежуточной финансовой информации включает в себя направление запросов, в первую очередь сотрудникам, отвечающим за вопросы бухгалтерского учета и отчетности, выполнение аналитических и других процедур по обзору. Объем процедур, выполняемых в рамках обзора, значительно меньше объема процедур, выполняемых в рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, что не позволяет нам получить достаточную уверенность в том, что нам станет известно обо всех существенных вопросах, которые могли бы быть выявлены в результате аудита. Соответственно, мы не выражаем мнения аудитора.

*Вывод*

По результатам обзора нами не было выявлено ничего, что бы позволяло считать, что прилагаемая промежуточная консолидированная финансовая отчетность не отражает достоверно во всех существенных аспектах финансовое положение Группы на 31 марта 2009 года и результаты ее финансово-хозяйственной деятельности, а также движение денежных средств за три месяца, закончившихся на указанную дату, в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности 34 «Промежуточная финансовая отчетность».

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ**  
**ПОЛОЖЕНИИ ПО МСФО (НЕАУДИРОВАНО) - НА 31 МАРТА 2009 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

	Прим.	31 марта 2009	31 декабря 2008
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Внеоборотные активы</b>			
Нематериальные активы		1 292	1 281
Основные средства	6	840 806	809 130
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	7	963	962
Инвестиции в зависимые компании	19	1 369	1 062
Активы по НДС	9	20 387	10 281
Прочие финансовые активы		2	1 505
<b>Итого внеоборотных активов</b>		<b>864 819</b>	<b>824 221</b>
<b>Оборотные активы</b>			
Запасы	8	10 539	8 904
Дебиторская задолженность и предоплата	9	20 268	19 082
Активы по НДС	9	38 490	46 710
Предоплата по налогу на прибыль		2 742	3 647
Денежные средства и их эквиваленты	10	80 282	60 565
<b>Итого оборотных активов</b>		<b>152 321</b>	<b>138 908</b>
<b>Итого активов</b>		<b>1 017 140</b>	<b>963 129</b>
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Капитал</b>			
Акционерный капитал	11	308	308
Добавочный капитал	11	52 553	52 553
Резерв, связанный с присоединением	11	(13 080)	(13 080)
Нераспределенная прибыль		513 771	495 081
<b>Капитал, приходящийся на счет акционеров ОАО «АК «Транснефть»</b>		<b>553 552</b>	<b>534 862</b>
Доля меньшинства	12	25 553	25 035
<b>Итого капитала</b>		<b>579 105</b>	<b>559 897</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Кредиты и займы, обязательства по лизингу	13	227 739	191 597
Отложенные налоговые обязательства	14	25 179	24 582
Резервы предстоящих расходов и платежей	15	75 289	75 005
<b>Итого долгосрочных обязательств</b>		<b>328 207</b>	<b>291 184</b>
<b>Краткосрочные обязательства</b>			
Кредиторская задолженность и прочие обязательства	16	46 874	46 633
Текущие обязательства по налогу на прибыль		1 533	1 275
Кредиты и займы, обязательства по лизингу	13	61 421	64 140
<b>Итого краткосрочных обязательств</b>		<b>109 828</b>	<b>112 048</b>
<b>Итого обязательств</b>		<b>438 035</b>	<b>403 232</b>
<b>Итого капитала и обязательств</b>		<b>1 017 140</b>	<b>963 129</b>

Утвержден 31 июля 2009:

Н.П. Токарев

Президент

С. Н. Суворова

Генеральный директор ООО «Транснефть Финанс», специализированной организации, оказывающей услуги по ведению бухгалтерского учета ОАО «АК «Транснефть»

	Прим.	Три месяца, закончившихся 31 марта 2009	Три месяца, закончившихся 31 марта 2008
Выручка	17	85 190	63 623
Операционные расходы	18	(40 402)	(35 647)
Чистые прочие операционные доходы	18	805	2 024
<b>Операционная прибыль</b>		<b>45 593</b>	<b>30 000</b>
Финансовые статьи:			
Прибыль от курсовых разниц		14 980	2 402
Убыток от курсовых разниц		(33 152)	(941)
Проценты к получению		866	274
Проценты к уплате		(4 204)	(576)
<b>Итого финансовые статьи</b>		<b>(21 510)</b>	<b>1 159</b>
Доля в прибыли / (убытке) зависимых компаний		105	(15)
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>24 188</b>	<b>31 144</b>
Текущие расходы по налогу на прибыль		(4 442)	(9 181)
Отложенные (расходы) / доходы по налогу на прибыль		(585)	1 214
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	14	<b>(5 027)</b>	<b>(7 967)</b>
<b>Прибыль за отчетный период</b>		<b>19 161</b>	<b>23 177</b>
<b>Прочий совокупный доход после налогообложения</b>			
Курсовые разницы		36	-
Прибыль от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющих в наличии для продажи		11	-
<b>Общий совокупный доход</b>		<b>19 208</b>	<b>23 177</b>
<b>Участие в прибыли:</b>			
Доля акционеров ОАО «АК «Транснефть»		18 643	22 554
Доля меньшинства	12	518	623
<b>Участие в общем совокупном доходе:</b>			
Доля акционеров ОАО «АК «Транснефть»		18 690	22 554
Доля меньшинства		518	623

Утвержден 31 июля 2009:

Н. П. Токарев

Президент

С. Н. Суворова

Генеральный директор  
ООО «Транснефть Финанс», специализированной  
организации, оказывающей услуги по ведению  
бухгалтерского учета ОАО «АК «Транснефть»

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ**  
**СРЕДСТВ ПО МСФО (НЕАУДИРОВАНО) ЗА ТРИ МЕСЯЦА, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 МАРТА**  
**2009 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

Прим.	Три месяца, закончившихся 31 марта 2009	Три месяца, закончившихся 31 марта 2008
<b>Денежные потоки от операционной деятельности</b>		
	90 263	69 239
Денежные поступления от заказчиков		
Денежные средства, уплаченные поставщикам, работникам и налоги, отличные от налога на прибыль	(47 796)	(36 447)
Проценты уплаченные	(7 155)	(2 811)
Налог на прибыль уплаченный	(3 251)	(7 706)
Возврат средств из бюджета	5 368	1 547
Прочее использование денежных средств от операционной деятельности	(160)	(295)
<b>Чистая сумма денежных средств от операционной деятельности</b>	<b>37 269</b>	<b>23 527</b>
<b>Денежные потоки по инвестиционной деятельности</b>		
	(35 100)	(16 326)
Приобретение основных средств		
Поступления от продажи основных средств	65	30
Денежные средства, поступившие в результате присоединения компании под общим контролем	-	2 826
Проценты и дивиденды полученные	593	240
Прочее поступление / (использование) денежных средств по инвестиционной деятельности	917	(1 739)
<b>Чистая сумма денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности</b>	<b>(33 525)</b>	<b>(14 969)</b>
<b>Денежные потоки по финансовой деятельности</b>		
	23 588	6 362
Поступления по долгосрочным и краткосрочным кредитам и займам		
Погашение долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов	(10 819)	(6 745)
Погашение обязательств по финансовой аренде	(828)	(1 263)
<b>Чистая сумма денежных средств, полученных / (использованных) в финансовой деятельности</b>	<b>11 941</b>	<b>(1 646)</b>
<b>Изменение величины денежных средств и их эквивалентов в результате колебания валютного курса</b>		
	4 032	(41)
<b>Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>19 717</b>	<b>6 871</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	10	60 565
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>	<b>10</b>	<b>80 282</b>

Утвержден 31 июля 2009:

Н. П. Токарев

Президент

С. Н. Суворова

Генеральный директор ООО «Транснефть Финанс»,  
 специализированной организации, оказывающей услуги по  
 ведению бухгалтерского учета ОАО «АК «Транснефть»»

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ**  
**СРЕДСТВ ПО МСФО (НЕАУДИРОВАНО) ЗА ТРИ МЕСЯЦА, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 МАРТА**  
**2009 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

<b>Доля акционеров ОАО «АК «Транснефть»</b>							
	Акцио- нерный капитал	Добавоч- ный капитал	Резерв, связан- ный с присоеди- нием	Накоп- ленная прибыль	Итого	Доля меньшин- ства	Итого капитал
<b>Остаток на 1 января 2008</b>	<b>307</b>	-	-	<b>426 185</b>	<b>426 492</b>	<b>22 447</b>	<b>448 939</b>
Прибыль за отчетный период	-	-	-	22 554	22 554	623	23 177
<b>Общий совокупный доход за отчетный период</b>	-	-	-	<b>22 554</b>	<b>22 554</b>	<b>623</b>	<b>23 177</b>
Объединение компаний под общим контролем	1	52 553	(13 080)	-	39 474	569	40 043
<b>Остаток на 31 марта 2008</b>	<b>308</b>	<b>52 553</b>	<b>(13 080)</b>	<b>448 739</b>	<b>488 520</b>	<b>23 639</b>	<b>512 159</b>
<b>Остаток на 1 января 2009</b>	<b>308</b>	<b>52 553</b>	<b>(13 080)</b>	<b>495 081</b>	<b>534 862</b>	<b>25 035</b>	<b>559 897</b>
Прибыль за отчетный период	-	-	-	18 643	18 643	518	19 161
Прибыль от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, за минусом налога на прибыль	-	-	-	11	11	-	11
Курсовые разницы, за минусом налога на прибыль	-	-	-	36	36	-	36
<b>Общий совокупный доход за отчетный период</b>	-	-	-	<b>18 690</b>	<b>18 690</b>	<b>518</b>	<b>19 208</b>
<b>Остаток на 31 марта 2009</b>	<b>308</b>	<b>52 553</b>	<b>(13 080)</b>	<b>513 771</b>	<b>553 552</b>	<b>25 553</b>	<b>579 105</b>

Утвержден 31 июля 2009:

Н. П. Токарев

С. Н. Суворова

Президент

Генеральный директор ООО «Транснефть Финанс»,  
 специализированной организации, оказывающей услуги по  
 ведению бухгалтерского учета ОАО «АК «Транснефть»



## **1 ХАРАКТЕР ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

ОАО «АК «Транснефть» (далее - «Компания») учреждено в соответствии с постановлением Совета Министров - Правительства РФ от 14 августа 1993 года № 810 во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 17 ноября 1992 года № 1403. Место нахождения Компании: Российская Федерация, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 57.

Компания и ее дочерние общества (далее - «Группа»), перечисленные в Примечании 19, располагают крупнейшей в мире системой нефтепроводов, составляющей 48 292 км. За три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, Группа транспортировала 113,0 млн. тонн сырой нефти на внутренний и экспортный рынки (за три месяца, закончившихся 31 марта 2008 года – 113,6 млн. тонн), что представляет собой большую часть нефти, добываемой на территории Российской Федерации.

С января 2008 года ОАО «АК «Транснефть» является единственным акционером ОАО «АК «Транснефтепродукт» (далее – Транснефтепродукт). Транснефтепродукт и его дочерние общества (далее – «Группа Транснефтепродукт») располагают крупной системой нефтепродуктопроводов на территории Российской Федерации, Республики Беларусь и Украины, общей протяженностью 18 769 км на 31 марта 2009 года. Зависимая компания Транснефтепродукта ООО «ЛатРосТранс» располагает связанной с ней системой нефтепродуктопроводов на территории Латвийской Республики.

## **2 УСЛОВИЯ ВЕДЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

В результате мирового кризиса ликвидности, помимо всего прочего, произошло снижение уровня финансирования на рынках капитала и уровня ликвидности во всем российском банковском секторе, а также увеличение ставок межбанковского кредитования. Кризис также привел к банкротству и необходимости поддержания банков в Соединенных Штатах Америки, Западной Европе и России.

Нестабильность на мировых финансовых и сырьевых рынках, а также другие факторы, привели к существенному спаду на российском фондовом рынке с середины 2008 г. Так, с сентября 2008 года отмечен рост неустойчивости валютных рынков и значительное обесценение российского рубля относительно ряда основных валют. Официальный курс Центрального банка Российской Федерации (ЦБ РФ) вырос с 25,3718 рублей за один доллар США по состоянию на 1 октября 2008 года до 34,0134 рублей за один доллар США по состоянию на 31 марта 2009 года. Цена спот на нефть Urals на условиях FOB снизилась с 91,15 долларов США на 29 сентября 2008 года, до 41,76 долларов США на 31 марта 2009 года.

Руководство не в состоянии предусмотреть все варианты развития событий в экономической среде, которые могут оказать влияние на операционную деятельность Группы и, следовательно, их потенциальное воздействие (если таковое будет иметь место) на финансовое положение Группы. Руководство Группы считает, что влияние текущего кризиса на ее операционную деятельность ограничено в связи с тем, что стоимость предоставляемых услуг регулируется государством. Кроме того, Группа является трубопроводной монополией на российском рынке транспортировки нефти и нефтепродуктов, что обеспечивает устойчивый спрос на ее услуги. Руководство Группы считает, что потоки денежных средств от операционной деятельности достаточны для финансирования текущей деятельности и выполнения ее долговых обязательств.

Действующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержены частым изменениям. Кроме того, организации, осуществляющие в настоящий период деятельность на территории Российской Федерации, сталкиваются и с другими финансовыми и юридическими сложностями. Экономические перспективы Российской Федерации во многом зависят от эффективности экономических мер, финансовых механизмов и денежной политики Правительства Российской Федерации, а также от развития налоговой, правовой, административной и политической систем.

## **3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ**

Данная промежуточная консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности 34 «Промежуточная финансовая отчетность» и полностью ему соответствует.

Основные положения учетной политики последовательно применялись по отношению ко всем представленным в консолидированной финансовой отчетности периодам, за исключением специально оговоренных случаев (см. Примечание 4). Консолидированная финансовая отчетность Группы была подготовлена исходя из принципа оценки по фактическим затратам, за исключением отступлений, указанных

в Примечаниях 4 и 5.

### 3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)

Функциональной валютой каждой компании Группы, включенной в консолидированную отчетность, является валюта первичной экономической среды, в которой компания осуществляет свою деятельность. Функциональной валютой Компании и ее основных дочерних обществ, и валютой представления отчетности Группы является национальная валюта Российской Федерации – российский рубль («рубль»). Официальный курс обмена доллара США к российскому рублю, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, составлял 34,0134 и 29,3804 на 31 марта 2009 года и 31 декабря 2008 года соответственно. Официальный курс обмена Евро к российскому рублю, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, составлял 44,9419 и 41,4411 на 31 марта 2009 года и 31 декабря 2008 года соответственно.

#### Применение МСФО 8

С 1 января 2009 года Группа начала применять МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты», который заменил МСФО (IAS) 14 «Сегментная отчетность». МСФО 8 вводит новые требования и методические рекомендации в отношении раскрытия информации об операционных сегментах.

Операционные сегменты определены как виды деятельности Группы, в отношении которых поступает выручка и осуществляются расходы, составляется отдельная финансовая информация, которая регулярно представляется органу, принимающему решения (Руководство Группы), по результатам анализа которой принимаются решения о распределении ресурсов, и оцениваются результаты финансово-хозяйственной деятельности каждого отдельного сегмента. Руководством Группы, как правило, анализируется информация в разрезе отдельных юридических лиц, деятельность которых, обобщается в двух отдельных отчетных сегментах: Транспортировка нефти и Транспортировка нефтепродуктов.

Выручка каждого отчетного сегмента формируется на основе тарифов, регулируемых государством в лице Федеральной службы по тарифам (ФСТ):

- по отчетному сегменту «Транспортировка нефти» ФСТ устанавливает тарифы в величине, достаточной для покрытия экономически обоснованных затрат, уплаты налогов и сборов в соответствии с действующим налоговым законодательством и формирования чистой прибыли для финансирования экономически обоснованных программ технического перевооружения, модернизации и реконструкции основных производственных фондов, и на выплату дивидендов;
- ценовое регулирование по отчетному сегменту «Транспортировка нефтепродуктов» осуществляется путем установления ФСТ предельных максимальных тарифов, в том числе предельного соотношения стоимости транспортировки нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам со стоимостью их перевозки альтернативными видами транспорта. Фактические тарифы утверждаются Правлением Группы Транснефтепродукта в установленных ФСТ пределах и рассчитываются в размере, необходимом для покрытия экономически обоснованных расходов и формирования прибыли, необходимой для финансирования экономически обоснованных инвестиций в создание новых и реконструкцию действующих основных производственных фондов.

Экономическое обоснование затрат каждого из сегментов осуществляется на основе системы бюджетирования доходов и расходов каждого сегмента. Руководство Группы утверждает плановые показатели бюджетов и в последующем регулярно анализирует фактические данные в сравнении с плановыми. Руководство Группы анализирует результаты деятельности отчетных сегментов по видам доходов и расходов, формирующих прибыль до налогообложения.

Активы отчетных сегментов включают все активы, признаваемые в соответствии с Российскими стандартами бухгалтерского учета («РСБУ»). Активы отчетных сегментов, информация о которых регулярно анализируется руководством Группы, включают основные средства, незавершенное строительство, торговую дебиторскую задолженность, авансы выданные. Обязательства отчетных сегментов включают все обязательства, признаваемые в соответствии с РСБУ. Обязательства отчетных сегментов, информация о которых регулярно анализируется руководством Группы, включают кредиторскую задолженность и авансы полученные, а также долгосрочные и краткосрочные привлеченные кредиты и займы. В зависимости от существенности при анализе отчетных сегментов Руководством Группы могут рассматриваться иные активы и обязательства сегментов.

Руководством Группы регулярно анализируются доходы и расходы, выделяемые в отчете о совокупном доходе.

### 3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)

#### Объединение компаний под общим контролем

24 октября 2007 года внеочередным общим собранием акционеров было принято решение об увеличении капитала Компании на 882 220 рублей путем размещения по закрытой подписке дополнительных обыкновенных акций в количестве 882 220 штук номинальной стоимостью 1 рубль каждая.

В январе 2008 года данное увеличение было оплачено 100% пакетом обыкновенных акций ОАО «АК «Транснефтепродукт», принадлежавшим Российской Федерации в лице Федерального агентства по управлению федеральным имуществом.

В настоящей консолидированной отчетности указанное объединение компаний, находящихся под общим контролем, учтено с применением метода учета «предшествующая база».

Соответственно, активы и обязательства присоединенной Группы Транснефтепродукт отражены в настоящей отчетности по их балансовой стоимости, определенной для целей составления МСФО на дату присоединения. Сравнительные данные в настоящей отчетности не менялись. Разница между учетной стоимостью доли ОАО «АК «Транснефть» в чистых активах Группы Транснефтепродукт и суммой номинальной стоимости выпущенных акций, оплата которых осуществлена 100% акциями ОАО «АК «Транснефтепродукт», и эмиссионным доходом отражена в составе капитала как «резерв присоединения» (см. Примечание 11).

Балансовая стоимость активов и обязательств, относящихся к данному приобретению, представлена ниже:

	<b>Балансовая стоимость по МСФО, определенная непосредственно до объединения</b>
Денежные средства и их эквиваленты	2 826
Основные средства	54 996
Инвестиции	816
Активы по НДС	6 253
Прочие активы	1 221
Кредиты и займы, обязательства по лизингу	(21 201)
Кредиторская задолженность	(1 269)
Отложенные налоговые обязательства	(2 336)
Прочие обязательства	(1 263)
Чистые активы Группы Транснефтепродукт	40 043
Минус: доля меньшинства	(569)
<b>Чистые активы, признанные в результате объединения</b>	<b>39 474</b>

### 4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Ниже приведены основные положения учетной политики, которые последовательно от одного отчетного периода к другому применялись Группой при составлении консолидированной финансовой отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, за исключением поправок, связанных с изменениями МСФО, описанными ниже.

#### Дочерние компании

Дочерними компаниями являются компании, в которых Группа, прямо или косвенно, владеет более 50% голосующих акций или имеет возможность иным образом контролировать решения, принимаемые руководством этих компаний. Отчетность дочерних компаний включается в состав консолидированной финансовой отчетности, начиная с даты перехода фактического контроля над дочерней компанией к Группе и до даты утраты такого контроля. Все внутрихозяйственные операции – остатки по счетам, прибыли от операций между компаниями Группы – полностью исключаются при консолидации, убытки от операций между компаниями Группы также исключаются, за исключением случаев, когда такие убытки свидетельствуют об обесценении передаваемых активов.

#### **4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

Доля меньшинства на отчетную дату представляет собой долю миноритарных акционеров в справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств дочерней компании на дату приобретения, и в изменении капитала с даты приобретения. Доля меньшинства представляет собой долю в чистой прибыли и чистых активах дочерней компании (включая поправки на справедливую стоимость), которая относится к неконтролируемой головной организацией доле в капитале дочерней компании. Доля меньшинства отражается в составе капитала Группы в консолидированной финансовой отчетности.

##### **Инвестиции в зависимые компании**

К зависимым компаниям относятся компании, на которые Группа оказывает значительное влияние и которые не являются дочерними или совместно контролируруемыми предприятиями. Под значительным влиянием понимается возможность участия в принятии решений по финансовой или операционной политике компании, но не возможность контролировать или совместно контролировать такую политику. Зависимые компании учитываются по методу долевого участия.

##### **Объединение компаний под общим контролем**

Дочерние компании, находящиеся под общим контролем, учитываются по методу учета «предшествующая база», начиная с даты объединения. В соответствии с этим методом, финансовые результаты объединяемых компаний в консолидированной финансовой отчетности объединенной компании отражаются с даты заключения соглашения об объединении. Активы и обязательства дочерней компании, переданной под общим контролем, учитываются по балансовой стоимости, отраженной в финансовой отчетности передающей стороны. Передающей стороной считается компания наивысшего уровня, на котором была консолидирована финансовая отчетность дочерней компании, подготовленная согласно МСФО. Гудвил, возникший при первоначальном приобретении компании передающей стороной, также учитывается в данной консолидированной финансовой отчетности. Разница между балансовой стоимостью чистых активов, включая образовавшуюся у предшественника сумму гудвила, и суммой выплаченного вознаграждения отражена в настоящей консолидированной финансовой отчетности в составе капитала как «резерв присоединения».

##### **Основные средства**

Основные средства учитываются по первоначальной стоимости, включая, где это необходимо, чистую текущую стоимость затрат на демонтаж и ликвидацию актива в конце срока полезной службы, за вычетом накопленной амортизации. Объекты незавершенного строительства отражены по первоначальной стоимости с начислением износа с момента готовности к эксплуатации. Амортизация основных средств рассчитывается линейным методом от стоимости каждого объекта основных средств (за минусом его ликвидационной стоимости) в течение предполагаемых сроков полезного использования указанных ниже:

	<b>Количество лет</b>
Здания и сооружения	8-50
Трубопроводы и резервуары	20-50
Машины и оборудование	5-25

Руководство утверждает детальные планы предполагаемой ежегодной ликвидации или вывода из эксплуатации частей трубопровода и связанных с ним объектов. В отношении этих объектов оценочный срок их полезной службы пересматривается, и, при необходимости, изменяется размер амортизационных отчислений за год.

Затраты на реконструкцию и модернизацию капитализируются, при этом заменяемые активы подлежат списанию. Расходы на ремонт относятся на затраты в том периоде, в котором они были осуществлены. Прибыли и убытки, возникающие вследствие выбытия основных средств (по причине списания или иного выбытия), включаются в прибыль (убыток) за период в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Запасы сырой нефти и нефтепродуктов, используемые для технологических нужд в нефтепроводах и нефтепродуктопроводах, необходимые для функционирования сети (технологический запас) и принадлежащие Группе, трактуются как составная часть трубопроводов, не подлежащая амортизации, так как их ликвидационная стоимость превышает балансовую.

Все поступления технологического запаса в течение отчетного периода признаются по себестоимости, любые выбытия списываются по средневзвешенной балансовой стоимости технологического запаса.

#### **4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

Излишки нефти, выявленные в результате инвентаризации, отражаются по рыночной стоимости по статье Запасы консолидированного бухгалтерского баланса и статье Излишки нефти, составляющей часть чистых прочих операционных доходов в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Реализация излишков нефти отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как выручка от продаж.

Группа отражает авансы, выданные на приобретение основных средств и объектов капитального строительства, в составе категории Объекты незавершенного строительства, включая предоплату.

##### **Арендованные основные средства**

Аренда основных средств, по которым Группа принимает на себя все существенные риски и выгоды от владения этими основными средствами, трактуется как финансовая. Машины и оборудование, полученные по договору финансовой аренды, учитываются по наименьшей из двух величин: справедливой стоимости и дисконтированной стоимости минимальных лизинговых платежей на дату начала финансовой аренды, за минусом накопленной амортизации и убытков от обесценения. Сумма каждого арендного платежа распределяется между погашаемой суммой обязательства и финансовыми расходами таким образом, чтобы обеспечить постоянную величину процентной ставки на непогашенный остаток задолженности по финансовой аренде. Арендованные основные средства амортизируются в течение периода времени, наименьшего из срока полезного использования и срока аренды объекта основных средств.

##### **Товарно-материальные запасы**

Стоимость товарно-материальных запасов оценивается как наименьшее из двух величин: средневзвешенной себестоимости и чистой стоимости реализации. Чистая цена продажи – это расчетная цена возможной продажи в процессе обычной деятельности за вычетом расходов по продаже.

##### **Снижение стоимости активов**

По состоянию на каждую отчетную дату руководство производит оценку признаков снижения возмещаемой стоимости активов ниже их балансовой стоимости. В случае выявления такого снижения стоимости активов, балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой суммы. Возмещаемая сумма определяется как наибольшая из двух величин: справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу актива и стоимости от его использования. Разница отражается в составе прибыли (убытка) за период в консолидированном отчете о совокупном доходе в периоде, в котором такое снижение было выявлено. Убыток от снижения стоимости актива, признанный в прошлые отчетные периоды, сторнируется, если произошло изменение оценок, использованных для определения возмещаемой суммы. Нефинансовые активы группируются на самом низшем уровне, на котором можно идентифицировать независимые денежные потоки (группы, генерирующие денежные средства). Нефинансовые активы, по которым произошло обесценение стоимости, пересматриваются на предмет наличия индикаторов для возможного сторнирования убытка от снижения стоимости на каждую отчетную дату.

##### **Финансовые активы и обязательства**

Финансовые активы и обязательства включают денежные средства и их эквиваленты, финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, дебиторскую задолженность, заемные средства, кредиторскую задолженность поставщиков и подрядчиков, прочую кредиторскую задолженность и прочие финансовые активы и первоначально отражаются по справедливой стоимости, скорректированной на сумму издержек, непосредственно связанных с приобретением, на дату, когда Группа становится одной из сторон договора. Финансовые активы списываются с учета частично или полностью только тогда, когда права на отдельные выгоды, определенные в соответствующем договоре, утрачены, переданы, прекращены или срок их действия истек. Финансовые обязательства списываются с учета полностью или частично только в случае, если обязательство, определенное в соответствующем договоре, было выполнено, отменено, либо срок его действия истек.

Переоценка финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, по их справедливой стоимости осуществляется на каждую дату составления отчетности. Прочие финансовые активы и обязательства учитываются по амортизированной стоимости.

**4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств со сроком погашения менее трех месяцев после отчетной даты, включая торговую и прочую дебиторскую и кредиторскую задолженность, считается равной их балансовой стоимости, за исключением тех случаев, когда на отчетную дату существуют признаки их обесценения. Справедливая стоимость всех других финансовых активов и обязательств признается как сумма дебиторской и кредиторской задолженности на дату погашения, дисконтированных до чистой текущей стоимости с использованием соответствующей ставки дисконтирования.

**Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи**

Справедливая стоимость ценных бумаг, имеющихся в наличии для продажи, определяется на основе текущей рыночной стоимости. Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, являются производными финансовыми активами, которые либо отнесены к данной категории при первоначальном признании, либо не могут быть включены ни в одну из других категорий. Они включаются в состав внеоборотных активов, если у руководства нет намерения продать их в течение 12 месяцев после отчетной даты.

Прибыли и убытки, возникающие в связи с изменениями справедливой стоимости категории «финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи», относятся на счет капитала. В том случае, когда финансовые активы, классифицируемые как имеющиеся в наличии для продажи, продаются или обесцениваются, поправки на справедливую стоимость, накопленные на счете капитала, включаются в консолидированный отчет о совокупном доходе как прибыль или убыток от выбытия инвестиций.

На каждую отчетную дату Группа проводит оценку наличия объективных данных о снижении стоимости финансового актива или группы финансовых активов. В случае с финансовыми активами, классифицируемыми как имеющиеся в наличии для продажи, для определения обесценения анализируется существенное или длительное уменьшение справедливой стоимости финансовых активов ниже их балансовой стоимости. При наличии таких данных для финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, суммарный убыток, определяемый как разница между ценой приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от снижения стоимости финансового актива, ранее отнесенного на финансовый результат, списывается с капитала и отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

**Дебиторская задолженность**

Дебиторская задолженность отражается по первоначальной договорной стоимости, включая НДС, за вычетом резерва под обесценение дебиторской задолженности. Резерв под обесценение дебиторской задолженности создается в том случае, если существуют признаки того, что Группа не сможет получить сумму задолженности в объеме и на условиях, ранее предусмотренных контрактом. Сумма резерва равна разнице между балансовой стоимостью и стоимостью возмещения задолженности, рассчитанной как дисконтируемая текущая стоимость прогнозируемых денежных потоков с использованием рыночной ставки по заемным средствам для аналогичных заемщиков на дату возникновения задолженности.

Ниже перечислены прочие основные критерии, на основе которых может определяться наличие объективных признаков убытка от обесценения:

- просрочка любого очередного платежа, если несвоевременная оплата не объясняется задержкой в работе расчетных систем;
- заемщик испытывает существенные финансовые трудности, что подтверждается финансовой информацией о заемщике, имеющейся в распоряжении Группы;
- заемщик рассматривает возможность банкротства или финансовой реорганизации;
- существует негативное изменение платежного статуса заемщика, обусловленное изменениями национальных или местных экономических условий, оказывающих воздействие на заемщика;
- стоимость обеспечения, если таковое имеется, существенно снижается в результате ухудшения ситуации на рынке.

**Предоплата**

Предоплата отражается в отчетности по первоначальной стоимости за вычетом резерва на обесценение. Предоплата классифицируется как долгосрочная, если ожидаемый срок получения активов, относящихся к ней, превышает один год, или если предоплата относится к активу, который будет отражен в учете как внеоборотный при первоначальном признании. Сумма предоплаты на приобретение актива включается в его балансовую стоимость при получении Группой контроля над этим активом и наличии вероятности того, что будущие экономические выгоды, связанные с ним, будут получены Группой. Если имеется признак того, что активы, товары или услуги, относящиеся к предоплате, не будут получены, балансовая стоимость предоплаты уменьшается, и соответствующий убыток от обесценения отражается в прибылях и убытках.

#### **4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

##### **Денежные средства и их эквиваленты**

Денежные средства и их эквиваленты представляют собой наличные средства в кассе, текущие остатки на банковских счетах и высоколиквидные финансовые вложения с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев.

##### **Активы по НДС**

Активы по НДС относятся к капитальному строительству, текущей деятельности и транспортировке нефти на экспорт. Активы по НДС классифицируются как текущие, если их возмещение ожидается в течение 12 месяцев после отчетной даты.

##### **Кредиты и займы**

При первоначальном признании кредиты и займы признаются по справедливой стоимости полученных средств, которая определяется с использованием рыночных процентных ставок по аналогичным инструментам в случае существенного их отличия от процентной ставки по полученному кредиту или займу, за вычетом расходов по сделке. В последующих периодах кредиты и займы отражаются по амортизационной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента; вся разница между справедливой стоимостью полученных средств (за вычетом расходов по сделке) и суммой к погашению отражается как проценты к уплате в течение срока, на который выдан кредит или заем.

##### **Налоги на прибыль**

Налог на прибыль отражается в консолидированной финансовой отчетности в соответствии с законодательством, действующим на дату составления отчетности. Расходы по налогу на прибыль, представленные текущим налогом и отложенным налогом на прибыль, признаются в составе прибыли (убытка) за период в отчете о совокупном доходе, за исключением случаев по операциям, которые относятся непосредственно на прочий совокупный доход в том же или иных отчетных периодах.

Текущий налог - сумма налога, подлежащего к уплате или зачету налоговыми органами, исчисленного с налогооблагаемой прибыли за текущий и предыдущий периоды.

В консолидированной промежуточной финансовой отчетности отложенные налоги начисляются по годовой эффективной ставке, применяемой к прибыли промежуточного периода до учета налога на прибыль. Годовая эффективная ставка рассчитывается на основе ставок налога, которые, как ожидается, вступят в силу или вступят в силу по существу на отчетную дату на конец года и применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства. Отложенные налоги рассчитываются по методу учета обязательств и признаются в отношении всех временных разниц, возникающих между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности.

Обязательства по отложенному налогообложению отражаются в отношении всех налогооблагаемых временных разниц, касающихся инвестиций в дочерние компании, за исключением тех случаев, когда Компания имеет возможность контролировать сроки погашения временной разницы и представляется вероятным, что данная разница не будет погашаться в обозримом будущем.

Активы по отложенному налогообложению, относящиеся к временным разницам, неиспользованным льготам по убыткам от хозяйственной деятельности прошлых лет и другим налоговым льготам, отражаются только в тех случаях, когда высока вероятность того, что в будущем будет иметь место налогооблагаемая прибыль или временные разницы, на которые они могут быть отнесены.

##### **Государственный пенсионный фонд**

Группа осуществляет взносы в Государственный пенсионный фонд. Взносы в Государственный пенсионный фонд относятся на затраты по мере начисления.

##### **Резервы (включая резерв на демонтаж основных средств)**

Резервы отражаются, когда Группа имеет прямое юридическое или иное обязательство в результате прошлых событий, существует высокая вероятность того, что для погашения этого обязательства потребуются определенные затраты в будущем, и когда существует возможность достоверно оценить сумму данного обязательства.



#### **4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

Резервы определяются и переоцениваются на каждую дату составления балансового отчета и включаются в консолидированную финансовую отчетность по предполагаемой чистой текущей стоимости с использованием ставок дисконтирования, применимых к обязательствам, с учетом экономической ситуации в Российской Федерации.

Изменения в резервах, связанные с течением времени, относятся на финансовые статьи в консолидированном отчете о совокупном доходе за каждый отчетный период. Изменения в резервах по причине изменения в ставках дисконтирования и прочие изменения резервов, связанные с изменением предполагаемого способа погашения обязательства или изменением самого обязательства, рассматриваются как изменения в оценках в том периоде, в котором они произошли, и отражаются путем изменения соответствующих активов или расходов.

##### **Пенсионные обязательства**

Помимо взносов в Государственный пенсионный фонд, Группа финансирует дополнительный пенсионный план для своих сотрудников с установленными взносами. Взносы Группы, согласно данному пенсионному плану, определяются в размере 12% от начисленного годового фонда оплаты труда. Расходы Группы, связанные с осуществлением пенсионного плана с установленными взносами, отражаются в составе операционных расходов по статье затраты на оплату труда и пенсионные начисления.

Группа также применяет систему пенсионного обеспечения с установленными выплатами. Выплаты работникам по данному плану представляют собой единовременные выплаты при выходе на пенсию. Затраты на пенсионное обеспечение отражаются по методу прогнозируемой условной единицы. Затраты на пенсионное обеспечение начисляются и отражаются в составе прибыли (убытка) за период в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе операционных затрат таким образом, чтобы распределить регулярные затраты в течение периода работы сотрудников. Пенсионные обязательства оцениваются по текущей стоимости прогнозируемых оттоков денежных средств с использованием ставок процента, применяемых к государственным ценным бумагам, сроки погашения которых примерно соответствуют срокам погашения указанных обязательств. Прибыли и убытки по актуарным расчетам в полном объеме по мере их возникновения признаются в составе прибыли (убытка) за период в отчете о совокупном доходе.

##### **Обязательства по восстановлению окружающей среды**

Группа регулярно оценивает свои обязательства в соответствии с природоохранным законодательством, включая обязательства по восстановлению окружающей среды, возникающие от разлива сырой нефти. Обязательства относятся на расходы сразу же после их выявления по текущей справедливой стоимости будущих денежных потоков, связанных с погашением этих обязательств, за исключением случаев, когда происходит увеличение полезного срока использования объекта имущества либо снижается или предотвращается будущее загрязнение окружающей среды. В этом случае первоначальная оценка затрат на ликвидацию основных средств капитализируется в составе объектов основных средств.

На дату утечки Группа отдельно отражает расчетные убытки от разлива сырой нефти, включая затраты на погашение обязательств по восстановлению окружающей среды. Группа отражает расчетное возмещение по соответствующим страховым полисам, когда существует очень высокая вероятность, что такое возмещение будет получено.

##### **Признание выручки**

Выручка признается на момент предоставления услуг по транспортировке, что подтверждается поставкой сырой нефти и нефтепродуктов владельцу или заказчику владельца в соответствии с договором.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов отражается после отгрузки товара покупателю, когда товар перестает находиться под непосредственным физическим контролем Группы и после передачи покупателю рисков, связанных с владением товаром.

##### **Капитал и дивиденды**

Обыкновенные акции и не подлежащие погашению привилегированные акции с правами на получение фиксированных годовых дивидендов классифицируются как акционерный капитал.

Дивиденды признаются как обязательство и вычитаются из капитала в момент, когда они одобрены годовым общим собранием акционеров. Дивиденды, предложенные в любое время или одобренные в период между отчетной датой и датой выпуска консолидированной финансовой отчетности, раскрываются в отчетности.

#### **4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

##### **Новые стандарты финансовой отчетности**

В 2009 году Группой были приняты к учету все стандарты, поправки и интерпретации, обязательные к применению с 1 января 2009 года, применимые к операциям Группы.

Нижеперечисленные стандарты и интерпретации, которые обязательны для принятия к учету Группой применительно к отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2009 года и позднее, не были применены досрочно, если не указано иное.

МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность» (пересмотрен в январе 2008 г., применим к отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Пересмотренный МСФО (IAS) 27 требует, чтобы компания распределяла общий совокупный доход на владельцев материнской компании и держателей неконтролирующего пакета (ранее именовавшихся «долей меньшинства») даже в том случае, когда результаты по неконтролирующему пакету представляют собой дефицит (действующий в настоящее время стандарт требует, чтобы превышение по убыткам в большинстве случаев распределялось на владельцев материнской компании). Пересмотренный стандарт также указывает, что изменения в доле собственности материнской компании в дочерней компании, не приводящие к потере контроля, должны отражаться в учете как операции в составе капитала. Кроме того, в стандарте определяется каким образом компания должна оценивать прибыль или убыток от утраты контроля над дочерней компанией. На дату утраты контроля оставшаяся доля инвестиции, сохранившейся в бывшей дочерней компании, должна быть оценена по справедливой стоимости. В настоящее время Группа оценивает, какое влияние окажут изменения стандарта на консолидированную финансовую отчетность.

МСФО 3 «Объединение компаний» (пересмотрен в январе 2008 года, применим к объединениям компаний, дата приобретения по которым приходится на начало (или позднее) первого годового периода, начинающегося 1 июля 2009 года или после этой даты). Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 разрешает компаниям выбирать метод оценки неконтролирующего пакета: они могут использовать для этого существующий метод МСФО (IFRS) 3 (пропорциональная доля в идентифицируемых чистых активах приобретенной компании), или метод оценки по справедливой стоимости. Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 содержит более подробное руководство по применению метода приобретения для объединения компаний. Отменено требование об оценке по справедливой стоимости всех активов и обязательств на каждом этапе поэтапного приобретения для целей расчета доли гудвила.

Теперь гудвил будет оцениваться как разница на дату приобретения между справедливой стоимостью любой инвестиции в бизнес до приобретения и суммы оплаты и приобретенных чистых активов. Затраты, связанные с приобретением, будут учитываться отдельно от объединения компаний и поэтому будут отражаться как расходы, а не включаться в гудвил. Компания-покупатель должна будет отразить на дату приобретения обязательство по любому условному вознаграждению в связи с покупкой. Изменения стоимости этого обязательства после даты приобретения будут отражаться надлежащим образом в соответствии с другими применимыми МСФО, а не путем корректировки гудвила. Объем применения пересмотренного МСФО (IFRS) 3 расширен включением объединений бизнеса с участием только кооперативных предприятий и объединениями бизнеса, осуществленными исключительно путем заключения договора. В настоящее время Группа оценивает, какое влияние окажут изменения стандарта на консолидированную финансовую отчетность.

Интерпретация IFRIC 17 «Распределение неденежных активов в пользу собственников компании» (применяется к годовым периодам, начинающимся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Поправка поясняет, когда и как необходимо признавать распределение неденежных активов в форме дивидендов владельцам компании). Компания должна оценивать обязательство по распределению неденежных активов в форме дивидендов своим владельцам по справедливой стоимости активов, которые подлежат распределению. Компания отражает прибыль или убыток от выбытия распределенных неденежных активов в отчете о совокупном доходе в момент выплаты дивидендов. Интерпретация IFRIC 17 не применима к деятельности Группы, так как она не распределяет неденежные активы своим владельцам.

Интерпретация IFRIC 18 «Передача активов от потребителей» применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 года или после этой даты. В интерпретации разъясняется порядок учета передачи активов от потребителей, а именно, обстоятельства, при которых выполняются критерии определения актива; признание актива и оценка его стоимости при первоначальном признании; выявление отдельно идентифицируемых услуг (одна или более услуга в обмен на переданный актив); признание выручки, а также порядок учета передачи денежных средств от потребителей. В настоящее время Группа оценивает влияние интерпретации IFRIC 18 на консолидированную финансовую отчетность.

**4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

Встроенные производные инструменты – поправки к IFRIC 9 и МСФО (IAS) 39 вступают в силу для годовых периодов, заканчивающихся 30 июня 2009 или после указанной даты. Поправки поясняют, что при реклассификации финансового актива из категории «отражаемые по справедливой стоимости с отнесением изменений на счет прибылей и убытков» должна производиться оценка всех встроенных производных инструментов, и в случае необходимости они должны отражаться в финансовой отчетности отдельно. В настоящее время Группа оценивает влияние поправки на консолидированную финансовую отчетность.

Поправки к Международным стандартам финансовой отчетности (опубликованы в апреле 2009 года). Поправки к МСФО (IFRS) 2, МСФО (IAS) 38, интерпретации IFRIC 9 и IFRIC 16 вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 июля 2009 г. или после этой даты. Поправки к МСФО (IFRS) 5, МСФО (IFRS) 8, МСФО (IAS) 1, МСФО (IAS) 7, МСФО (IAS) 17, МСФО (IAS) 36 и МСФО (IAS) 39 вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2010 г. или после этой даты. Поправки состоят из совокупности изменений по существу и разъяснений в отношении следующих МСФО и интерпретаций: уточнения в отношении неприменения МСФО (IFRS) 2 к операциям вкладов бизнеса в совместную деятельность и к объединениям бизнеса с участием компаний, находящихся под общим контролем; разъяснения требований МСФО (IFRS) 5 и других стандартов по раскрытию информации в отношении внеоборотных активов (или активов, включенных в группу активов по прекращаемой деятельности), классифицированных как предназначенные для продажи или прекращаемая деятельность; изменения требований по раскрытию информации, содержащихся в МСФО (IFRS) 8, в отношении оценки активов сегментов; изменения к МСФО (IAS) 1 в отношении классификации на краткосрочные и долгосрочные обязательства, погашаемых долевыми инструментами; изменения МСФО (IAS) 7, согласно которым в инвестиционную деятельность включаются только затраты, приводящие к признанию активов; уточнения МСФО (IAS) 17 в части факторов, принимаемых во внимание при определении классификации аренды земли и установления переходных положений по изменению классификации действующей аренды земли; уточнения МСФО (IAS) 18 в отношении классификации деятельности компании в качестве принципала или агента; уточнения МСФО (IAS) 36 согласно которым генерирующие единицы не могут быть крупнее операционных сегментов до их агрегации; дополнения к МСФО (IAS) 38, поясняющие методы оценки справедливой стоимости приобретенных нематериальных активов, используемые при отсутствии активного рынка; дополнения к МСФО (IAS) 39 согласно которым: данный стандарт не применяется к определенным форвардным контрактам по объединению бизнеса; уточнен период перевода из капитала в отчет о совокупном доходе прибылей и убытков по инструментам хеджирования; даны разъяснения в отношении тесно связанных с основными договорами опционов на досрочное погашение задолженности; разъяснение в отношении неприменения интерпретации IFRIC 9 к производным финансовым инструментам, встроенным в договоры на объединение бизнеса с участием компаний, находящихся под общим контролем и совместной деятельности; удаление из интерпретации IFRIC 16 исключения в отношении инструментов хеджирования в зарубежных операциях. Ожидается, что применение поправок к Международным стандартам финансовой отчетности не окажет значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

МСФО для малых и средних компаний (выпущены в июле 2009 года) являются самостоятельным стандартом, разработанным с учетом потребностей и возможностей небольших предприятий. Многие принципы полной версии МСФО в области признания и оценки активов, обязательств, доходов и расходов были упрощены, а количество необходимых раскрытий и объем раскрываемой информации были значительно сокращены. МСФО для малых и средних компаний может применяться компаниями, которые публикуют финансовую отчетность общего назначения для внешних пользователей и не являются публично подотчетными. Данное МСФО не применимо к деятельности Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты, основанные на акциях – Операции Группы с выплатами, основанными на акциях и осуществляемыми денежными средствами» применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2010 года или после этой даты. Поправки формируют четкие принципы классификации вознаграждений, выплаты которых основаны на акциях, как для целей консолидированной финансовой отчетности, так и для целей отчетности отдельной компании. Поправки к стандарту вносят в него положения, которые были рассмотрены в Интерпретациях IFRIC 8 и IFRIC 11, и детализируют представленное в Интерпретации IFRIC 11 руководство в отношении планов, которые ранее в ней не рассматривались. Поправки также разъясняют определения терминов, представленные в Приложении к стандарту. Ожидается, что применение поправки не окажет значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

## 5 СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Группа использует оценки и делает допущения, которые оказывают влияние на отражаемые в консолидированной финансовой отчетности активы и обязательства. Оценки подвергаются постоянному критическому анализу и основаны на прошлом опыте руководства и других факторах, в том числе на ожиданиях относительно будущих событий, которые считаются обоснованными в сложившихся обстоятельствах. Фактические результаты могут отличаться от данных оценок и допущений. Кроме оценок, руководство также использует некоторые суждения в процессе применения учетной политики. Суждения, которые оказывают наиболее значительное влияние на показатели, отраженные в консолидированной финансовой отчетности, и оценки, которые могут привести к необходимости существенной корректировки балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего года, включают следующие.

### Налоговое законодательство

Налоговое и таможенное законодательства Российской Федерации допускают возможность разных толкований (см. Примечание 20).

### Сроки полезного использования основных средств

Объекты основных средств отражаются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации. Оценка срока полезного использования объектов основных средств является предметом суждения руководства, основанного на опыте эксплуатации подобных объектов основных средств. При определении величины срока полезного использования активов руководство рассматривает способ применения объекта, темпы его технического устаревания, физический износ и условия эксплуатации. Изменения в указанных предпосылках могут повлиять на коэффициенты амортизации в будущем.

При увеличении срока полезного использования трубопровода для транспортировки нефти до 50 лет, прибыль за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, составила бы на 1 793 млн. рублей больше (за три месяца, закончившихся 31 марта 2008 года: на 1 664 млн. рублей).

### Резервы под демонтаж

Создается резерв под ожидаемые затраты, связанные с демонтажем частей действующей сети нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, на основе средних текущих затрат на демонтаж 1 км линейной части нефтепровода и нефтепродуктопровода в соответствии с перспективной программой замены участков нефтепроводов и нефтепродуктопровода. Расчет резерва производится исходя из предположения, что на протяжении периода полезного использования нефтепровода и нефтепродуктопровода ежегодно будет производиться демонтаж одинакового количества километров. Изменение в данном предположении или предположениях в отношении ожидаемых затрат, технических изменений и изменений в ставке дисконтирования могут привести к корректировкам созданного резерва (см. Примечание 15), расходов и соответствующих активов.

Если бы средняя стоимость демонтажа действующей системы нефтепроводов в текущей оценке увеличилась/(уменьшилась) на 10%, прибыль Группы за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, уменьшилась/(увеличилась) бы на 165 млн. рублей (за три месяца, закончившихся 31 марта 2008 года: 665 млн. рублей).

Оценка Группой резервов под обязательства основывается на фактах, известных в настоящее время, и на ожиданиях руководства в отношении конечного результата от погашения обязательства в будущем. Фактические результаты могут отличаться от оценок, и в будущем оценки могут меняться в положительную или отрицательную стороны в зависимости от результата или ожиданий, основывающихся на фактах, сопровождающих каждое обязательство.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**  
**ПО МСФО (НЕАУДИРОВАНО) ЗА ТРИ МЕСЯЦА, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 МАРТА 2009 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

	Здания и сооружения	Трубопроводы и резервуары	Машины и оборудование	Запасы нефти и нефтепродуктов в системе трубопровода	Объекты незавершенного строительства, включая предоплату	Итого
<b>На 1 января 2009</b>						
Первоначальная стоимость	91 434	503 016	273 675	65 533	225 467	1 159 125
Накопленные амортизация и резерв под обесценение	(26 427)	(191 886)	(131 682)	-	-	(349 995)
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2009</b>	<b>65 007</b>	<b>311 130</b>	<b>141 993</b>	<b>65 533</b>	<b>225 467</b>	<b>809 130</b>
Амортизация	(833)	(4 375)	(5 951)	-	-	(11 159)
Поступления (включая предоплату)	-	-	-	416	43 222	43 638
Перевод объектов незавершенного строительства в основные средства	1 417	132	4 349	-	(5 898)	-
Чистое изменение резерва на демонтаж основных средств (см. Примечание 15)	-	(806)	-	-	181	(625)
Выбытия: первоначальная стоимость	(48)	(2)	(407)	(101)	-	(558)
Выбытия: накопленные амортизация и резерв под обесценение	3	2	375	-	-	380
<b>Остаточная стоимость на 31 марта 2009</b>	<b>65 546</b>	<b>306 081</b>	<b>140 359</b>	<b>65 848</b>	<b>262 972</b>	<b>840 806</b>
<b>На 31 марта 2009</b>						
Первоначальная стоимость	92 803	502 340	277 617	65 848	262 972	1 201 580
Накопленные амортизация и резерв под обесценение	(27 257)	(196 259)	(137 258)	-	-	(360 774)
<b>Остаточная стоимость на 31 марта 2009</b>	<b>65 546</b>	<b>306 081</b>	<b>140 359</b>	<b>65 848</b>	<b>262 972</b>	<b>840 806</b>

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**  
**ПО МСФО (НЕАУДИРОВАНО) ЗА ТРИ МЕСЯЦА, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 МАРТА 2009 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)**

	Здания и сооружения	Трубопроводы и резервуары	Машины и оборудование	Запасы нефти и нефтепродуктов в системе трубопровода	Объекты незавершенного строительства, включая предоплату	Итого
<b>На 1 января 2008</b>						
Первоначальная стоимость	63 553	378 633	217 909	51 271	215 959	927 325
Накопленные амортизация и резерв под обесценение	(19 366)	(166 309)	(108 090)	-	-	(293 765)
<b>Остаточная стоимость 1 января 2008</b>	<b>44 187</b>	<b>212 324</b>	<b>109 819</b>	<b>51 271</b>	<b>215 959</b>	<b>633 560</b>
Амортизация	(412)	(3 703)	(4 067)	-	-	(8 182)
Поступления (включая предоплату)	-	-	-	516	18 892	19 408
Перевод объектов незавершенного строительства в основные средства	108	118	652	-	(878)	-
Чистое изменение резерва на демонтаж основных средств (см. Примечание 15)	-	7 292	-	-	(869)	6 423
Выбытия: первоначальная стоимость	(31)	(7)	(722)	(105)	-	(865)
Выбытия: накопленные амортизация и резерв под обесценение	7	6	230	-	-	243
Поступления по первоначальной стоимости при присоединении компаний под общим контролем	13 017	25 252	9 784	7 653	23 270	78 976
Поступление накопленных амортизации и резерва под обесценение при присоединении компаний под общим контролем	(4 965)	(12 507)	(5 935)	-	-	(23 407)
<b>Остаточная стоимость на 31 марта 2008</b>	<b>51 911</b>	<b>228 775</b>	<b>109 761</b>	<b>59 335</b>	<b>256 374</b>	<b>706 156</b>
<b>На 31 марта 2008</b>						
Первоначальная стоимость	76 647	411 288	227 623	59 335	256 374	1 031 267
Накопленные амортизация и резерв под обесценение	(24 736)	(182 513)	(117 862)	-	-	(325 111)
<b>Остаточная стоимость на 31 марта 2008</b>	<b>51 911</b>	<b>228 775</b>	<b>109 761</b>	<b>59 335</b>	<b>256 374</b>	<b>706 156</b>

**6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)**

Основные средства и объекты незавершенного строительства приводятся за вычетом резерва под обесценение стоимости на сумму 4 078 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2009 года (на 31 декабря 2008 года – 4 078 млн. рублей) по некоторым объектам нефтепроводов и машинам и оборудованию.

Запасы нефти и нефтепродуктов в системе трубопровода составляют 27 712 тыс. тонн сырой нефти и 1 224 тыс. тонн нефтепродуктов на 31 марта 2009 года (на 31 декабря 2008 года – 27 656 тыс. тонн сырой нефти и 1 237 тыс. тонн нефтепродуктов) (см. Примечание 4).

За три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, сумма процентов, капитализированных в стоимости объектов незавершенного строительства, составила 4 759 млн. рублей (см. Примечание 4).

Группа арендует основные средства (преимущественно машины и оборудование) на основании договоров финансовой аренды, по завершении которых Группа имеет право выкупить данное оборудование. По состоянию на 31 марта 2009 года остаточная стоимость арендованного оборудования составляла 7 170 млн. рублей (на 31 декабря 2008 года – 7 538 млн. рублей).

**7 ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ, ИМЕЮЩИЕСЯ В НАЛИЧИИ ДЛЯ ПРОДАЖИ**

Ценные бумаги, котирующиеся на рынке, включают, в основном, вложения в акции компаний.

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
Ценные бумаги, котирующиеся на рынке	105	82
Финансовые вложения в прочие российские компании	858	880
	963	962
Минус:		
краткосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	-	-
	<b>963</b>	<b>962</b>

**8 ЗАПАСЫ**

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
Материалы и запасные части	7 305	6 600
Товары для перепродажи	3 189	2 262
Прочие запасы	45	42
	<b>10 539</b>	<b>8 904</b>

Материалы и запасные части отражены за вычетом резерва в размере 689 млн. рублей на 31 марта 2009 года (по состоянию на 31 декабря 2008 года – 727 млн. рублей) на устаревшие запасы. Материалы используются в основном для ремонта и поддержания надлежащего технического состояния трубопроводного оборудования.

Товары для перепродажи, включая нефть и нефтепродукты, отражены за вычетом резерва под снижение стоимости до чистой стоимости реализации в размере 248 млн. рублей на 31 марта 2009 года (по состоянию на 31 декабря 2008 года – 2 725 млн. рублей).

**9 ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА, АКТИВЫ ПО НДС****Дебиторская задолженность и предоплата**

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам на сумму 61 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2009 года (на 31 декабря 2008 года – 34 млн. рублей))	1 928	1 662
Предоплата и авансы	11 263	11 422
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам на сумму 3 597 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2009 года (на 31 декабря 2008 года – 3 620 млн. рублей))	7 077	5 998

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**  
**ПО МСФО (НЕАУДИРОВАНО) ЗА ТРИ МЕСЯЦА, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 МАРТА 2009 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

---

---

**20 268**

**19 082**

---



## 9 ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА, АКТИВЫ ПО НДС (продолжение)

В составе прочей дебиторской задолженности в основном отражена задолженность, подлежащая возмещению в соответствии с заключенными мировыми соглашениями на возврат авансов, изначально выданных на капитальное строительство, по расторгнутым договорам по причине невыполнения договорных условий подрядчиками. Платежи в соответствии с заключенными мировыми соглашениями осуществляются по согласованному графику погашения задолженности.

В составе резерва по сомнительной задолженности по прочей дебиторской задолженности, в основном, отражена сумма, относящаяся к авансам, выданным на капитальное строительство, в отношении которых ведутся судебные разбирательства по возврату в связи с невыполнением работ по договору.

Резерв под обесценение дебиторской задолженности был рассчитан на основе анализа вероятности ее погашения. Движение резерва представлено в нижеприведенной таблице:

	2009		2008	
	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность
На 1 января	34	3 620	16	94
Поступление при присоединении компаний под общим контролем	-	-	14	21
Списание резерва	(4)	(29)	(13)	(4)
Начисление резерва	31	6	24	2 645
На 31 марта	61	3 597	41	2 756

Руководство определяет резерв под обесценение дебиторской задолженности на основе идентификации конкретного покупателя, тенденций платежей покупателя, последующих поступлений и расчетов и анализа ожидаемых будущих денежных потоков.

Согласно анализу дебиторской задолженности в отношении дат погашения Группа имеет следующие просроченные остатки, не включенные в резерв под обесценение дебиторской задолженности по состоянию на 31 марта 2009 года и 31 декабря 2008 года:

Период просрочки	31 марта 2009		31 декабря 2008	
	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность
Менее 90 дней	107	15	176	67
Более 90 дней, но менее 365 дней	182	64	287	217
Более 365 дней	95	145	96	162
	384	224	559	446

Руководство Группы полагает, что дебиторская задолженность предприятиям Группы будет погашена посредством получения денежных средств и проведения неденежных расчетов и, соответственно, балансовая стоимость дебиторской задолженности приблизительно равна ее справедливой стоимости.

Разбивка дебиторской задолженности по видам валют в разрезе долгосрочной и краткосрочной задолженности представлена в таблицах ниже:

Долгосрочная дебиторская задолженность	Рубль РФ	Доллар США	Другие валюты	Итого
<b>31 марта 2009</b>				
торговая дебиторская задолженность	1 928	-	-	1 928
прочая дебиторская задолженность	6 941	133	3	7 077
	8 869	133	3	9 005
<b>31 декабря 2008</b>				
торговая дебиторская задолженность	1 535	35	92	1 662
прочая дебиторская задолженность	5 788	193	17	5 998

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**  
**ПО МСФО (НЕАУДИРОВАНО) ЗА ТРИ МЕСЯЦА, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 МАРТА 2009 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

7 323 228 109 7 660

**9 ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА, АКТИВЫ ПО НДС (продолжение)**

**Активы по НДС**

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
НДС по капитальному строительству, подлежащий возмещению из бюджета	41 150	41 898
НДС по текущей деятельности, подлежащий возмещению из бюджета	17 727	15 093
	58 877	56 991
Минус: краткосрочный НДС	(38 490)	(46 710)
<b>Долгосрочный НДС</b>	<b>20 387</b>	<b>10 281</b>

**10 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ**

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
Остаток, выраженный в российских рублях	36 930	41 572
Остаток, выраженный в долларах США	17 447	12 899
Остаток, выраженный в Евро	25 905	6 094
	<b>80 282</b>	<b>60 565</b>

В соответствии с законодательством Российской Федерации Группа проводит отбор банковских организаций на оказание финансовых услуг путем проведения открытых конкурсов, в рамках которых к участникам предъявляются установленные законом квалификационные требования. На 31 марта 2009 года и на 31 декабря 2008 года значительные остатки денежных средств размещены на счетах в банках, контролируемых государством (см. Примечание 21). Прочие денежные средства, в основном, размещены в иных кредитных организациях, имеющих кредитный рейтинг не ниже ВВ- по шкале Standard & Poor's.

**11 КАПИТАЛ, НЕРАСПРЕДЕЛЕННАЯ ПРИБЫЛЬ И ДИВИДЕНДЫ**

**Капитал**

	<b>31 марта 2009</b>			<b>31 декабря 2008</b>		
	<b>Количество акций, штук</b>	<b>Историческая стоимость</b>	<b>Стоимость с учетом инфляции</b>	<b>Количество акций, штук</b>	<b>Историческая стоимость</b>	<b>Стоимость с учетом инфляции</b>
Разрешенные к выпуску, выпущенные и полностью оплаченные акции номинальной стоимостью 1 рубль каждая:						
обыкновенные:	5 546 847	5,6	231	5 546 847	5,6	231
привилегированные:	1 554 875	1,5	77	1 554 875	1,5	77
	<b>7 101 722</b>	<b>7,1</b>	<b>308</b>	<b>7 101 722</b>	<b>7,1</b>	<b>308</b>

Текущая стоимость капитала на 31 марта 2009 года и на 31 декабря 2008 года отличается от исторической стоимости на сумму эффекта гиперинфляции в РФ до 31 декабря 2002 года.

В январе 2008 года акционерный капитал Группы был увеличен на 882 220 рублей, путем дополнительного выпуска 882 220 обыкновенных акций номинальной стоимостью 1 рубль за акцию. Оплата дополнительного выпуска акций была осуществлена 100% акций ОАО «АК «Транснефтепродукт», стоимость оценки которых независимым оценщиком составила 52 554 995 тыс. рублей.

Эмиссионный доход, как разница в размере 52 553 113 тыс. рублей между номинальной стоимостью выпущенных акций и оценочной стоимостью вклада в акционерный капитал была отнесена в состав добавочного капитала.

В составе «резерва, связанного с присоединением» отражена разница в 13 080 359 тыс. рублей между учетной стоимостью доли Компании в чистых активах Группы Транснефтепродукт по МСФО на дату присоединения

#### **11 КАПИТАЛ НЕРАСПРЕДЕЛЕННАЯ ПРИБЫЛЬ И ДИВИДЕНДЫ (продолжение)**

(39 474 636 тыс. рублей) и суммой номинальной стоимости выпущенных акций и эмиссионного дохода (52 553 995 тыс. рублей, в том числе эмиссионный доход 52 553 113 тыс. рублей).

Данная операция была отражена в бухгалтерском учете 31 января 2008 года (см. Примечание 3 раздел «Объединение компаний под общим контролем»).

Российская Федерация в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом владеет 100% обыкновенных акций Компании.

#### **Права акционеров-владельцев привилегированных акций**

В случае принятия общим собранием акционеров решения о выплате дивидендов по привилегированным акциям, акционеры-владельцы привилегированных акций имеют право на получение дивидендов. Общая сумма, выплачиваемая в качестве дивидендов по привилегированным акциям, установлена в размере 10% чистой прибыли Компании по итогам последнего финансового года. В случае непринятия общим собранием акционеров решения о выплате дивидендов в определенном году, у Компании не возникает обязательств по выплате дивидендов за данный год впоследствии.

Акционеры-владельцы привилегированных акций Компании участвуют в общем собрании акционеров с правом голоса при решении вопросов:

- о реорганизации и ликвидации Компании;
- о внесении изменений и дополнений в Устав Компании, ограничивающих права акционеров-владельцев привилегированных акций, включая случаи определения или увеличения размера дивиденда и (или) определения или увеличения ликвидационной стоимости, выплачиваемых по привилегированным акциям предыдущей очереди;
- по всем вопросам компетенции общего собрания акционеров, начиная с общего собрания акционеров, следующего за годовым общим собранием акционеров, на котором не было принято решение о выплате дивидендов или было принято решение о неполной выплате дивидендов по привилегированным акциям. Право акционеров-владельцев привилегированных акций участвовать в Общем собрании акционеров прекращается с момента первой выплаты по указанным акциям дивидендов в полном размере.

#### **Распределяемая прибыль**

Распределение прибыли производится на основании данных бухгалтерской отчетности Компании, составленной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Сумма чистой прибыли, отраженная в бухгалтерской отчетности Компании, составляет 556 млн. рублей за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года (1 175 млн. рублей за три месяца, закончившихся 31 марта 2008 года).

#### **12 ДОЛЯ МЕНЬШИНСТВА**

Доли меньшинства в основном представляют собой доли в дочерних компаниях, принадлежащих ОАО «Связьинвестнефтехим» (36% уставного капитала ОАО «СЗМН») и Министерству земельных и имущественных отношений Республики Башкортостан (24,5% уставного капитала ОАО «Уралсибнефтепровод»; 13,8% уставного капитала ОАО «Уралтранснефтепродукт»). Доля меньшинства в других компаниях раскрыта в Примечании 19.

**13 КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ, ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИЗИНГУ**

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
Кредиты и займы	286 865	253 104
Обязательства по финансовой аренде	2 295	2 633
Всего кредиты и займы	289 160	255 737
За вычетом: краткосрочных кредитов и займов, текущей доли долгосрочных кредитов и займов и текущей доли обязательств по финансовой аренде	(61 421)	(64 140)
	<b>227 739</b>	<b>191 597</b>
Срок погашения долгосрочных кредитов и займов и обязательств по финансовой аренде		
Срок погашения:		
от одного года до пяти лет	192 025	122 551
более пяти лет	35 714	69 046
	<b>227 739</b>	<b>191 597</b>

В состав долгосрочных займов входят займы с фиксированной ставкой процента, балансовая стоимость которых составила 227 245 млн. рублей и 190 970 млн. рублей, справедливая – 204 635 млн. рублей и 144 798 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2009 года и на 31 декабря 2008 года соответственно. Справедливая стоимость еврооблигаций определяется на основании биржевых котировок на отчетную дату; справедливая стоимость прочих долгосрочных займов определяется дисконтированием денежных потоков по ставке 10,93%. Справедливая стоимость краткосрочных кредитов и займов, а также обязательств по финансовой аренде существенно не отличается от их балансовой стоимости по состоянию на 31 марта 2009 года и 31 декабря 2008 года.

В октябре 2007 года Группа заключила соглашение о возобновляемом кредите с лимитом 145 000 млн. рублей со Сбербанком России до 2014 года для финансирования строительства трубопровода Восточная Сибирь – Тихий Океан. В рамках данного соглашения были заключены договоры об открытии невозобновляемой кредитной линии сроком на один год и более. В течение трех месяцев, закончившихся 31 марта 2009 года в рамках данного соглашения Группа привлекла 21 196 млн. рублей, погасила – 9 884 млн. рублей. Остаток задолженности по данному соглашению на 31 марта 2009 года составил 104 876 млн. рублей (31 декабря 2008 года – 93 565 млн. рублей). Проценты по кредиту начисляются по фиксированной ставке, которая может быть увеличена банком в случае превышения текущей ставкой рефинансирования Центрального Банка РФ ставки рефинансирования, действовавшей на дату заключения договора, более чем на 10%.

Процентные ставки по займам, полученным в рублях, варьируются от 11% до 13%.

В марте 2007 года Группа выпустила еврооблигации сроком на 7 лет в размере 1,3 млрд. долларов США (44 217 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 марта 2009 года, 38 195 млн. рублей по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2008 года) под процентную ставку 5,67% годовых.

В июне 2007 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,5 млрд. долларов США (17 007 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 марта 2009 года, 14 690 млн. рублей по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2008 года) сроком на 5 лет под процентную ставку 6,103% годовых.

Также в июне 2007 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,7 млрд. евро (31 459 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 марта 2009 года, 29 009 млн. рублей по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2008 года) сроком на 5 лет под процентную ставку 5,381% годовых.

В августе 2008 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,6 млрд. долларов США (20 408 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 марта 2009 года, 17 628 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 декабря 2008 года) сроком на 5 лет под процентную ставку 7,70% годовых.

Также в августе 2008 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 1,05 млрд. долларов США (35 714 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 марта 2009 года, 30 849 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 декабря 2008 года) сроком на 10 лет под процентную ставку 8,70% годовых.

**13 КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ, ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИЗИНГУ (продолжение)**

Привлеченные в результате выпуска еврооблигаций средства используются Группой для финансирования строительства трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий Океан, либо рефинансирования текущей задолженности по заемным средствам, направленным на эти цели.

В октябре 2005 года Транснефтепродукт заключил кредитное соглашение с Банком внешней торговли об открытии долгосрочной кредитной линии в размере 753 млн. долларов США, из которых 753 млн. долларов США были получены к 31 декабря 2007 года. Кредит был направлен на финансирование расходов, связанных с реализацией Проекта «Север», по строительству нефтепродуктопровода «Кстово – Ярославль – Кириши – Приморск». Процентная ставка по кредиту составляет 10% годовых, проценты подлежат выплате ежеквартально. В соответствии с первоначальными условиями кредит подлежит погашению в срок до апреля 2013 года отдельными платежами по каждому траншу, начиная с октября 2008 года. По состоянию на 31 марта 2009 года задолженность по кредиту, отраженная в настоящей консолидированной финансовой отчетности, составляет 24 082 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 марта 2009 года, 21 389 млн. рублей по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2008 года. В апреле 2009 года были внесены изменения в кредитное соглашение, в соответствии с которыми кредит погашается ежеквартально с 12 апреля 2011 года по 12 апреля 2013 года, каждый платеж составляет 1/9 часть кредита на дату изменения соглашения. Сумма полученного кредита на дату изменения соглашения составила 708 млн. долларов США.

По состоянию на 31 марта 2009 года и 31 декабря 2008 года все кредиты и займы Группы необеспеченные.

**Обязательства по лизингу**

Обязательства по лизингу, выраженные в условных единицах, подлежат погашению по курсу ЦБ на дату платежа следующим образом:

<b>31 марта 2009</b>			
	<b>Лизинговые платежи</b>	<b>Расходы по процентам</b>	<b>Приведенная стоимость обязательств по лизингу</b>
Менее одного года	2 618	817	1 801
От одного до пяти лет	719	225	494
	<b>3 337</b>	<b>1 042</b>	<b>2 295</b>

<b>31 декабря 2008</b>			
	<b>Лизинговые платежи</b>	<b>Расходы по процентам</b>	<b>Приведенная стоимость обязательств по лизингу</b>
Менее одного года	2 887	881	2 006
От одного до пяти лет	902	275	627
	<b>3 789</b>	<b>1 156</b>	<b>2 633</b>

**14 ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ**

Активы и обязательства по отложенным налогам включают следующее:

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
<b>Отложенные налоговые обязательства:</b>		
Текущая стоимость основных средств сверх налогооблагаемой базы	(45 139)	(41 551)
Прочие обязательства	(120)	(184)
	<b>(45 259)</b>	<b>(41 735)</b>
<b>Активы по отложенным налогам:</b>		
Резервы по запасам, дебиторской задолженности и начисленным расходам	991	898
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	4 594	1 882
Резервы на покрытие затрат по демонтажу и других затрат	14 495	14 373
	<b>20 080</b>	<b>17 153</b>
<b>Чистые обязательства по отложенным налогам</b>	<b>(25 179)</b>	<b>(24 582)</b>

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**  
**ПО МСФО (НЕАУДИРОВАНО) ЗА ТРИ МЕСЯЦА, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 31 МАРТА 2009 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**14 ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ**  
**(продолжение)**

	<b>31 марта 2008</b>	<b>31 декабря 2007</b>
Отложенные налоговые обязательства:		
Текущая стоимость основных средств сверх налогооблагаемой базы	(47 606)	(44 790)
Прочие обязательства	(477)	(133)
	<b>(48 083)</b>	<b>(44 923)</b>
Активы по отложенным налогам:		
Резервы по запасам, дебиторской задолженности и начисленным расходам	2 036	261
Резервы на покрытие затрат по демонтажу и других затрат	15 534	15 271
	<b>17 570</b>	<b>15 532</b>
<b>Чистые обязательства по отложенным налогам</b>	<b>(30 513)</b>	<b>(29 391)</b>

Отличия, существующие между критериями признания активов и обязательств, отраженных в консолидированной финансовой отчетности по МСФО и для целей налогообложения, приводят к возникновению временных разниц. Налоговый эффект изменения этих временных разниц отражен по официальной ставке 20% за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, и 24% за три месяца, закончившихся 31 марта 2008 года, соответственно.

Ниже представлена сверка между расходами по налогу на прибыль, рассчитанными по нормативной налоговой ставке, и фактическими расходами по налогу на прибыль, рассчитанной на основании ожидаемой годовой эффективной ставки:

	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2009</b>	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2008</b>
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>24 188</b>	<b>31 144</b>
Налог на прибыль, рассчитанный по нормативной ставке 20% (по 24% в 2008 г.)	4 838	7 474
Увеличение		
Расходы, не уменьшающие налогооблагаемую прибыль	189	493
<b>Фактический расход по налогу на прибыль</b>	<b>5 027</b>	<b>7 967</b>

26 ноября 2008 г. внесено изменение в налоговое законодательство Российской Федерации, касающееся уменьшения ставки налога на прибыль с 24% до 20%, вступающее в силу с 1 января 2009 года.

Группа не признает отложенное налоговое обязательство в отношении налогооблагаемых временных разниц в сумме 396 918 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2009 года (на 31 декабря 2008 года – 377 237 млн. рублей), связанных с финансовыми вложениями в дочерние общества, так как Компания может влиять на срок погашения данного обязательства и не считает, что оно будет погашено в обозримом будущем.

**15 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ**

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
Резерв на демонтаж основных средств	70 286	69 233
Пенсионные обязательства	5 003	5 772
	<b>75 289</b>	<b>75 005</b>

**Резерв на демонтаж основных средств**

Резерв создан под ожидаемые затраты, связанные с демонтажем частей существующей сети трубопроводов на основе средних текущих затрат на демонтаж 1 км линейной части нефтепровода и нефтепродуктопровода в

**15 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ (продолжение)**

соответствии с перспективной программой замены участков нефтепровода и нефтепродуктопровода. Расчет резерва произведен, исходя из предположения, что на протяжении периода полезного использования нефтепровода и нефтепродуктопровода ежегодно будет производиться демонтаж одинакового количества километров. Стоимость демонтажа включена в стоимость основных средств и амортизируются в течение срока полезной службы трубопровода.

Таким образом, в случае увеличения общей длины трубопровода создаются дополнительные резервы, а в случае демонтажа участков трубопровода размер резервов снижается. Прочие изменения по резервам отражаются при изменении программы или средних текущих затрат на демонтаж. Ожидаемая стоимость на дату демонтажа была дисконтирована до чистой текущей стоимости с использованием номинальной средней ставки дисконтирования 11,32% годовых (по состоянию на 31 декабря 2008 года – 10,08% годовых).

	<b>2009</b>	<b>2008</b>
На 1 января	69 233	58 708
Резерв на поступление новых основных средств	143	168
Изменения в оценках, относимые на основные средства	(768)	6 255
Использование резерва	(73)	(260)
Процентный расход	1 751	230
Поступление при присоединении компаний под общим контролем	-	447
<b>На 31 марта</b>	<b>70 286</b>	<b>65 548</b>

**Пенсионные обязательства**

Согласно коллективным договорам с работниками Группа имеет обязательства перед работниками, имеющими стаж работы в Группе не менее трех лет, по выплате единовременного пособия в размере от одного до пяти окладов при выходе на пенсию. Также в соответствии с условиями коллективного договора Группа производит единовременные выплаты пенсионерам, не участвующим в программе негосударственного пенсионного страхования Группы, а также выплаты пенсионерам к юбилейным и праздничным датам в размере от одного до восьми минимальных размеров оплаты труда (МРОТ). В соответствии с принципами, приведенными в МСФО 19 «Вознаграждения работникам», была произведена оценка чистой текущей стоимости этих обязательств. При оценке обязательств был использован метод, учитывающий продолжительность жизни.

Изменения суммы чистого обязательства отражены в консолидированном отчете о финансовом положении следующим образом:

	<b>2009</b>	<b>2008</b>
На 1 января	5 772	4 607
Процентный расход	140	80
Текущие расходы по пенсионному плану	85	68
Актuarная (прибыль) / убыток	(890)	135
Пенсии выплаченные	(104)	(85)
<b>На 31 марта</b>	<b>5 003</b>	<b>4 805</b>

Процентный расход, текущие расходы по пенсионному плану и актуарная (прибыль) / убыток в размере (665) млн. руб. и 283 млн. руб. за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года и 2008 года соответственно, включены в состав расходов на оплату труда в промежуточном консолидированном отчете о совокупном доходе (см. Примечание 18).

**15 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ (продолжение)**

Пенсионные обязательства в промежуточном консолидированном отчете о финансовом положении представлены следующим образом:

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
Дисконтированная стоимость обязательств (не обеспеченных фондами)	5 003	5 772
Обязательства	5 003	5 772

Основные использованные актуарные допущения (средневзвешенные показатели):

	<b>на 31 марта 2009</b>	<b>на 31 декабря 2008</b>
Средняя номинальная ставка дисконтирования	11,36%	9,67%
Будущее повышение заработной платы (номинальное)	9,50%	9,50%
Ожидаемая средняя продолжительность службы работников, оставшаяся до их выхода на пенсию (лет)	12	12

**16 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
Кредиторская задолженность	17 256	14 057
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефти и нефтепродуктов	10 415	17 584
Начисления	8 214	6 335
НДС к уплате	4 630	4 910
Задолженность по оплате труда	2 187	1 434
Прочие налоги к уплате	1 339	755
Прочая кредиторская задолженность	2 833	1 558
	<b>46 874</b>	<b>46 633</b>

Расшифровка кредиторской задолженности по видам валют представлена в таблице ниже:

	<b>Рубль РФ</b>	<b>Доллар США</b>	<b>Другие валюты</b>	<b>Итого</b>
<b>31 марта 2009</b>				
кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	17 208	-	48	17 256
прочая кредиторская задолженность	2 804	29	-	2 833
	20 012	29	48	20 089
<b>31 декабря 2008</b>				
кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	13 984	25	48	14 057
прочая кредиторская задолженность	1 313	216	29	1 558
	15 297	241	77	15 615



**17 ВЫРУЧКА**

	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2009</b>	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2008</b>
Выручка от реализации услуг по транспортировке нефти:		
На внутреннем рынке	31 423	25 350
На экспорт	41 885	32 645
<b>Итого выручка от реализации услуг по транспортировке нефти</b>	<b>73 308</b>	<b>57 995</b>
Выручка от транспортировки нефтепродуктов	6 757	2 936
Выручка от реализации нефти	1 653	311
Выручка от продажи нефтепродуктов	760	84
Прочая выручка	2 712	2 297
	<b>85 190</b>	<b>63 623</b>

Выручка Группы от реализации услуг по транспортировке нефти по магистральным нефтепроводам, расположенным на территории РФ, включает:

- выручку за услуги по транспортировке нефти по направлениям в Российской Федерации и в страны-участники Таможенного Союза по тарифам, установленным и уплачиваемым в российских рублях, утвержденным и периодически пересматриваемым Федеральной службой по тарифам («на внутреннем рынке»);
- выручку за услуги по транспортировке нефти на экспорт (за пределы Российской Федерации и стран-участников Таможенного Союза) по тарифам, установленным и уплачиваемым в российских рублях, утвержденным и периодически пересматриваемым Федеральной службой по тарифам («на экспорт»).

Кроме того, по строке «Выручка от реализации услуг по транспортировке нефти на экспорт» отражены:

- выручка за услуги по транспортировке транзитной нефти Азербайджана на экспорт через территорию Российской Федерации до порта Новороссийск по фиксированному тарифу, установленному и оплачиваемому в долларах США в соответствии с межгосударственным соглашением;
- выручка за услуги по транспортировке транзитной нефти Казахстана по тарифам, установленным Федеральной службой по тарифам и оплачиваемым в российских рублях, за исключением маршрута Махачкала – Новороссийск;
- выручка за услуги по транспортировке через территорию Российской Федерации транзитной нефти Казахстана на маршруте Махачкала – Новороссийск по фиксированному тарифу, установленному Федеральной службой по тарифам и уплачиваемому в российских рублях.

Группа Транснефтепродукт получает выручку от реализации услуг по транспортировке нефтепродуктов, которая определяется тарифами с учетом расстояния. Тарифы устанавливаются в российских рублях и регулярно пересматриваются после утверждения Федеральной службой по тарифам. Тарифы взимаются в российских рублях за транспортировку нефтепродуктов потребителям России, Белоруссии и Украины по нефтепродуктопроводу, расположенному на территории этих стран. Тарифы, устанавливаемые Федеральной службой по тарифам, рассчитаны исходя из максимальной суммы оплаты за каждый маршрут, фактические тарифы зачастую ниже.

Прочая выручка Группы в основном включает услуги по компаундированию нефти, услуги по хранению нефти и нефтепродуктов, сдаче имущества в аренду.

**18 ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ И ЧИСТЫЕ ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ**

	Три месяца, закончившихся 31 марта 2009	Три месяца, закончившихся 31 марта 2008
<b>Операционные расходы</b>		
Амортизация	10 557	7 918
Расходы на персонал:		
Затраты на оплату труда и пенсионные начисления	10 475	8 352
Единый социальный налог	2 072	1 611
Вознаграждение основному управленческому персоналу (Примечание 21)	70	43
Социальные расходы	475	479
Электроэнергия	6 780	5 930
Материалы	2 767	2 803
Стоимость проданной нефти	1 066	333
Стоимость проданных нефтепродуктов	678	78
Расходы на страхование	703	1 386
Чистое изменение резерва по сомнительной дебиторской задолженности	5	2 698
Снижение стоимости товаров для перепродажи	(743)	-
Услуги по ремонту и поддержанию надлежащего технического состояния трубопроводной сети	1 476	842
Командировочные расходы	918	611
Транспортные расходы	487	413
Налоги, кроме налога на прибыль:		
Налог на имущество	535	410
Прочие налоги	27	19
Прочее	2 054	1 721
	<b>40 402</b>	<b>35 647</b>

Налог на имущество исчисляется по ставке, не превышающей 2,2% от среднегодовой остаточной стоимости основных средств. Действующим законодательством предусмотрено уменьшение размера налогооблагаемой базы на величину остаточной стоимости объектов магистральных трубопроводов, а также сооружений, являющихся неотъемлемой технологической частью указанных объектов.

В составе расходов на персонал по статье «Единый социальный налог» отражены расходы Группы, связанные с отчислениями в Пенсионный фонд РФ по пенсионному плану с установленными взносами, величина которых за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, составила 1 497 млн. рублей (за три месяца, закончившихся 31 марта 2008 года - 981 млн. рублей).

Расходы на оплату труда и пенсионные начисления включают в себя расходы, связанные с начислениями в негосударственный пенсионный фонд по пенсионному плану с установленными взносами, величина которых за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года, - 1 196 млн. рублей (за три месяца, закончившихся 31 марта 2008 года - 776 млн. рублей).

**18 ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ И ЧИСТЫЕ ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ (продолжение)**

Следующие затраты и доходы были включены в прочие чистые операционные доходы:

	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2009</b>	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2008</b>
Излишки нефти	1 070	2 278
(Убыток) / прибыль от выбытия основных средств	(177)	75
Расходы на благотворительность	(136)	(329)
Штрафы и пени полученные	62	-
Убыток от выбытия финансовых активов, имеющих в наличии для продажи	(14)	-
	<b>805</b>	<b>2 024</b>

**19 ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА**

Ниже приведены основные дочерние общества, консолидированные в финансовой отчетности Группы, и зависимые общества, учтенные по методу долевого участия:

	<b>Страна учреждения</b>	<b>Доля (%) участия по состоянию на 31 марта 2009</b>
<b>Региональные операторы нефтепровода</b>		
ОАО «Сибнефтепровод»	Россия	100,0
ОАО «Черномортранснефть»	Россия	100,0
ОАО «МН «Дружба»	Россия	100,0
ОАО «Приволжскнефтепровод»	Россия	100,0
ОАО «Транссибнефть»	Россия	100,0
ОАО «Верхневолжскнефтепровод»	Россия	100,0
ОАО «Центрсибнефтепровод»	Россия	100,0
ОАО «СМН»	Россия	100,0
ООО «Балтнефтепровод»	Россия	100,0
ОАО «Уралсибнефтепровод»	Россия	75,5
ОАО «СЗМН»	Россия	64,0
ООО «Востокнефтепровод»	Россия	100,0
<b>Прочие сервисные компании операторов нефтепровода</b>		
ОАО «Гипротрубопровод»	Россия	100,0
ОАО «Связьтранснефть»	Россия	100,0
ОАО ЦТД «Диаскан»	Россия	100,0
ОАО «Волжский подводник»	Россия	100,0
ЗАО «Центр МО»	Россия	100,0
ООО «Спецморнефтепорт Приморск»	Россия	100,0
ООО «ТрансПресс»	Россия	100,0
ООО «ЦУП ВСТО»	Россия	100,0
ООО «Транснефть Финанс»	Россия	100,0
ООО «Спецморнефтепорт Козьмино»	Россия	100,0
ЗАО «Транснефть-Сервис»	Россия	75,0
ООО «Транснефть-Терминал»	Россия	75,0
ОАО «Энерготерминал»	Россия	51,0
Fenti Development Limited	Кипр	100,0

**19 ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА (продолжение)**

	Страна учреждения	Доля (%) участия по состоянию на 31 марта 2009
<b>Региональные операторы нефтепродуктопровода</b>		
ОАО «Мостранснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Юго-Запад транснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Средне-Волжский Транснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Петербургтранснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Рязаньтранснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Северо-Кавказский транснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Сибтранснефтепродукт»	Россия	100,0
ЧУП «Запад – Транснефтепродукт»	Беларусь	100,0
ДП «ПрикарпатЗападтранс»	Украина	100,0
ООО «Балттранснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Уралтранснефтепродукт»	Россия	86,2
<b>Прочие сервисные компании операторов нефтепродуктопровода</b>		
ОАО «АК «Транснефтепродукт»	Россия	100,0
ООО ЧОП «Спецтранснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Торговый Дом «Транснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Телекомнефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Подводспецтранснефтепродукт»	Россия	100,0
ОАО «Институт Нефтепродуктпроект»	Россия	100,0
ООО «СОТ-ТРАНС»	Россия	100,0
ООО «БалттрансСервис»	Россия	100,0
<b>Зависимые общества, учитываемые по методу долевого участия</b>		
ООО «ЛатРосТранс»	Латвия	34,0
ООО «ТК-БА»	Россия	33,3
ЗАО «Промсфера»	Россия	50,0
ООО «Импэкс-Плюс»	Россия	50,0
ООО «Тихорецк-Нафта»	Россия	50,0

**20 УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ И ДРУГИЕ РИСКИ**

**Судебные разбирательства**

В течение 2009 года Группа выступала одной из сторон в нескольких судебных разбирательствах, возникших в ходе обычной хозяйственной деятельности. По мнению руководства Группы, по состоянию на 31 марта 2009 года не существует претензий или исков к Группе, которые могут оказать существенное негативное влияние на деятельность или финансовое положение Группы.

Руководство Группы оценивает вероятность неблагоприятного исхода нижеуказанных судебных разбирательств как среднюю.

По состоянию на дату подписания данной промежуточной консолидированной финансовой отчетности судами было подтверждено право компаний Группы (Компании и ОАО «АК «Транснефтепродукт») на возмещение НДС общей суммой 6 482 млн. рублей (налоговые декларации за январь 2004 года – октябрь 2007 года), уплаченного по ставке 18 % своим дочерним обществам за услуги по перекачке нефти и нефтепродуктов, потребленные Компанией и ОАО «АК «Транснефтепродукт» для оказания собственных услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов по системе магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. В результате оспаривания налоговым органом судебных актов, вынесенных в пользу Компании и ОАО «АК «Транснефтепродукт», в период с февраля по июнь 2009 года судебные акты, принятые в пользу ОАО «АК «Транснефтепродукт» на общую сумму 285 млн. рублей, были переданы на

новое

## **20 УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ И ДРУГИЕ РИСКИ (продолжение)**

рассмотрение в суд первой инстанции или отменены; в мае 2009 года ФАС МО отменил судебные акты Компании НДС на общую сумму 1 397 млн. рублей и в части 701 млн. рублей направил дело на рассмотрение в суд первой инстанции.

### **Налогообложение**

Российское налоговое и таможенное законодательства допускают различные толкования и подвержены частым изменениям. Интерпретация руководством Группы данного законодательства применительно к ее операциям и деятельности может быть оспорена соответствующими региональными или федеральными органами. Налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов, в связи с чем, существует вероятность, что операции и деятельность, которые ранее не оспаривались, будут оспорены. Как следствие, могут быть начислены дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавшие году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

### **Охрана окружающей среды**

Группа подчиняется ряду законодательных актов об охране окружающей среды, издаваемых различными государственными инстанциями и регулирующих использование, хранение и утилизацию некоторых продуктов.

В настоящее время в России ужесточается природоохранное законодательство, продолжает развиваться и позиция государственных органов Российской Федерации относительно обеспечения его соблюдения постоянно меняется. Группа проводит периодическую переоценку своих обязательств по охране окружающей среды в соответствии с законодательством об охране окружающей среды. Обязательства отражаются в отчетности по мере выявления. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменений действующего законодательства, регулирования гражданских споров или изменений в нормативах, не могут быть оценены с достаточной точностью, но они могут оказаться существенными. При существующей системе контроля и мерах наказания за несоблюдение действующего природоохранного законодательства руководство считает, что в настоящий момент не имеется существенных обязательств, связанных с нанесением ущерба окружающей среде.

## **21 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ОСНОВНОМУ УПРАВЛЕНЧЕСКОМУ ПЕРСОНАЛУ**

Российская Федерация в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом владеет 100% обыкновенных акций Компании и осуществляет контроль через представителей Министерства Энергетики, прочих федеральных органов исполнительной власти и независимых компаний в Совете директоров Компании. Правительство РФ назначает членов Правления Федеральной службы по тарифам, которая отвечает, среди прочего, за регулярный пересмотр ставок и структуры тарифов.

В доверительном управлении Компании находятся 24% пакета акций Каспийского Трубопроводного Консорциума-Р и 24% пакета акций Каспийского Трубопроводного Консорциума-К, принадлежащего Российской Федерации на 31 марта 2009 года и 31 декабря 2008 года. Результаты деятельности данных компаний не включены в консолидированную отчетность, в связи с тем, что Компания выступает в качестве агента от имени Российской Федерации.

В ходе обычной хозяйственной деятельности Группа осуществляет операции с другими организациями, контрольные пакеты акций которых принадлежат государству. К числу операций с такими организациями относятся, в частности, следующие: закупки электроэнергии для производственных потребностей, транспортировка нефти, добытой государственными предприятиями, и операции с банками, контролируруемыми государством.

Группа осуществляла следующие основные операции с организациями, контролируемые государством, и имела следующие остатки задолженности:

**21 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ОСНОВНОМУ УПРАВЛЕНЧЕСКОМУ ПЕРСОНАЛУ (продолжение)**

	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2009</b>	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2008</b>
Выручка от транспортировки нефти	20 499	16 830
Выручка от транспортировки нефтепродуктов	2 161	1 086
Расходы на электроэнергию	90	397
Расходы на выплату процентов	3 437	1 814
	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
Дебиторская задолженность и предоплата	898	770
Денежные средства	44 966	29 083
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефти	2 439	4 083
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефтепродуктов	717	1 044
Краткосрочные и долгосрочные займы	135 289	118 111

Операции с контролируруемыми государством организациями включают в себя налоги, суммы которых и необходимые пояснения содержатся в консолидированном отчете о финансовом положении, в отчете о совокупном доходе и в Примечаниях 9, 16, 17 и 18.

**Вознаграждение основному управленческому персоналу**

Краткосрочные вознаграждения, выплачиваемые высшему руководству Компании и её дочерних обществ, включают в себя выплаты, определенные условиями трудовых договоров в связи с выполнением ими своих должностных обязанностей. Были осуществлены следующие выплаты:

	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2009</b>	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2008</b>
Заработная плата и премии	68	38
Выплаты, связанные с увольнениями	-	2
Прочие	2	3
	<b>70</b>	<b>43</b>

В соответствии с требованиями Российского законодательства, Группа осуществляет отчисления в Пенсионный фонд РФ по пенсионному плану с установленными взносами с выплат всем работникам, включая высшее руководство Компании. Высшее руководство Компании и ее дочерних обществ также является участниками программ негосударственного обеспечения (программа негосударственного обеспечения НПФ «Транснефть», а также программа единовременных выплат при выходе на пенсию).

## 22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

Принципы учетной политики для финансовых инструментов были применены к следующим показателям:

	Займы и дебиторская задолженность	Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи
<b>Активы на дату отчетности</b>		
<b>31 марта 2009</b>		
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 10)	80 282	-
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи (см. Примечание 7)	-	963
Прочие финансовые активы	2	-
Дебиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 9)	9 005	-
	<b>89 289</b>	<b>963</b>
<b>31 декабря 2008</b>		
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 10)	60 565	-
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи (см. Примечание 7)	-	962
Прочие финансовые активы	1 505	-
Дебиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 9)	7 660	-
	<b>69 730</b>	<b>962</b>
	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 декабря 2008</b>
<b>Обязательства на дату отчетности</b>		
Кредиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 16)	20 089	15 615
Кредиты и займы, обязательства по лизингу (см. Примечание 13)	289 160	255 737
	<b>309 249</b>	<b>271 352</b>

Деятельность Группы подвержена различным финансовым рискам: риску изменения курсов валют, риску изменения процентной ставки, риску изменения товарных цен, кредитному риску и риску ликвидности.

Политика управления рисками Группы разработана в целях идентификации и анализа рисков, которым подвержена Группа, установления допустимых предельных значений риска и соответствующих механизмов контроля, а также мониторинга рисков и соблюдения установленных ограничений. Политика и системы управления рисками регулярно анализируются с учетом изменений рыночных условий и деятельности Группы.

### Риск изменения курсов валют

Общая стратегия Группы заключается в стремлении снизить риск курсовых разниц, связанный с использованием валют, отличных от российского рубля, доллара США и Евро. Более того, Группа не использует валютные или форвардные контракты. Преимущественно, подверженность Группы изменениям курсов валют возникает от займов, номинированных в долларах США и Евро, которые были получены в 2007 и в 2008 годах (см. Примечание 13) и пересчета остатка денежных средств, номинированных в долларах США и Евро. Активы и обязательства, выраженные в украинских гривнах и белорусских рублях, относящихся к Группе, приводящие к возникновению потенциального валютного риска, незначительны.

**22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ (продолжение)**

На 31 марта 2009 года, если бы доллар США укрепился/ослаб на 20% по отношению к российскому рублю при прочих равных условиях, прибыль после вычета налогов и капитал снизились/возросли бы на 24 796 млн. рублей (за три месяца, закончившихся 31 марта 2008 года, если бы доллар США укрепился/ослаб на 10% по отношению к российскому рублю – на 4 974 млн. рублей), в основном, в результате потерь/(доходов) от конвертации займов и пересчета остатка денежных средств, номинированных в долларах США, в рубли.

На 31 марта 2009 года, если бы Евро укрепился/ослаб на 20% по отношению к российскому рублю при прочих равных условиях, прибыль после вычета налогов и капитал снизились/возросли бы на 1 111 млн. рублей (за три месяца, закончившихся 31 марта 2008 года, если бы Евро укрепился/ослаб на 10% по отношению к российскому рублю – 2 595 млн. рублей), в основном, в результате потерь от конвертации займов и пересчета остатка денежных средств, номинированных в Евро, в рубли.

**Риск изменения процентных ставок**

Руководство не имеет официальной политики в отношении определения уровня подверженности Группы риску изменения процентной ставки по фиксированным или плавающим ставкам процента. Однако в момент привлечения новых займов или кредитов, руководство решает, исходя из собственных профессиональных суждений, какая ставка процента, фиксированная или плавающая, будет наиболее выгодной с точки зрения Группы на протяжении ожидаемого периода до наступления срока погашения.

Поскольку Группа не имеет каких-либо существенных активов, приносящих плавающий процентный доход, финансовый результат и денежный поток от основной деятельности Группы в целом не зависит от изменений рыночных процентных ставок по активам.

Кредиты и займы, полученные Группой под фиксированные процентные ставки, подвергают ее риску изменения справедливой стоимости. Группа получает займы от банков по текущим рыночным процентным ставкам и не использует какие-либо инструменты хеджирования в целях управления риском изменения процентных ставок. Группа не относит изменение справедливой стоимости финансовых активов и обязательств с фиксированной ставкой на прибыль или убыток, соответственно изменения процентных ставок не окажут влияния на прибыль или капитал.

**Риск изменения товарных цен**

Основная деятельность Группы предполагает техническое обслуживание и замену существующих, а также строительство новых трубопроводов. Это обуславливает необходимость ежегодных закупок значительного количества металлических труб для замены и строительства новых трубопроводов. Группа не имеет долгосрочных договоров ни с производителями труб, ни с нефтедобывающими и нефтеперерабатывающими компаниями и не использует производных договоров для управления рисками изменения цен на металл и цен на нефть и нефтепродуктов.

**Кредитный риск и выполнение контрактных обязательств**

Кредитный риск – это риск финансового убытка для Группы в случае невыполнения клиентом или контрагентом по финансовому инструменту своих обязательств по соответствующему договору. Данный риск возникает, в основном, в связи с дебиторской задолженностью клиентов Группы и ее инвестициями.

В своей работе с клиентами Группа, как правило, использует систему предоплат. Группа не имеет и не выпускает финансовые инструменты для хеджирования и торговли. Торговая дебиторская задолженность Группы не обеспечена. Являясь естественной государственной монополией, Группа обеспечивает равный доступ к нефтепроводной и нефтепродуктопроводной системам всех отечественных нефтяных и нефтеперерабатывающих компаний, при этом наибольшая доля выручки формируется по договорам с крупнейшими нефтяными компаниями Российской Федерации, которые, в том числе, контролируются государством. Группа не имеет существенной концентрации кредитного риска и существенной просроченной и сомнительной торговой дебиторской задолженности.

Кредитный риск управляется на уровне Группы. В связи с тем, что для оптовых покупателей независимый кредитный рейтинг не установлен, Группа оценивает кредитное качество покупателя на основании его финансового положения, сложившегося опыта взаимоотношений и других факторов. Кредитное качество финансовых активов, непросроченных и необесценившихся, оценивается исходя из сложившегося опыта взаимоотношений, и исторических данных о контрагентах, которые представлены существующими покупателями и заказчиками, у которых не было случаев неисполнения ими обязательств в прошлом. Выбор поставщиков активов и услуг Группа осуществляет, как правило, на конкурсной основе.



**22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ (продолжение)**

При проведении конкурса в качестве критериев отбора применяются как технические и финансовые показатели претендента (наличие производственной базы, квалифицированного персонала, соответствующего опыта, стоимость активов и услуг и т.п.), так и критерии его надежности (финансовое состояние, профессиональная и этическая репутация претендента, наличие служб контроля качества поставляемых активов и выполняемых услуг). Конкурсный подбор обеспечивает выбор поставщиков, риск невыполнения контрактных обязательств которых минимален.

Наличные денежные средства и банковские депозиты в основном размещаются в финансовых институтах, контролируемых государством и иных кредитных организациях, имеющих кредитный рейтинг не ниже ВВ- по шкале Standard & Poor's, вследствие чего риск их несостоятельности минимален или низок.

Максимальный кредитный риск Группы выражен балансовой стоимостью каждого финансового актива, признанного в отчете о финансовом положении.

**Риск ликвидности**

Риск ликвидности – это риск того, что Группа не сможет выполнить свои финансовые обязательства в момент наступления срока их погашения. Подход Группы к управлению ликвидностью заключается в том, чтобы обеспечить, насколько это возможно, постоянное наличие у Группы достаточной ликвидности для выполнения своих обязательств в срок (как в обычных условиях, так и в нестандартных ситуациях), не допуская возникновения неприемлемых убытков или риска ущерба для репутации Группы.

Разумное управление риском ликвидности включает в себя поддержание достаточного уровня наличных средств и возможность их привлечения посредством доступных кредитных инструментов. Группа поддерживает достаточный уровень гибкости, сохраняя возможность привлекать необходимый объем средств посредством открытых кредитных линий.

Ниже представлена информация о договорных сроках погашения финансовых обязательств, включая процентные платежи:

**31 марта 2009:**

	Поток денежных средств по заключенным договорам					
	Балансовая стоимость	Всего	12 месяцев и менее	1-2 года	2-5 лет	Более 5 лет
Кредиты и займы	286 865	365 256	73 566	93 773	148 234	49 683
Торговая и прочая кредиторская задолженность	20 089	20 089	20 089	-	-	-
Обязательства по финансовой аренде	2 295	3 337	2 618	681	18	20
	<b>309 249</b>	<b>388 682</b>	<b>96 273</b>	<b>94 454</b>	<b>148 252</b>	<b>49 703</b>

**31 декабря 2008:**

	Поток денежных средств по заключенным договорам					
	Балансовая стоимость	Всего	12 месяцев и менее	1-2 года	2-5 лет	Более 5 лет
Кредиты и займы	253 104	325 537	74 986	65 548	101 466	83 537
Торговая и прочая кредиторская задолженность	15 615	15 615	15 615	-	-	-
Обязательства по финансовой аренде	2 633	3 789	2 887	864	18	20
	<b>271 352</b>	<b>344 941</b>	<b>93 488</b>	<b>66 412</b>	<b>101 484</b>	<b>83 557</b>

## **22 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ (продолжение)**

### **Справедливая стоимость**

Справедливая стоимость финансовых инструментов была определена Группой на основании имеющейся рыночной информации и с использованием соответствующих методологий оценки. Справедливая стоимость дебиторской и кредиторской задолженности существенно не отличается от их балансовой стоимости по состоянию на 31 марта 2009 года и 2008 года. Справедливая стоимость кредитов, займов, а также обязательств по финансовой аренде раскрыта в Примечании 13.

### **Управление риском капитала**

Основная задача Группы при управлении капиталом – сохранение способности Группы непрерывно функционировать с целью обеспечения требуемой доходности акционерам и выгод заинтересованным сторонам, а также сохранения оптимальной структуры капитала и снижения его стоимости. В связи с этим, капиталом Группы признается капитал, причитающийся акционерам Компании, а также долгосрочная и краткосрочная задолженность, (задолженность по долгосрочным и краткосрочным кредитам и займам, кредиторская задолженность). С целью сохранения или изменения структуры капитала Группа может: варьировать сумму выплачиваемых дивидендов, выпускать новые акции, привлекать новые или погашать существующие кредиты и займы.

В рамках управления капиталом с целью сохранения основных параметров долговой нагрузки в оптимальных пределах руководство Группы отслеживает основные финансовые показатели, такие как отношение Общий долг/ЕБИТДА, отношение Общий долг/Капитал, отношение Средства от операционной деятельности/Общий долг., что позволяет Группе поддерживать свой кредитный рейтинг на высоком уровне, не ниже ВВВ- по Standard & Poor's и Ваа3 по шкале Moody's. Текущий кредитный рейтинг Группы установлен на уровне ВВВ Standard & Poor's и Ваа1 Moody's.

В течение отчетного периода подход Группы к управлению капиталом не менялся.

## **23 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ**

Руководством Группы, как правило, анализируется информация в разрезе отдельных юридических лиц, деятельность которых, обобщается в двух отдельных отчетных сегментах: Транспортировка нефти и Транспортировка нефтепродуктов. Стоимостные показатели представляются Руководству Группы в величинах, рассчитанных по правилам составления отчетности по российским стандартам бухгалтерского учета («РСБУ»). Консолидированные данные по анализируемому Руководством Группы показателем, рассчитанные по каждому сегменту по правилам РСБУ, представлены в таблицах ниже.

Корректирующие статьи, приводящие данную информацию к показателям промежуточной консолидированной отчетности, главным образом представлены поправками и переклассификациями, обусловленными различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО.

У Группы нет существенных операций между указанными сегментами.

**23 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)**

Ниже представлена сегментная информация за три месяца, закончившихся 31 марта 2009 года:

	Услуги по транспор- тировке нефти	Услуги по транспор- тировке нефтепро- дуктов	Поправки	Итого по МСФО
<b>Выручка от продаж внешним покупателям</b>	<b>76 133</b>	<b>6 211</b>	<b>2 846</b>	<b>85 190</b>
Операционные расходы	(35 916)	(3 081)	(1 405)	(40 402)
Износ и амортизация	(8 162)	(711)	(1 684)	(10 557)
Процентный доход	775	87	5	866
Расходы по уплате процентов	(3)	(654)	(3 547)	(4 204)
Доля в прибыли / (убытках) ассоциированных компаний	113	-	(8)	105
<b>Прибыль / (убыток) до налогообложения</b>	<b>27 697</b>	<b>(322)</b>	<b>(3 187)</b>	<b>24 188</b>
Доходы (расходы) по налогу на прибыль	(6 433)	69	1 337	(5 027)
<b>Прибыль / (убыток) за отчетный период</b>	<b>21 263</b>	<b>(253)</b>	<b>(1 850)</b>	<b>19 161</b>
Инвестиции в ассоциированные компании	814	1	554	1 369
<b>Итого активы сегмента</b>	<b>914 292</b>	<b>62 868</b>	<b>39 980</b>	<b>1 017 140</b>
Задолженность перед поставщиками и подрядчиками и авансы полученные	25 729	1 764	178	27 671
Долгосрочные кредиты и займы	208 625	18 730	(110)	227 245
Краткосрочные кредиты и займы	51 210	8 415	(5)	59 620
<b>Итого обязательства сегмента</b>	<b>329 267</b>	<b>30 170</b>	<b>78 598</b>	<b>438 035</b>
<b>Прочие статьи сегмента</b>				
Поступления по внеоборотным активам (кроме финансовых инструментов и отложенных налоговых активов)	38 167	651	7 651	46 469

**23 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)**

Ниже представлена сегментная информация за три месяца, закончившиеся 31 марта 2008 года:

	Услуги по транспор- тировке нефти	Услуги по транспор- тировке нефтепро- дуктов	Поправки	Итого по МСФО
<b>Выручка от продаж внешним покупателям</b>	<b>58 432</b>	<b>2 908</b>	<b>2 283</b>	<b>63 623</b>
Операционные расходы	(24 401)	(2 565)	(8 681)	(35 647)
Износ и амортизация	(6 140)	(329)	(1 449)	(7 918)
Процентный доход	263	9	2	274
Расходы по уплате процентов	(11)	(334)	(231)	(576)
Доля в прибыли / (убытках) ассоциированных компаний	-	1	(16)	(15)
<b>Прибыль / (убыток) до налогообложения</b>	<b>37 635</b>	<b>1 488</b>	<b>(7 979)</b>	<b>31 144</b>
Доходы (расходы) по налогу на прибыль	(9 641)	(366)	2 040	(7 967)
<b>Прибыль / (убыток) за отчетный период</b>	<b>27 994</b>	<b>1 122</b>	<b>(5 939)</b>	<b>23 177</b>
Инвестиции в ассоциированные компании	223	1	360	584
<b>Итого активы сегмента</b>	<b>718 195</b>	<b>57 658</b>	<b>60 243</b>	<b>836 096</b>
Задолженность перед поставщиками и подрядчиками и авансы полученные	21 423	1 408	921	23 752
Долгосрочные кредиты и займы	70 893	19 149	(156)	89 886
Краткосрочные кредиты и займы	85 420	1 512	-	86 932
<b>Итого обязательства сегмента</b>	<b>207 058</b>	<b>23 170</b>	<b>93 709</b>	<b>323 937</b>
<b>Прочие статьи сегмента</b>				
Поступления по внеоборотным активам (кроме финансовых инструментов и отложенных налоговых активов)	18 278	488	1 085	19 851

Корректирующие поправки по доходам и расходам, формирующим прибыль до налогообложения, представлены преимущественно поправками МСФО по отражению доли меньшинства, по признанию результатов переоценки основных средств и технологической нефти, по начислению резерва на ликвидацию основных средств, по декапитализации процентов, ранее капитализированных по РСБУ, по начислению отложенных налогов для целей МСФО.

Корректирующие статьи по активам сегмента в размере 39 980 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2009 года и 60 243 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2008 года включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

**23 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)**

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 марта 2008</b>
Увеличение стоимости основных средств на сумму затрат по ликвидации	50 559	57 752
Переоценка технологической нефти	47 966	47 621
Основные средства, взятые в лизинг	7 170	8 599
Консолидация ОАО «АК «Транснефтепродукт»	(52 554)	(52 554)
Отложенные налоговые активы	(11 512)	(1 046)
Прочие	(1 649)	(129)
<b>Итого корректирующие статьи по активам сегмента</b>	<b>39 980</b>	<b>60 243</b>

Корректирующие статьи по обязательствам сегмента в размере 78 598 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2009 года и 93 709 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2008 года включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

	<b>31 марта 2009</b>	<b>31 марта 2008</b>
Резерв на демонтаж основных средств	70 286	65 548
Пенсионные обязательства	5 003	4 805
Отложенные налоговые обязательства	1 082	16 666
Обязательства по финансовой аренде	2 295	3 441
Прочие	(68)	3 249
<b>Итого корректирующие статьи по обязательствам сегмента</b>	<b>78 598</b>	<b>93 709</b>

*Географическая информация.* Наибольшая часть активов Группы, входящих в оба отчетных сегмента, размещена на территории Российской Федерации, в результате чего хозяйственная деятельность по каждому сегменту в основном осуществляется на территории Российской Федерации. Сегмент «Транспортировка нефтепродуктов» включает также незначительную часть активов, расположенных на территории Латвии, Украины и Белоруссии.

Информация о распределении выручки по стране происхождения покупателей:

	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2009</b>	<b>Три месяца, закончившихся 31 марта 2008</b>
Российская Федерация	82 656	61 972
Прочие страны	2 534	1 651
	<b>85 190</b>	<b>63 623</b>

Выручка от продаж внешним покупателям в других странах включает выручку от продаж покупателям в Казахстане, Белоруссии и Украине.

*Основные покупатели.* Основными покупателями Группы являются нефтедобывающие компании.

Ниже представлена информация о покупателях, выручка от операций с которыми составляет более 10% от общей выручки Группы:

	<b>За три месяца, закончившиеся 31 марта 2009 года</b>	<b>За три месяца, закончившиеся 31 марта 2008 года</b>
Компании, контролируемые государством	22 660	17 916
ОАО «Лукойл»	12 724	10 060
ОАО «Сургутнефтегаз»	12 383	10 100
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»	11 055	8 722
	<b>58 822</b>	<b>46 798</b>

Выручка от продаж основным покупателям включена в финансовые результаты сегментов «Транспортировка нефти» и «Транспортировка нефтепродуктов».

## **24 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ**

В феврале 2009 года Группа подписала кредитный договор с Корпорацией Банк развития Китая на сумму 10 млрд. долларов США, с плавающей процентной ставкой в зависимости от уровня LIBOR, сроком погашения через 20 лет, равными долями, начиная с 5 года с момента привлечения. Проценты по кредитному договору подлежат уплате один раз в 6 месяцев - до 1 января 2011 года и ежемесячно - после 1 января 2011 года. После отчетной даты, но до даты подписания настоящей отчетности Группа осуществила выборку в рамках договора в объеме 5,0 млрд. долларов США. Получение оставшихся денежных средств Группой ожидается в 2009 - 2010 годах. Кредитные средства будут направлены на строительство трубопровода Восточная Сибирь – Тихий Океан на территории России, в том числе на участке Сковородино - граница КНР.

В феврале 2009 года Компания заключила договор сроком на 20 лет на поставку с 1 января 2011 года сырой нефти в Китайскую народную республику в объеме 6 млн. тонн ежегодно. В обеспечение исполнения обязательств в апреле 2009 заключен контракт с ОАО «НК «Роснефть» на поставку Компании соответствующих объемов нефти.

В июне 2009 года Компания разместила неконвертируемые процентные документарные облигации на предъявителя серии 01 на общую сумму 35 000 млн. руб. номинальной стоимостью 1 тыс. руб. каждая со сроком погашения через 10 лет, с возможностью досрочного погашения по требованию владельцев и по усмотрению эмитента, но не ранее 6 лет с момента размещения.

В июне 2009 года на годовом общем собрании акционеров Компании было принято решение о выплате дивидендов за 2008 год только по привилегированным акциям в размере 368 млн. рублей. Дивиденды подлежат выплате до 31 декабря 2009 года.