

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»  
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,  
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С  
МЕЖДУНАРОДНЫМИ СТАНДАРТАМИ ФИНАНСОВОЙ  
ОТЧЕТНОСТИ (МСФО)  
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2008 ГОДА**

## СОДЕРЖАНИЕ

	<b>Стр.</b>
Заявление об ответственности директоров	3
Отчет независимого аудитора	4
Консолидированный бухгалтерский баланс	5
Консолидированный отчет о прибылях и убытках	6
Консолидированный отчет о движении денежных средств	7
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	8
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	9

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

1. Мы подготовили консолидированную финансовую отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, которая достоверно и объективно отражает финансовое состояние ОАО «АК «Транснефть» (далее – «Компания») и его дочерних обществ (далее – «Группа») на конец года, а также результаты деятельности и движение денежных средств за год. 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 консолидированной финансовой отчетности Международным стандартам финансовой отчетности, 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 консолидированной финансовой отчетности, приведенной на страницах с 5 по 43, Группа последовательно применяла соответствующую учетную политику, подкрепляла ее обоснованными и осмотрительными оценками и расчетами и обеспечивала соблюдение соответствующих Международных стандартов финансовой отчетности.
3. Никто из директоров не владел акциями Группы в течение года, закончившегося 31 декабря 2008 года.
4. Консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе данных российской сводной бухгалтерской отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, одобренной руководством Группы в апреле 2009 года и приведенной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

---

Н. П. Токарев  
Президент  
26 июня 2009 года

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

## ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров ОАО «АК «Транснефть»:

- 1 Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ОАО «АК «Транснефть» и ее дочерних обществ (далее – «Группа»), которая включает консолидированный бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2008 года, консолидированный отчет о прибылях и убытках, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также основные положения учетной политики и прочие примечания к консолидированной финансовой отчетности.

### *Ответственность руководства за составление финансовой отчетности*

- 2 Руководство Группы несет ответственность за составление и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности. Эта ответственность включает: разработку, внедрение и поддержание системы внутреннего контроля, связанной с составлением и достоверным представлением финансовой отчетности, которая не содержит существенных искажений в результате ошибок или недобросовестных действий; выбор и применение надлежащей учетной политики; и использование обоснованных применительно к обстоятельствам бухгалтерских оценок.

### *Ответственность аудитора*

- 3 Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о представленной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы проводили аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Согласно этим стандартам мы должны следовать этическим нормам и планировать и проводить аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений.
- 4 Аудит предусматривает проведение процедур, целью которых является получение аудиторских доказательств в отношении числовых данных и информации, содержащихся в финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на профессиональном суждении аудитора, включая оценку рисков существенного искажения финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок. В процессе оценки вышеупомянутых рисков аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, связанную с составлением и достоверным представлением финансовой отчетности компании с тем, чтобы разработать аудиторские процедуры, необходимые в данных обстоятельствах, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы. Кроме того, аудит включает оценку уместности используемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, а также оценку представления финансовой отчетности в целом.
- 5 Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими и дают нам основания для выражения мнения аудитора.

### *Мнение аудитора*

- 6 По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2008 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС ПО МСФО - НА 31 ДЕКАБРЯ 2008**  
**ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

	Прим.	31 декабря 2008	31 декабря 2007
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Внеоборотные активы</b>			
Нематериальные активы		1 281	930
Основные средства	6	809 130	633 560
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	7	962	754
Инвестиции в зависимые компании	19	1 062	-
Активы по НДС	9	10 281	-
Прочие финансовые активы		1 505	-
<b>Итого внеоборотных активов</b>		<b>824 221</b>	<b>635 244</b>
<b>Оборотные активы</b>			
Запасы	8	8 904	9 880
Дебиторская задолженность и предоплата	9	19 082	21 035
Активы по НДС	9	46 710	50 845
Предоплата по налогу на прибыль		3 647	1 188
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	7	-	848
Денежные средства и их эквиваленты	10	60 565	23 498
<b>Итого оборотных активов</b>		<b>138 908</b>	<b>107 294</b>
<b>Итого активов</b>		<b>963 129</b>	<b>742 538</b>
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Капитал</b>			
Акционерный капитал	11	308	307
Добавочный капитал	11	52 553	-
Резерв, связанный с присоединением	11	(13 080)	-
Нераспределенная прибыль		495 081	426 185
<b>Капитал, приходящийся на счет акционеров ОАО «АК «Транснефть»</b>		<b>534 862</b>	<b>426 492</b>
Доля меньшинства	12	25 035	22 447
<b>Итого капитала</b>		<b>559 897</b>	<b>448 939</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Кредиты и займы, обязательства по лизингу	13	191 597	71 322
Отложенные налоговые обязательства	14	24 582	29 391
Резервы предстоящих расходов и платежей	15	75 005	63 315
<b>Итого долгосрочных обязательств</b>		<b>291 184</b>	<b>164 028</b>
<b>Краткосрочные обязательства</b>			
Кредиторская задолженность и прочие обязательства	16	46 633	35 987
Текущие обязательства по налогу на прибыль		1 275	2 329
Кредиты и займы, обязательства по лизингу	13	64 140	91 255
<b>Итого краткосрочных обязательств</b>		<b>112 048</b>	<b>129 571</b>
<b>Итого обязательств</b>		<b>403 232</b>	<b>293 599</b>
<b>Итого капитала и обязательств</b>		<b>963 129</b>	<b>742 538</b>

Утвержден 26 июня 2009:

Н.П. Токарев

Президент

С. Н. Суворова

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

Примечания на страницах 9 - 43 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчетности

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ ПО МСФО ЗА ГОД,**  
**ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2008 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

	Прим.	Год, закончившийся 31 декабря 2008	Год, закончившийся 31 декабря 2007
Выручка	17	274 977	221 942
Операционные расходы	18	(157 484)	(134 848)
Чистые прочие операционные доходы	18	9 238	8 203
<b>Операционная прибыль</b>		<b>126 731</b>	<b>95 297</b>
Финансовые статьи:			
Прибыль от курсовых разниц		7 194	3 947
Убыток от курсовых разниц		(31 332)	(2 127)
Проценты к получению		2 128	281
Проценты к уплате		(10 150)	(2 273)
<b>Итого чистые финансовые статьи</b>		<b>(32 160)</b>	<b>(172)</b>
Доля в убытке от зависимых компаний		(69)	-
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>94 502</b>	<b>95 125</b>
Текущие расходы по налогу на прибыль		(29 151)	(27 164)
Отложенные доходы / (расходы) по налогу на прибыль		7 174	(3 287)
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	<b>14</b>	<b>(21 977)</b>	<b>(30 451)</b>
<b>Прибыль за отчетный период</b>		<b>72 525</b>	<b>64 674</b>
Участие в прибыли:			
Доля акционеров			
ОАО «АК «Транснефть»		70 506	60 139
Доля меньшинства	12	2 019	4 535

Утвержден 26 июня 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.	Год, закончившийся 31 декабря 2008	Год, закончившийся 31 декабря 2007
<b>Денежные потоки от операционной деятельности</b>			
Денежные поступления от заказчиков		320 372	264 787
Денежные средства, уплаченные поставщикам, работникам и налоги, отличные от налога на прибыль		(186 523)	(179 506)
Проценты уплаченные		(13 722)	(6 008)
Налог на прибыль уплаченный		(33 127)	(27 699)
Возврат средств из бюджета		32 956	10 246
Прочее использование денежных средств от операционной деятельности		(299)	(7 306)
<b>Чистая сумма денежных средств от операционной деятельности</b>		<b>119 657</b>	<b>54 514</b>
<b>Денежные потоки по инвестиционной деятельности</b>			
Приобретение основных средств		(130 021)	(146 144)
Поступления от продажи основных средств		407	524
Денежные средства, поступившие в результате присоединения компании под общим контролем	3	2 826	-
Проценты и дивиденды полученные		2 157	285
Прочее (использование) / поступление денежных средств по инвестиционной деятельности		(555)	269
<b>Чистая сумма денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности</b>		<b>(125 186)</b>	<b>(145 066)</b>
<b>Денежные потоки по финансовой деятельности</b>			
Поступления по долгосрочным и краткосрочным кредитам и займам		164 494	231 550
Погашение долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов		(118 096)	(139 921)
Погашение обязательств по финансовой аренде		(4 094)	(6 048)
Дивиденды выплаченные		(1 102)	(778)
<b>Чистая сумма денежных средств, полученных в финансовой деятельности</b>		<b>41 202</b>	<b>84 803</b>
<b>Изменение величины денежных средств в результате колебания валютного курса</b>		<b>1 394</b>	<b>(46)</b>
<b>Чистое увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов</b>		<b>37 067</b>	<b>(5 795)</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	10	23 498	29 293
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>	<b>10</b>	<b>60 565</b>	<b>23 498</b>

Утвержден 26 июня 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»**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ ПО МСФО ЗА ГОД,**  
**ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2008 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

	Доля акционеров ОАО «АК «Транснефть»						Итого акционерный капитал
	Акционерный капитал	Добавочный капитал	Резерв, связанный с присоединением	Накопленная прибыль	Итого	Доля меньшинства	
<b>Остаток на 31 декабря 2006</b>	<b>307</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>366 917</b>	<b>367 224</b>	<b>17 912</b>	<b>385 136</b>
Убыток от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	-	-	-	(86)	(86)	-	(86)
Эффект от выбытия финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	-	-	-	38	38	-	38
Чистый убыток, отнесенный непосредственно на капитал	-	-	-	(48)	(48)	-	(48)
Прибыль за отчетный период	-	-	-	60 139	60 139	4 535	64 674
Итого признанных доходов за отчетный период	-	-	-	60 091	60 091	4 535	64 626
Дивиденды							
- по привилегированным акциям	-	-	-	(351)	(351)	-	(351)
- по обыкновенным акциям	-	-	-	(472)	(472)	-	(472)
<b>Остаток на 31 декабря 2007</b>	<b>307</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>426 185</b>	<b>426 492</b>	<b>22 447</b>	<b>448 939</b>
Убыток от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	-	-	-	(31)	(31)	-	(31)
Выбытие финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	-	-	-	(427)	(427)	-	(427)
Чистый убыток, отнесенный непосредственно на капитал	-	-	-	(458)	(458)	-	(458)
Прибыль за отчетный период	-	-	-	70 506	70 506	2 019	75 525
Итого признанных доходов за отчетный период				70 048	70 048	2 019	72 067
Дивиденды							
- по привилегированным акциям				(402)	(402)	-	(402)
- по обыкновенным акциям				(750)	(750)	-	(750)
Объединение компаний под общим контролем (Прим.11)	1	52 553	(13 080)	-	39 474	569	40 043
<b>Остаток на 31 декабря 2008</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>

Утвержден 26 июня 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 48 529 км. За год, закончившийся 31 декабря 2008 года, Группа транспортировала 457 млн. тонн сырой нефти на внутренний и экспортные рынки (за год, закончившийся 31 декабря 2007 года – 464 млн. тонн), что представляет собой большую часть нефти, добываемую 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 18 739 км на 31 декабря 2008 года. Зависимая компания Транснефтепродукта располагает связанной с ней системой нефтепродуктопроводов на территории Латвийской Республики.

Основная деятельность Группы связана с оказанием услуг по транспортировке нефти на территории Российской Федерации, вследствие чего руководство Группы выделяет один отчетный сегмент.

## **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 29,3804 рублей за один доллар США по состоянию на 31 декабря 2008 года. Цена спот на нефть Urals на условиях FOB снизилась с 91,15 долларов США на 29 сентября 2008 года до 41,83 долларов США на 31 декабря 2008 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. Краткосрочная задолженность не превышает остаток задолженности по долгосрочной кредитной линии. Группа не имеет каких-либо долговых обязательств с переменной процентной ставкой; выплаты процентов в отношении обязательств в иностранной валюте с фиксированной процентной ставкой не являются существенными в сравнении с потоками денежных средств.

Существующие российское налоговое, валютное и таможенное законодательства допускают 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 РФ, а также от развития налоговой, правовой, административной и политической систем.

### 3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

Консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) и полностью им 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.

Функциональной валютой Группы является национальная валюта Российской Федерации, российский рубль. Настоящая финансовая отчетность составлена в российских рублях. Официальный курс обмена доллара США к российскому рублю, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, составлял 29,3804 и 24,5462 на 31 декабря 2008 года и 2007 года соответственно. Официальный курс обмена Евро к российскому рублю, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, составлял 41,4411 и 35,9332 на 31 декабря 2008 года и 2007 года соответственно.

#### Объединение компаний под общим контролем

24 октября 2007 года внеочередным общим собранием акционеров было принято решение об увеличении акционерного 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 Транснефтепродукта, 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 Транснефтепродукта, и эмиссионным доходом отражена в составе капитала как «резерв присоединения» (см. Примечание 11).

В результате включения показателей отчетности Группы Транснефтепродукт в консолидированную отчетность Группы выручка возросла на 16 997 млн. рублей и прибыль на 4 млн. рублей за период с момента ее присоединения до 31 декабря 2008 года. Если бы сделка по присоединению Транснефтепродукт состоялась 1 января 2008 года, то общий вклад компании в выручку Группы составил бы 18 452 млн. рублей, а прибыль была бы равна 602 млн. рублей.

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 год, окончившийся 31 декабря 2008 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.

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 акционерного 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 акционерном 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 контролируемыми предприятиями. Под значительным влиянием понимается возможность участия в принятии решений по финансовой или операционной политике компании, но не контролировать или совместно контролировать такую политику. Зависимые компании учитываются по методу долевого участия.

##### 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 консолидированный отчет о прибылях и убытках.

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

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.

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 прибылях и убытках.

Реализация излишков нефти отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках 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 консолидированном отчете о прибылях и убытках 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 детализируются до той степени, пока возможно выделить соответствующие им денежные потоки (активы, 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.

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

##### **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.

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 прибылях и убытках 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 прибылях и убытках.

##### **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, при этом несвоевременная оплата не может объясняться задержкой в работе расчетных систем;

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

- 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.

##### **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 в основном 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 отчете о прибылях и убытках, за исключением случаев признания в составе капитала по операциям, которые относятся непосредственно на капитал в том же или иных отчетных периодах.

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

Отложенные налоги рассчитываются балансовым методом и признаются в отношении налоговых убытков прошлых лет и всех временных разниц, возникающих между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности.

Величина отложенного налога определяется с учетом налоговых ставок, установленных в соответствии с законодательством на отчетную дату, применение которых ожидается в периоде, когда временные разницы будут полностью погашены или перенесенный на будущее налоговый убыток будет использован. Отложенные налоговые активы и обязательства показываются свернуто только по расчетам отдельных компаний группы. Отложенные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам и налоговым убыткам прошлых лет, отражаются только в тех случаях, когда представляется вероятным, что в будущем будет иметь место налогооблагаемая прибыль или временные разницы, на которые они могут быть отнесены.

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

##### **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.

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 прибылях и убытках 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 консолидированном отчете о прибылях и убытках 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 отчете о прибылях и убытках.

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

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

Группа регулярно оценивает свои обязательства в соответствии с природоохранным законодательством. 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.

##### **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.

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

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.

**Уставный капитал и дивиденды**

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

**Новые стандарты финансовой отчетности**

Группа начала досрочно с 1 января 2007 года применять поправку к МСФО (IAS) 23 «Расходы по займам», которая вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2009 года или после указанной даты. Стандарт исключает возможность сразу же включать в состав затрат те расходы по займам, которые можно непосредственно отнести на приобретение, строительство или производство соответствующего актива. Применение данного стандарта не привело к изменению баланса нераспределенной прибыли и прочих резервов по состоянию на 1 января 2007 года.

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 (IFRS) 8 «Операционные сегменты» (распространяется на годовые отчетные периоды, начиная с 1 января 2009 г. или после этой даты). Данный стандарт применяется организациями, долговые или долевыми инструментами которых торгуются на открытом рынке, а также организациями, которые предоставляют либо планируют предоставлять свою финансовую отчетность надзорным организациям в связи с размещением каких-либо видов инструментов на открытом рынке. МСФО 8 требует раскрытия финансовой и прочей информации об операционных сегментах и определяет, в каком виде должна быть представлена данная информация. В настоящее время Группа оценивает влияние измененного стандарта на консолидированную финансовую отчетность.

Финансовые инструменты с правом досрочного погашения и обязательства, возникающие при ликвидации, – МСФО (IAS) 32 и поправки к МСФО (IAS) 1 (вступают в силу с 1 января 2009 года). Согласно поправкам некоторые финансовые инструменты, соответствующие определению финансового обязательства, должны классифицироваться в составе капитала. Ожидается, что применение данных поправок не повлияет на консолидированную финансовую отчетность Группы.

МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» (пересмотрено в сентябре 2007 г., применимо к отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2009 года или после этой даты). Основное изменение МСФО (IAS) 1 касается замены отчета о прибылях и убытках на отчет о совокупных прибылях и убытках, в котором также отражаются изменения в акционерном капитале, не связанные с владельцем, такие как переоценка финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи. В качестве альтернативы компаниям разрешается предоставлять два отчета: отдельный отчет о прибылях и убытках и отчет о совокупном доходе. В пересмотренном МСФО (IAS) 1 содержится требование представлять отчет о финансовом положении (бухгалтерский баланс) на начало самого раннего сравнительного периода при пересчете сравнительных данных в результате переклассификаций, изменений в учетной политике и исправлений ошибок. Группа ожидает, что новые требования пересмотренного МСФО (IAS) 1 повлияют на представление финансовой отчетности, но не на признание или оценку конкретных операций и остатков.

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



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

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, сохранившиеся 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.

Условия вступления в права на акции и их отмена – Поправка к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты, основанные на акциях» (дата выпуска – январь 2008 г.; применима к отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2009 года или после этой даты). В поправке разъясняется, что к условиям вступления в права на акции относятся только условия, связанные с предоставлением услуг, и условия, связанные с показателями деятельности. Прочие характеристики выплат, основанных на акциях, не представляют собой условия наделяния правами на акции. В данной поправке также указывается, что отмена этих прав, произведенная компанией либо другими сторонами, отражается в учете аналогичным способом. Группа ожидает, что поправка не окажет влияние на результаты консолидированной финансовой отчетности.

Интерпретация IFRIC 13 «Программы поощрения постоянных клиентов» (дата выпуска – июнь 2007 г.; применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2008 г. или после этой даты). В IFRIC 13 разъясняется, что в случае продажи товаров и услуг с одновременным предоставлением бонусов клиентам в рамках программы поощрения клиентов (например, начисление накопительных баллов или предоставление бесплатных товаров), соответствующее соглашение состоит из нескольких компонентов, и платеж, полученный от клиента, распределяется между компонентами данного соглашения по справедливой стоимости. IFRIC 13 не имеет отношения к операционной деятельности Группы, поскольку ни одна из компаний Группы не осуществляет программ поощрения клиентов.

Интерпретация IFRIC 15 «Соглашения на строительство объектов недвижимости» (применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2009 г. или после этой даты). Интерпретация применяется при учете выручки и соответствующих расходов компаниями, которые осуществляют строительство объектов недвижимости самостоятельно либо с привлечением подрядчиков, и содержит правила, которые позволяют выявить, подпадают ли договоры на строительство объектов недвижимости имущества под действие МСФО (IAS) 11 или МСФО (IAS) 18. Интерпретация также устанавливает критерии для определения момента признания компаниями выручки от таких операций. Группа не ожидает, что поправка окажет влияние на результаты консолидированной финансовой отчетности.

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

Интерпретация IFRIC 16 «Хеджирование чистых инвестиций в зарубежную деятельность» (применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 октября 2008 г. или после этой даты). В интерпретации разъясняется, к каким валютным рискам применим порядок учета при хеджировании. Согласно данной интерпретации перевод функциональной валюты в валюту отчетности не создает риска, к которому может быть применим учет при хеджировании. IFRIC позволяет любой компании либо компаниям группы применять инструмент хеджирования. Исключения составляют зарубежные предприятия, которые сами являются предметом хеджирования. В интерпретации также разъясняется, каким образом осуществляется расчет прибыли или убытка, перераспределенных из резерва по курсовым разницам на отчет о прибылях и убытках, при выбытии хеджируемого зарубежного предприятия. Подотчетные предприятия будут применять МСФО (IAS) 39 для прекращения учета при хеджировании в будущем периоде в случае, когда хеджирование в этих компаниях не удовлетворяет критериям учета при хеджировании, установленным в IFRIC 16. Интерпретация IFRIC 16 не оказывает влияния на данную консолидированную финансовую отчетность, поскольку Группа не применяет учет при хеджировании.

Интерпретация IFRIC 17 «Распределение неденежных активов в пользу собственников компании» (применяется к годовым периодам, начинающимся с 1 июля 2009 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 прибылях и убытках 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 выполняется критерии определения актива; признание актива и оценка его стоимости при первоначальном признании; выделение 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.

В 2007 году Правление КМСФО приняло решение о начале реализации проекта по ежегодной доработке МСФО с целью внесения необходимых, но не срочных, поправок в МСФО. Поправки, выпущенные в мае 2008 года, представляют собой комплекс изменений по-существу, разъяснений и изменений в терминологии в разных стандартах. Изменения по-существу относятся к следующим областям: классификация активов как предназначенных для продажи согласно МСФО (IFRS) 5 в случае потери контроля над дочерней компанией; возможность представления финансовых инструментов, предназначенных для продажи, в составе долгосрочных активов согласно МСФО (IAS) 1; отражение в соответствии с МСФО (IAS) 16 продажи активов, которые ранее отражались как предназначенные для аренды, и классификация соответствующих потоков денежных средств в составе потоков денежных средств от операционной деятельности согласно МСФО (IAS) 7; разъяснение определения секвестра в соответствии с МСФО (IAS) 19; учет государственных займов, выданных по ставкам ниже рыночных, в соответствии с МСФО (IAS) 20; приведение определения стоимости заемных средств в МСФО (IAS) 23 в соответствие с методом расчета эффективной процентной ставки; разъяснение порядка учета дочерних компаний, предназначенных для продажи, в соответствии с МСФО (IAS) 27 и МСФО (IFRS) 5; сокращение требований к раскрытию информации об ассоциированных компаниях и совместных предприятиях в соответствии с МСФО (IAS) 28 и МСФО (IAS) 31; расширение требований к раскрытию информации в соответствии с МСФО (IAS) 36; разъяснения по порядку учета затрат на рекламу в соответствии с МСФО (IAS) 38; корректировка определения категории активов, отражаемых по справедливой стоимости с учетом ее изменений в отчете о прибылях и убытках, в соответствии с учетом хеджирования согласно МСФО (IAS) 39; введение порядка учета строительства инвестиционной собственности в соответствии с МСФО (IAS) 40; сокращение ограничений, касающихся порядка определения справедливой стоимости биологических активов в соответствии с МСФО (IAS) 41.

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

Другие поправки, внесенные в МСФО (IAS) 8, 10, 18, 20, 29, 34, 40, 41 и МСФО (IFRS) 7, представляют собой лишь уточнение определений и редакционные правки, которые, как считает Правление КМСФО, не оказывают существенного влияния на бухгалтерский учет (либо данное влияние является минимальным). Группа не ожидает, что поправки окажут существенное влияние на консолидированную финансовую отчетность.

Совершенствование раскрытия информации о финансовых инструментах – Поправка к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» (выпущены в марте 2009 года, вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2009 года или после этой даты). В соответствии с поправкой требуется раскрытие более подробной информации об оценке справедливой стоимости и риске ликвидности. Компания должна будет раскрывать информацию об анализе финансовых инструментов с использованием трехуровневой иерархии оценки справедливой стоимости. Поправка (а) поясняет, что анализ обязательств по срокам погашения должен включать договоры о предоставленных финансовых гарантиях по максимальной величине гарантии в самый ранний период, когда может возникнуть требование об исполнении гарантии; (б) требует раскрытие информации о сроках, оставшихся до погашения производных инструментов в соответствии с условиями договоров, в случае если договорные сроки погашения необходимы для понимания распределения потоков денежных средств во времени. Компания также должна будет раскрывать информацию об анализе по срокам исполнения финансовых активов, которые она использует для управления риском ликвидности, если такая информация необходима для того, чтобы пользователи финансовой отчетности могли оценить характер и величину риска. В настоящее время Группа оценивает, какое влияние окажут изменения стандарта на ее финансовую отчетность.

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.

Поправки к Международным стандартам финансовой отчетности (опубликованы в апреле 2009 г.). Поправки к МСФО (IFRS) 2, МСФО (IAS) 38, интерпретации IFRIC 9 и интерпретации 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 еще не применяются в Европейском Союзе. 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 в объединение 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 обязательств, 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 прибылях и убытках 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; удаления 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. Если выше не указано иное, ожидается, что новые стандарты и интерпретации существенно не повлияют 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 период составит на 2 830 млн. рублей больше в 2008 году (в 2007 году: 3 302 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 нефте- 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 год, закончившийся 31 декабря 2008 года, уменьшилась/(увеличилась) бы на 698 млн. рублей (2007: 303 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 КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2008 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	Всего основные средства
<b>На 1 января 2008</b>						
Первоначальная стоимость	63 553	377 943	217 909	51 271	216 649	927 325
Накопленная амортизация и резерв под обесценение	(19 366)	(166 309)	(108 090)	-	-	(293 765)
<b>Остаточная стоимость на</b>						
<b>1 января 2008</b>	<b>44 187</b>	<b>211 634</b>	<b>109 819</b>	<b>51 271</b>	<b>216 649</b>	<b>633 560</b>
Амортизация	(2 268)	(12 622)	(19 643)	-	-	(34 533)
Поступления (включая предоплату)	-	-	-	7 073	143 098	150 171
Перевод объектов незавершенного строительства в основные средства	15 380	92 665	48 188	-	(156 233)	-
Чистое изменение резерва на демонтаж основных средств (см. Примечание 15)	-	7 461	-	-	(984)	6 477
Начисление резерва под обесценение	-	(492)	-	-	-	(492)
Выбытия: первоначальная стоимость	(516)	(305)	(2 206)	(464)	-	(3 491)
Выбытия: накопленная амортизация	172	284	1 986	-	-	2 442
Поступления по первоначальной стоимости при присоединении компаний под общим контролем	13 017	25 252	9 784	7 653	22 937	78 643
Поступление накопленной амортизации и резерва под обесценение при присоединении компаний под общим контролем	(4 965)	(12 747)	(5 935)	-	-	(23 647)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2008</b>						
<b>на 31 декабря 2008</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>
<b>На 31 декабря 2008</b>						
Первоначальная стоимость	91 434	503 016	273 675	65 533	225 467	1 159 125
Накопленная амортизация и резерв под обесценение	(26 427)	(191 886)	(131 682)	-	-	(349 995)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2008</b>						
<b>на 31 декабря 2008</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>

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2008 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 2007</b>						
Первоначальная стоимость	61 511	349 020	200 913	50 818	102 011	764 273
Накопленная амортизация и резерв под обесценение	(17 948)	(153 530)	(95 176)	-	-	(266 654)
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2007</b>	<b>43 563</b>	<b>195 490</b>	<b>105 737</b>	<b>50 818</b>	<b>102 011</b>	<b>497 619</b>
Амортизация	(1 609)	(14 072)	(15 423)	-	-	(31 104)
Поступления (включая предоплату)	-	-	4 267	617	156 958	161 842
Перевод объектов незавершенного строительства в основные средства	2 334	26 310	15 258	-	(43 902)	-
Чистое изменение резерва на демонтаж основных средств (см. Примечание 15)	-	3 014	-	-	1 582	4 596
Выбытие резерва под обесценение	-	964	154	-	-	1 118
Выбытия: первоначальная стоимость	(292)	(401)	(2 529)	(164)	-	(3 386)
Выбытия: накопленная амортизация	191	329	2 355	-	-	2 875
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2007</b>	<b>44 187</b>	<b>211 634</b>	<b>109 819</b>	<b>51 271</b>	<b>216 649</b>	<b>633 560</b>
<b>На 31 декабря 2007</b>						
Первоначальная стоимость	63 553	377 943	217 909	51 271	216 649	927 325
Накопленная амортизация и резерв под обесценение	(19 366)	(166 309)	(108 090)	-	-	(293 765)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2007</b>	<b>44 187</b>	<b>211 634</b>	<b>109 819</b>	<b>51 271</b>	<b>216 649</b>	<b>633 560</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 декабря 2008 года (на 31 декабря 2007 года – 3 586 млн. рублей) по некоторым объектам нефтепроводов и машинам и оборудованию.

Запасы нефти и нефтепродуктов в системе трубопровода составляют 27 656 тыс. тонн сырой нефти и 1 237 тыс. тонн нефтепродуктов на 31 декабря 2008 года (на 31 декабря 2007 года – 26 888 тыс. тонн сырой нефти) (см. Примечание 4).

За год, закончившийся 31 декабря 2008 года, сумма процентов, капитализированных в стоимости объектов незавершенного строительства, составила 14 373 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 декабря 2008 года остаточная стоимость арендованного оборудования составляла 7 538 млн. рублей (на 31 декабря 2007 года – 9 365 млн. рублей).

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

	<b>31 декабря 2008</b>	<b>31 декабря 2007</b>
Ценные бумаги, котирующиеся на рынке	82	604
Финансовые вложения в прочие российские компании	880	998
	<b>962</b>	<b>1 602</b>
Минус:		
краткосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	-	(848)
	<b>962</b>	<b>754</b>

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

**8 ЗАПАСЫ**

	<b>31 декабря 2008</b>	<b>31 декабря 2007</b>
Материалы и запасные части	6 600	5 477
Товары для перепродажи	2 262	4 197
Прочие запасы	42	206
	<b>8 904</b>	<b>9 880</b>

Материалы и запасные части отражены за вычетом резерва в размере 727 млн. рублей на 31 декабря 2008 года (по состоянию на 31 декабря 2007 года – 136 млн. рублей) на устаревшие запасы и снижение стоимости до чистой стоимости реализации. Материалы используются в основном для ремонта и поддержания надлежащего технического состояния трубопроводного оборудования.

Стоимость товаров для перепродажи, включая нефть и нефтепродукты, была уменьшена до чистой стоимости реализации; изменение стоимости отражено в составе операционных расходов, в том числе, в связи со снижением цен на нефть при меняющихся экономических условиях в течение 2008 года (см. Примечание 2) за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, - 2 732 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2007 года, - 0 млн. рублей).

**9 ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА, АКТИВЫ ПО НДС**

**Дебиторская задолженность и предоплата**

	<b>31 декабря 2008</b>	<b>31 декабря 2007</b>
Торговая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам на сумму 34 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2008 года (31 декабря 2007 года – 16 млн. рублей))	1 662	1 933
Предоплата и авансы	11 422	10 030
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва по сомнительным долгам на сумму 3 620 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2008 года (31 декабря 2007 года – 94 млн. рублей))	5 998	9 072
	<b>19 082</b>	<b>21 035</b>

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. В составе расхода на создание 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. Во втором квартале 2008 года Группа получила 846 млн. рублей в качестве гарантии по невыполненным работам; данные средства были учтены как прочие доходы.

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

	<b>2008</b>		<b>2007</b>	
	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность
На 1 января	16	94	20	341
Поступление при присоединении компаний под общим контролем	14	21	-	-
Списание резерва	(19)	(39)	(8)	(253)
Начисление резерва	23	3 544	4	6
На 31 декабря	34	3 620	16	94

Руководство определяет резерв под обесценение дебиторской задолженности на основе идентификации конкретного покупателя, тенденциях 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 декабря 2008 и 2007 г.:

<b>Период просрочки</b>	<b>31 декабря 2008</b>		<b>31 декабря 2007</b>	
	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность
Менее 90 дней	176	67	211	63
Более 90 дней, но менее 365 дней	287	217	194	78
Более 365 дней	96	162	147	420
	559	446	552	561

Руководство группы полагает, что дебиторская задолженность предприятиям Группы будет погашена посредством получения денежных средств и проведения неденежных расчетов, и соответственно, балансовая



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

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 задолженность	дебиторская	Рубль РФ	Доллар США	Евро	Другие валюты	Итого
<b>31 декабря 2008</b>						
торговая дебиторская задолженность		1 535	35	-	92	1 662
прочая дебиторская задолженность		5 788	193	-	17	5 998
		7 323	228	-	109	7 660
<b>31 декабря 2007</b>						
торговая дебиторская задолженность		1 911	18	4	-	1 933
прочая дебиторская задолженность		8 969	103	-	-	9 072
		10 880	121	4	-	11 005

**Активы по НДС**

	31 декабря 2008	31 декабря 2007
НДС по капитальному строительству, подлежащий возмещению из бюджета	41 898	28 211
НДС по текущей деятельности, подлежащий возмещению из бюджета	15 093	22 634
	56 991	50 845
Минус: краткосрочный НДС	(46 710)	(50 845)
<b>Долгосрочный НДС</b>	<b>10 281</b>	<b>-</b>

**10 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ**

	31 декабря 2008	31 декабря 2007
Остаток, выраженный в российских рублях	41 572	23 464
Остаток, выраженный в долларах США	18 992	34
Остаток, выраженный в Евро	1	-
	<b>60 565</b>	<b>23 498</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 декабря 2008 значительные остатки денежных средств размещены на счетах в банках, контролируемых государством (см. Примечание 21). Прочие денежные средства размещены в иных кредитных организациях, имеющих кредитный рейтинг не ниже ВВ- по шкале Standard & Poor's.

**11 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И НЕРАСПРЕДЕЛЕННАЯ ПРИБЫЛЬ**

**Акционерный капитал**

	31 декабря 2008			31 декабря 2007		
	Количество акций, штук	Историческая стоимость	Стоимость с учетом инфляции	Количество акций, штук	Историческая стоимость	Стоимость с учетом инфляции
Разрешенные к выпуску, выпущенные и полностью оплаченные акции номинальной стоимостью 1 рубль каждая:						
обыкновенные:	5 546 847	5,6	231	4 664 627	4,7	230
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>6 219 502</b>	<b>6,2</b>	<b>307</b>

В январе 2008 года уставный капитал Группы был увеличен на 882 220 рублей, путем дополнительно 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 уставный 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 (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»).

Текущая стоимость акционерного капитала на 31 декабря 2008 года и на 31 декабря 2007 года отличается от исторической стоимости на сумму эффекта гиперинфляции в РФ до 31 декабря 2002 года.

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 неприятия общим собранием акционеров решения о выплате дивидендов в определенном году, у Компании не возникает обязательств по выплате дивидендов за данный год впоследствии.

## 11 АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ И НЕРАСПРЕДЕЛЕННАЯ ПРИБЫЛЬ (продолжение)

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.

### Дивиденды

В июле 2008 года Общее собрание акционеров утвердило следующие дивиденды за финансовый год, закончившийся 31 декабря 2007 года:

	Рублей на акцию	Всего, млн. рублей
Обыкновенные акции	135,22	750
Привилегированные акции	258,54	402
		<b>1 152</b>

Дивиденды были выплачены в декабре 2008 года.

В июне 2007 года Общее собрание акционеров Компании утвердило следующие дивиденды за финансовый год, закончившийся 31 декабря 2006 года:

	Рублей на акцию	Всего, млн. рублей
Обыкновенные акции	101,23	472
Привилегированные акции	225,42	351
		<b>823</b>

Дивиденды были выплачены в декабре 2007 года.

### 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 3 682 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2008 года (4 018 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2007 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 декабря 2008</b>	<b>31 декабря 2007</b>
Кредиты и займы	253 104	157 656
Обязательства по финансовой аренде	2 633	4 921
Всего кредиты и займы	255 737	162 577
За вычетом: краткосрочных кредитов и займов, текущей доли долгосрочных кредитов и займов и текущей доли обязательств по финансовой аренде	(64 140)	(91 255)
	<b>191 597</b>	<b>71 322</b>
Срок погашения долгосрочных кредитов и займов и обязательств по финансовой аренде		
Срок погашения:		
от одного года до пяти лет	122 551	40 752
более пяти лет	69 046	30 570
	<b>191 597</b>	<b>71 322</b>

По состоянию на 31 декабря 2008 года в состав долгосрочных займов входят займы с фиксированной ставкой процента, балансовая стоимость которых составила 190 970 млн. рублей, справедливая – 144 798 млн. рублей. Справедливая стоимость краткосрочных кредитов и займов, а также обязательств по финансовой аренде существенно не отличается от их балансовой стоимости по состоянию на 31 декабря 2008 года.

В августе 2006 года Группа заключила соглашение о возобновляемом кредите с лимитом в размере 65 000 млн. рублей со Сбербанком России, контролируемым государством, для финансирования строительства трубопровода Восточная Сибирь – Тихий Океан. В соответствии с данным соглашением предоставлялись невозобновляемые кредитные линии сроком на один год. В октябре 2007 года Группа подписала дополнительное соглашение со Сбербанком России, в соответствии с которым период доступности средств в рамках возобновляемого кредита был ограничен 30 октября 2007 года. В течение 2008 года в рамках данного соглашения Группа погасила 35 810 млн. рублей. Остаток задолженности по данному соглашению на 31 декабря 2008 года равен 0 млн. рублей (31 декабря 2007 года – 35 810 млн. рублей). Проценты по кредитам начислялись по фиксированной ставке, которая могла быть увеличена банком в случае превышения текущей ставки рефинансирования Центрального Банка РФ ставки рефинансирования, действовавшей на дату заключения договора, более чем на 10%.

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 2008 года в рамках данного соглашения Группа привлекла 104 589 млн. рублей. Остаток задолженности по данному соглашению на 31 декабря 2008 года составил 93 565 млн. рублей (31 декабря 2007 года – 50 788 млн. рублей). Проценты по кредиту начисляются по фиксированной ставке, которая может быть увеличена банком в случае превышения текущей ставки рефинансирования Центрального Банка РФ ставки рефинансирования, действовавшей на дату заключения договора, более чем на 10%.

Процентные ставки по займам, полученным в рублях, варьируются от 7% до 12%.

В марте 2007 года Группа выпустила еврооблигации сроком на 7 лет в размере 1,3 млрд. долларов США (38 195 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 декабря 2008 года, 31 910 млн. рублей по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2007 года) под процентную ставку 5,67% годовых.

В июне 2007 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,5 млрд. долларов США (14 690 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 декабря 2008 года, 12 273 млн. рублей по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2007 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 (29 009 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 декабря 2008 года, 25 153 млн. рублей по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2007 года) сроком на 5 лет под процентную ставку 5,381% годовых.

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

В августе 2008 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,6 млрд. долларов США (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 (30 849 млн. рублей по курсу Центрального Банка РФ на 31 декабря 2008 года) сроком на 10 лет под процентную ставку 8,70% годовых.

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 Группа Транснефтепродукт заключила кредитное соглашение с ОАО «Внешторгбанк» об открытии долгосрочной кредитной линии в размере 753 млн. долл. США, которые были получены до 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. Кредит подлежал погашению в срок до апреля 2013 года, начиная с октября 2008 года. По состоянию на 31 декабря 2008 года задолженность по кредиту составляет 21 389 млн. рублей (18 671 млн. рублей на 31 декабря 2007 года).

По состоянию на 31 декабря 2008 года и 2007 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 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>

	<b>31 декабря 2007</b>		
	<b>Лизинговые платежи</b>	<b>Расходы по процентам</b>	<b>Приведенная стоимость обязательств по лизингу</b>
Менее одного года	4 165	1 223	2 942
От одного до пяти лет	2 424	445	1 979
	<b>6 589</b>	<b>1 668</b>	<b>4 921</b>

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

Активы и обязательства по отложенным налогам включают следующее:

	1 января 2008	Поступления при присоединении компаний под общим контролем	(Расходы)/ доходы, отнесен ые на счет прибылей и убытков	(Расходы)/ доходы, отнесенные непосредстве нно на капитал	31 декабря 2008
Отложенные налоговые обязательства:					
Текущая стоимость основных средств сверх налогооблагаемой базы	(44 790)	(2 335)	5 574	-	(41 551)
Прочие обязательства	(133)	(166)	144	(29)	(184)
	<b>(44 923)</b>	<b>(2 501)</b>	<b>5 718</b>	<b>(29)</b>	<b>(41 735)</b>
Активы по отложенным налогам:					
Резервы по запасам, дебиторской задолженности и начисленным расходам	261	56	581	-	898
Налоговые убытки	-	-	1 882	-	1 882
Резервы на покрытие затрат по демонтажу и других затрат	15 271	109	(1 007)	-	14 373
	<b>15 532</b>	<b>165</b>	<b>1 456</b>	<b>-</b>	<b>17 153</b>
Чистые обязательства по отложенным налогам	<b>(29 391)</b>	<b>(2 336)</b>	<b>7 174</b>	<b>(29)</b>	<b>(24 582)</b>

	1 января 2007	(Расходы)/доходы, отнесенные на счет прибылей и убытков	31 декабря 2007
Отложенные налоговые обязательства:			
Текущая стоимость основных средств сверх налогооблагаемой базы	(40 292)	(4 498)	(44 790)
Прочие обязательства	(327)	194	(133)
	<b>(40 619)</b>	<b>(4 304)</b>	<b>(44 923)</b>
Активы по отложенным налогам:			
Резервы по запасам, дебиторской задолженности и начисленным расходам	451	(190)	261
Резервы на покрытие затрат по демонтажу и других затрат	14 065	1 206	15 271
	<b>14 516</b>	<b>1 016</b>	<b>15 532</b>
Чистые обязательства по отложенным налогам	<b>(26 103)</b>	<b>(3 288)</b>	<b>(29 391)</b>

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

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% для года, закончившегося 31 декабря 2008 года и 24% для года, закончившегося 31 декабря 2007 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:

	Год, закончившийся 31 декабря 2008	Год, закончившийся 31 декабря 2007
Прибыль до налогообложения	94 502	95 125
Налог на прибыль, рассчитанный по нормативной ставке 24%	22 681	22 830
Увеличение		
Расходы, не уменьшающие налогооблагаемую прибыль	4 191	7 621
Изменение нормативной ставки по налогу на прибыль до 20% действующей с 1 января 2009 года	(4 895)	-
<b>Фактический расход по налогу на прибыль</b>	<b>21 977</b>	<b>30 451</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. Вышепредставленный эффект от изменений активов и обязательств по отложенному налогу представляет собой эффект снижения ставки налога на прибыль до 20%.

Группа не признает отложенное налоговое обязательство в отношении налогооблагаемых временных разниц в сумме 377 237 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2008 года (на 31 декабря 2007 года – 315 453 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**

	31 декабря 2008	31 декабря 2007
Резерв на демонтаж основных средств	69 233	58 708
Пенсионные обязательства	5 772	4 607
	<b>75 005</b>	<b>63 315</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 соответствии с перспективной программой замены участков нефте- 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.

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

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 10,08% годовых (по состоянию на 31 декабря 2007 года – 6,6% годовых).

	<b>2008</b>	<b>2007</b>
На 1 января	58 708	54 228
Поступление новых основных средств	782	1 914
Изменения в оценках, относимые на основные средства	5 695	3 372
Использование резерва	(2 085)	(1 765)
Процентный расход	5 686	959
Поступление при присоединении компаний под общим контролем	447	-
<b>На 31 декабря</b>	<b>69 233</b>	<b>58 708</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 балансовом отчете следующим образом:

	<b>2008</b>	<b>2007</b>
На 1 января	4 607	3 761
Процентный расход	322	263
Текущие расходы по пенсионному плану	271	221
Актuarный убыток	925	648
Пенсии выплаченные	(353)	(286)
<b>На 31 декабря</b>	<b>5 772</b>	<b>4 607</b>

Процентный расход, текущие расходы по пенсионному плану и актуарный убыток в размере 1 518 млн. руб. и 1 132 млн. руб. за год, закончившийся 31 декабря 2008 года и 2007 года соответственно, включены в состав расходов на оплату труда в консолидированном отчете о прибылях и убытках (см. Примечание 18).

Пенсионные обязательства в консолидированном балансовом отчете представлены следующим образом:

	<b>31 декабря 2008</b>	<b>31 декабря 2007</b>
Дисконтированная стоимость обязательств (не обеспеченных фондами)	5 772	4 607
<b>Обязательства</b>	<b>5 772</b>	<b>4 607</b>



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

Основные использованные актуарные допущения (средневзвешенные показатели):

	<b>На 31 декабря 2008</b>	<b>На 31 декабря 2007</b>
Средняя номинальная ставка дисконтирования	9,67%	7,00%
Будущее повышение заработной платы (номинальное)	9,50%	7,00%
Ожидаемая средняя продолжительность службы работников, оставшаяся до их выхода на пенсию (лет)	12	12

**16 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

	<b>31 декабря 2008</b>	<b>31 декабря 2007</b>
Кредиторская задолженность	14 057	15 500
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефти и нефтепродуктов	17 584	12 844
Начисления	6 335	2 301
НДС к уплате	4 910	1 229
Задолженность по оплате труда	1 434	1 057
Прочие налоги к уплате	755	770
Прочая кредиторская задолженность	1 558	2 286
	<b>46 633</b>	<b>35 987</b>

Разбивка кредиторской задолженности по видам валют представлена в таблице ниже:

	<b>Рубль РФ</b>	<b>Доллар США</b>	<b>Евро</b>	<b>Другие валюты</b>	<b>Итого</b>
<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
	<b>15 297</b>	<b>241</b>	<b>-</b>	<b>77</b>	<b>15 615</b>
<b>31 декабря 2007</b>					
кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	15 480	-	20	-	15 500
прочая кредиторская задолженность	2 269	17	-	-	2 286
	<b>17 749</b>	<b>17</b>	<b>20</b>	<b>-</b>	<b>17 786</b>

**17 ВЫРУЧКА**

	Год, закончившийся 31 декабря 2008	Год, закончившийся 31 декабря 2007
Выручка от реализации услуг по транспортировке нефти:		
На внутреннем рынке	106 617	80 845
На экспорт	137 370	117 589
Итого выручка от реализации услуг по транспортировке нефти	243 987	198 434
Выручка от транспортировки нефтепродуктов	17 101	885
Выручка от реализации нефти	2 142	16 383
Выручка от продажи нефтепродуктов	3 494	-
Прочая выручка	8 253	6 240
	<b>274 977</b>	<b>221 942</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 (до 2008 года по тарифам, установленным и уплачиваемым в долларах США), за исключением маршрута Махачкала – Новороссийск, и
- 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 (до 2008 года по тарифу, установленному и уплачиваемому в долларах США).

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 компаудированию нефти, услуги по хранению нефти и нефтепродуктов, строительству, сдаче имущества в аренду и услуги связи.

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

	Год, закончившийся 31 декабря 2008	Год, закончившийся 31 декабря 2007
<b>Операционные расходы</b>		
Амортизация	34 067	30 892
Расходы на персонал		
Затраты на оплату труда и пенсионные начисления	39 815	23 967
Единый социальный налог	6 208	4 120
Вознаграждение основному управленческому персоналу (Примечание 21)	279	227
Социальные расходы	3 087	2 072
Электроэнергия	22 452	20 097
Материалы	11 999	8 525
Стоимость проданной нефти	2 274	14 977
Стоимость проданных нефтепродуктов	3 228	-
Расходы на страхование	3 190	6 410
Чистое изменение резерва по сомнительной дебиторской задолженности	3 544	(251)
Снижение стоимости товаров для перепродажи	2 894	-
Чистое изменение резерва под снижение стоимости основных средств	492	(1 118)
Услуги по ремонту и поддержанию надлежащего технического состояния трубопроводной сети	6 634	6 535
Командировочные расходы	3 297	2 348
Транспортные расходы	1 839	1 884
Налоги, кроме налога на прибыль:		
Налог на имущество	1 585	1 451
Прочие налоги	379	159
Прочее	10 221	12 553
	<b>157 484</b>	<b>134 848</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 год, закончившийся 31 декабря 2008 года, составила 3 972 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2007 года, - 2 784 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 год, закончившийся 31 декабря 2008 года, составила 3 248 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2007 года, - 2 127 млн. рублей).

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

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

	Год, закончившийся 31 декабря 2008	Год, закончившийся 31 декабря 2007
Излишки нефти	9 728	15 970
Убыток от выбытия основных средств	(940)	(536)
Расходы на благотворительность	(1 004)	(7 193)
Получение страховой премии	1 029	-
Прибыль / (убыток) от выбытия финансовых активов, имеющих в наличии для продажи	425	(38)
	<b>9 238</b>	<b>8 203</b>

**19 ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА**

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

	Страна учреждения	Доля (%) участия по состоянию на 31 декабря 2008
<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 «Трансибнефть»	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 декабря 2008
<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»	Russia	50,0
ООО «Импэкс-Плюс»	Russia	50,0
ООО «Тихорецк-Нафта»	Russia	50,0

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

**Судебные разбирательства**

В течение 2008 года Группа выступала одной из сторон в нескольких судебных разбирательствах, возникших в ходе обычной хозяйственной деятельности. По мнению руководства Группы, по состоянию на 31 декабря 2008 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 консолидированной финансовой отчетности судами было подтверждено право компаний Группы (Компании и Транснефтепродукта) на возмещение НДС общей суммой 6 493 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 Транснефтепродуктом для оказания собственных услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов по системе магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов.

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

Однако, налоговый орган, продолжая оспаривание судебных актов, вынесенных в пользу Транснефтепродукта, подал заявления о пересмотре части судебных актов в порядке надзора в Высший Арбитражный Суд РФ (ВАС РФ). В результате рассмотрения одного из указанных заявлений, состоявшегося 25 февраля 2009 года, Президиум ВАС РФ отменил судебные акты о возмещении Транснефтепродуктом 68 млн. рублей и передал спор на новое рассмотрение в суд первой инстанции. В мае 2009 года ФАС Московского округа отменил судебные акты о возмещении Компании НДС на общую сумму 1 397 млн. руб. и в части 701 млн. руб. 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 проверки 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 декабря 2008 года и 2007 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, контролируемые государством.

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

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

	Год, закончившийся 31 декабря 2008	Год, закончившийся 31 декабря 2007
Выручка от транспортировки нефти	69 711	60 046
Выручка от транспортировки нефтепродуктов	6 020	-
Расходы на электроэнергию	(1 420)	(1 815)
Расходы на выплату процентов	(9 717)	(4 799)

	31 декабря 2008	31 декабря 2007
Дебиторская задолженность и предоплата	770	235
Денежные средства	29 083	6 915
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефти	4 083	2 989
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефтепродуктов	1 044	-
Краткосрочные и долгосрочные займы	118 111	86 656

Операции с контролируруемыми государством организациями включают в себя налоги, суммы которых и необходимые пояснения содержатся в консолидированном бухгалтерском балансе, в отчете о прибылях и убытках 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:

	Год, закончившийся 31 декабря 2008	Год, закончившийся 31 декабря 2007
Заработная плата и премии	260	197
Выплаты, связанные с увольнениями	9	7
Прочие	10	23
	<b>279</b>	<b>227</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 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 декабря 2007</b>		
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 10)	23 498	-
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи (см. Примечание 7)	-	1 602
Дебиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 9)	11 005	-
	<b>34 503</b>	<b>1 602</b>
	<b>31 декабря 2008</b>	<b>31 декабря 2007</b>
<b>Обязательства на дату отчетности</b>		
Кредиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 16)	15 615	17 786
Кредиты и займы, обязательства по лизингу (см. Примечание 13)	255 737	162 577
	<b>271 352</b>	<b>180 363</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). 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 декабря 2008 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 20 752 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2007 года – 7 460 млн. рублей), в основном, в результате потерь/(доходов) от конвертации займов и пересчета остатка денежных средств, номинированных в долларах США, в рубли.

На 31 декабря 2008 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 5 802 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2007 года – 3 824 млн. рублей), в основном, в результате потерь от конвертации займов, 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 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.

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, вследствие чего риск их несостоятельности минимален.

Максимальный кредитный риск Группы выражен балансовой стоимостью каждого финансового актива, признанного в бухгалтерском балансе.

**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 декабря 2008:**

	Балансовая стоимость	Поток денежных средств по заключенным договорам				
		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>

**31 декабря 2007:**

	Балансовая стоимость	Поток денежных средств по заключенным договорам				
		Всего	12 месяцев и менее	1-2 года	2-5 лет	Более 5 лет
Кредиты и займы	157 656	182 612	96 604	3 912	48 059	34 037
Торговая и прочая кредиторская задолженность	17 786	17 786	17 786	-	-	-
Обязательства по финансовой аренде	4 921	6 589	4 166	2 098	325	-
	<b>180 363</b>	<b>206 987</b>	<b>118 556</b>	<b>6 010</b>	<b>48 384</b>	<b>34 037</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 декабря 2008 года и 2007 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 акционерный капитал, причитающийся акционерам Компании, а также долгосрочная и краткосрочная 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.

Фактические основные финансовые показатели соответствуют плановым, что позволяет Группе поддерживать свой кредитный рейтинг на высоком уровне, не ниже BBB- по Standard & Poor's и Baa3 по шкале Moody's. Текущий кредитный рейтинг Группы установлен на уровне BBB Standard & Poor's и Baa1 Moody's.

В течение года подход Группы к управлению капиталом не менялся.

## **23 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. 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 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.