

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»  
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ  
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,  
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ  
С МЕЖДУНАРОДНЫМИ  
СТАНДАРТАМИ ФИНАНСОВОЙ  
ОТЧЕТНОСТИ (МСФО) И  
ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА  
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ  
31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

## СОДЕРЖАНИЕ

	<b>Стр.</b>
Заявление об ответственности директоров	3
Отчет независимого аудитора	4
Консолидированный отчет о финансовом положении	5
Консолидированный отчет о совокупном доходе	6
Консолидированный отчет о движении денежных средств	7
Консолидированный отчет об изменении капитала	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 2010 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 51, Группа последовательно применяла соответствующую учетную политику, подкрепляла ее обоснованными и осмотрительными оценками и расчетами и обеспечивала соблюдение соответствующих Международных стандартов финансовой отчетности.
3. Консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе данных российской сводной бухгалтерской отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, одобренной руководством Группы в апреле 2011 года и приведенной в соответствие с Международными стандартами финансовой отчетности.

Н. П. Токарев  
Президент

*31 мая* 2011 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 его дочерних обществ (далее – «Группа»), которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2010 года и консолидированные отчеты о совокупном доходе, об изменении капитала и 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 консолидированной финансовой отчетности

- 2 Руководство Группы несет ответственность за составление и объективное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности и за осуществление внутреннего контроля в той мере, в которой, по мнению руководства, это необходимо для составления консолидированной финансовой отчетности, которая не содержит существенных искажений в результате недобросовестных действий или ошибок.

### 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 консолидированная 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 консолидированной 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 объективным представлением консолидированной финансовой отчетности компании с тем, чтобы разработать аудиторские процедуры, необходимые в данных обстоятельствах, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля организации. Кроме того, аудит включает оценку уместности применяемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, а также оценку представления консолидированной 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 объективно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2010 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

*ZAO PricewaterhouseCoopers Audit*

31 Мая 2011  
Москва, Российская Федерация



**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ ПО МСФО ЗА ГОД,**  
**ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

	Прим.	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
Выручка	19	447 532	351 051
Операционные расходы	20	(280 036)	(181 455)
<b>Операционная прибыль</b>		<b>167 496</b>	<b>169 596</b>
<b>Финансовые статьи:</b>			
Прибыль от курсовых разниц		65 004	66 987
Убыток от курсовых разниц		(64 878)	(66 854)
Проценты к получению	21	6 764	2 531
Начисленные проценты	21	(20 873)	(17 038)
<b>Итого чистые финансовые статьи</b>		<b>(13 983)</b>	<b>(14 374)</b>
Доля в результатах зависимых и совместно контролируемых компаний		4 568	953
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>158 081</b>	<b>156 175</b>
Текущие расходы по налогу на прибыль		(25 799)	(28 449)
Отложенные расходы по налогу на прибыль		(6 800)	(5 910)
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	16	<b>(32 599)</b>	<b>(34 359)</b>
<b>Прибыль за отчетный период</b>		<b>125 482</b>	<b>121 816</b>
<b>Прочий совокупный доход после налогообложения</b>			
Курсовые разницы		(21)	16
Прибыль от изменений справедливой стоимости инвестиций, имеющих в наличии для продажи		70	35
<b>Общий совокупный доход</b>		<b>125 531</b>	<b>121 867</b>
<b>Участие в прибыли:</b>			
Доля акционеров ОАО «АК «Транснефть»		119 190	120 407
Доля меньшинства	14	6 292	1 409
<b>Участие в общем совокупном доходе:</b>			
Доля акционеров ОАО «АК «Транснефть»		119 239	120 458
Доля меньшинства		6 292	1 409

Утвержден 31 мая 2011:

Н. П. Токарев

М.В. Русских



Президент

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

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ПО МСФО ЗА ГОД,**  
**ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

Прим.	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
<b>Движение денежных средств от операционной деятельности</b>		
	498 967	405 163
Денежные поступления от заказчиков		
Денежные средства, уплаченные поставщикам, работникам и налоги, отличные от налога на прибыль	(311 844)	(234 088)
Проценты уплаченные	(35 112)	(22 736)
Налог на прибыль уплаченный	(24 860)	(27 400)
Возврат НДС и других налогов из бюджета	74 193	43 997
Прочее использование денежных средств от операционной деятельности	(6 879)	(1 760)
<b>Чистая сумма денежных средств от операционной деятельности</b>	<b>194 465</b>	<b>163 176</b>
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>		
Приобретение основных средств	(225 119)	(203 273)
Поступления от продажи основных средств	1 249	1 022
Проценты и дивиденды полученные	14 686	6 704
Приобретение (погашение) векселей	(12 461)	(36 079)
Прочее (использование)/поступление денежных средств по инвестиционной деятельности	906	2 321
<b>Чистая сумма денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности</b>	<b>(220 739)</b>	<b>(229 305)</b>
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>		
Поступления по долгосрочным и краткосрочным кредитам и займам	32 370	471 851
Погашение долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов	(861)	(180 940)
Погашение обязательств по финансовой аренде	(757)	(3 268)
Дивиденды выплаченные	(1 417)	(322)
<b>Чистая сумма денежных средств, полученных в финансовой деятельности</b>	<b>29 335</b>	<b>287 321</b>
<b>Изменение величины денежных средств и их эквивалентов в результате колебания валютного курса</b>	<b>(3 066)</b>	<b>1 901</b>
<b>Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>(5)</b>	<b>223 093</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	12 283 658	60 565
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>	<b>12 283 653</b>	<b>283 658</b>

Утвержден 31 декабря 2011:

Н. П. Токарев

М.В. Русских



Президент

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

Примечания на страницах 9 - 51 являются неотъемлемой частью данной консолидированной  
финансовой отчетности

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ ПО МСФО ЗА ГОД,**  
**ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**Доля акционеров ОАО «АК «Транснефть»**

	Акционерный капитал	Добавочный капитал	Резерв, связанный с присоединением	Нераспределенная прибыль	Итого	Доля меньшинства	Итого капитал
<b>Остаток на 1 января 2009</b>	<b>308</b>	<b>52 553</b>	<b>(13 080)</b>	<b>495 081</b>	<b>534 862</b>	<b>25 035</b>	<b>559 897</b>
Прибыль за отчетный период	-	-	-	120 407	120 407	1 409	121 816
Прибыль от изменений справедливой стоимости инвестиций, имеющих в наличии для продажи, за минусом налога на прибыль	-	-	-	35	35	-	35
Курсовые разницы, за минусом налога на прибыль	-	-	-	16	16	-	16
<b>Общий совокупный доход за отчетный период</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>120 458</b>	<b>120 458</b>	<b>1 409</b>	<b>121 867</b>
Дивиденды - по привилегированным акциям	-	-	-	(368)	(368)	-	(368)
<b>Остаток на 31 декабря 2009</b>	<b>308</b>	<b>52 553</b>	<b>(13 080)</b>	<b>615 171</b>	<b>654 952</b>	<b>26 444</b>	<b>681 396</b>
<b>Остаток на 1 января 2010</b>	<b>308</b>	<b>52 553</b>	<b>(13 080)</b>	<b>615 171</b>	<b>654 952</b>	<b>26 444</b>	<b>681 396</b>
Прибыль за отчетный период	-	-	-	119 190	119 190	6 292	125 482
Прибыль от изменений справедливой стоимости инвестиций, имеющих в наличии для продажи, за минусом налога на прибыль	-	-	-	70	70	-	70
Курсовые разницы, за минусом налога на прибыль	-	-	-	(21)	(21)	-	(21)
<b>Общий совокупный доход за отчетный период</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>119 239</b>	<b>119 239</b>	<b>6 292</b>	<b>125 531</b>
Дополнительный выпуск акций дочернего общества	-	-	-	-	-	1 593	1 593
Дивиденды - по обыкновенным акциям	-	-	-	(1 157)	(1 157)	(537)	(1 694)
- по привилегированным акциям	-	-	-	(389)	(389)	-	(389)
<b>Остаток на 31 декабря 2010</b>	<b>308</b>	<b>52 553</b>	<b>(13 080)</b>	<b>732 864</b>	<b>772 645</b>	<b>33 792</b>	<b>806 437</b>

Утвержден 31 мая

Н. П. Токарев

М.В. Русских



Президент

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

Примечания на страницах 9 - 51 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА ГОД,**  
**ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**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») по состоянию на 31 декабря 2010 года располагают находящейся на территории Российской Федерации системой нефтепроводов протяженностью 50 177 км и находящейся на территории Российской Федерации, Республики Беларусь и Украины связанной системой нефтепродуктопроводов общей протяженностью 18 790 км. Зависимая компания ООО «ЛатРосТранс» располагает находящейся на территории Латвийской Республики системой нефтепродуктопроводов, связанной с общей системой.

За год, закончившийся 31 декабря 2010 года, Группа транспортировала 466 млн. тонн сырой нефти на внутренний и экспортный рынки (за год, закончившийся 31 декабря 2009 года – 457 млн. тонн), что представляет собой большую часть нефти, добытой на территории Российской Федерации за этот период. Объем транспортировки нефтепродуктов за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, составил 30 млн. тонн (за год, закончившийся 31 декабря 2009 года – 28 млн. тонн).

**2 УСЛОВИЯ ВЕДЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Экономике Российской Федерации по-прежнему присущи определенные черты развивающегося рынка, в частности, сравнительно высокая инфляция и высокие процентные ставки. Варианты развития экономических процессов и их влияние на операционную деятельность Группы могут быть различны, и Руководство Группы не может оценить их возможное потенциальное воздействие на финансовое положение Группы. Влияние мирового экономического кризиса на операционную деятельность Группы ограничено в связи с тем, что стоимость предоставляемых услуг регулируется государством. Кроме того, Группа является трубопроводной монополией на российском рынке транспортировки нефти и нефтепродуктов, что обеспечивает устойчивый спрос на ее услуги. Руководство Группы считает, что потоки денежных средств от операционной деятельности достаточны для финансирования текущей деятельности и выполнения ее долговых обязательств.

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

**3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ**

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, если не указано иное (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 каждой компании Группы, включенной в консолидированную отчетность, является валюта первичной экономической среды, в которой компания осуществляет свою деятельность. Функциональной валютой Компании и ее основных дочерних обществ, и валютой представления отчетности Группы является национальная валюта Российской Федерации – российский рубль («рубль»). Официальный курс обмена доллара США к российскому рублю, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, составлял 30,4769 и 30,2442 на 31 декабря 2010 года и 31 декабря 2009 года соответственно. Официальный курс обмена Евро к российскому рублю, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, составлял 40,3331 и 43,3883 на 31 декабря 2010 года и 31 декабря 2009 года соответственно.

**3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)**

Следующие новые стандарты и интерпретации стали обязательными для Группы с 1 января 2010 года:

**Интерпретация IFRIC 17 «Распределение неденежных активов в пользу собственников»** (вступила в силу для годовых периодов, начинающихся 1 июля 2009 года или после этой даты). Данная интерпретация разъясняет, когда и каким образом должно отражаться распределение неденежных активов в качестве дивидендов собственникам. Компания должна оценивать обязательство по предоставлению неденежных активов в качестве дивидендов собственникам по справедливой стоимости активов к распределению. Доходы или расходы от выбытия распределяемых неденежных активов должны признаваться в прибыли или убытке за год в момент выполнения расчетов по выплачиваемым дивидендам. Интерпретация IFRIC 17 не применима к деятельности Группы, так как она не распределяет неденежные активы своим владельцам.

**Интерпретация IFRIC 18 «Учет активов, полученных от клиентов»** (вступила в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Данная интерпретация разъясняет вопросы учета передачи активов от клиентов, а именно, обстоятельства, при которых соблюдается определение актива; признание актива и оценка его стоимости при первоначальном признании; идентификация отдельно идентифицируемых услуг (одна или несколько услуг, оказываемых в обмен на переданный актив); признание выручки, а также учет передачи денежных средств от клиентов. Интерпретация IFRIC 18 не оказала влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

**МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность»** (пересмотрен в январе 2008 г., вступил в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2009 г. или после этой даты). Пересмотренный МСФО (IAS) 27 требует, чтобы компания начисляла общий совокупный доход на владельцев материнской компании и неконтролирующих акционеров (ранее – «доли меньшинства») даже в том случае, когда в результате сальдо по неконтролирующей доле участия будет дебетовым (предыдущий стандарт требовал, чтобы в большинстве случаев превышение убытка над долей меньшинства начислялось на владельцев материнской компании). Пересмотренный стандарт также указывает, что в случае, если изменение доли собственности материнской компании в дочерней компании не приводит к потере контроля, оно должно отражаться в учете как операции с капиталом. Кроме того, в стандарте говорится, как компания должна оценивать прибыль или убыток от утраты контроля над дочерней компанией. Все инвестиции, сохранившиеся в бывшей дочерней компании, должны оцениваться по справедливой стоимости на дату утраты контроля. Пересмотренный МСФО 27 не оказал влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

**МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»** (пересмотрен в 2008 г., вступил в силу для объединений бизнеса с датой приобретения, приходящейся на начало или дату, следующую за началом первого годового отчетного периода, начинающегося с 1 июля 2009 г. или после этой даты). Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 разрешает компаниям выбирать по своему желанию метод оценки неконтролирующей доли участия: они могут использовать для этого старый метод МСФО (IFRS) 3 (пропорциональная доля компании-покупателя в идентифицируемых чистых активах приобретенной компании), или проводить оценку на основе справедливой стоимости. Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 содержит более подробное руководство по применению метода приобретения к объединению бизнеса. Отменено требование об оценке по справедливой стоимости всех активов и обязательств на каждом этапе поэтапного приобретения для целей расчета доли гудвила. Теперь в случае поэтапного объединения компаний компания-покупатель должна произвести переоценку ранее принадлежавшей ей доли в приобретенной компании по справедливой стоимости на дату приобретения и отразить полученные прибыль или убыток (если таковые возникнут) в составе прибылей и убытков за год. Затраты, связанные с приобретением, учитываются отдельно от объединения бизнеса и поэтому отражаются как расходы, а не включаются в гудвил. Компания-покупатель должна отражать обязательство в отношении условной суммы оплаты за приобретение на дату приобретения. Изменения стоимости этого обязательства после даты приобретения отражаются надлежащим образом в соответствии с другими применимыми МСФО, а не путем корректировки гудвила. Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 включает также в свою сферу применения объединения бизнеса только с участием компаний взаимного сотрудничества и объединения бизнеса, осуществленные исключительно путем заключения договора. Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 не оказал существенного влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

**3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)**

**Применимость к хеджируемым статьям – Изменение к МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка»** (вступило в силу для ретроспективного применения в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Данное изменение разъясняет, каким образом принципы, определяющие применимость учета при хеджировании к хеджируемому риску или части потоков денежных средств, используются в различных ситуациях. Изменение не оказало существенного влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

**МСФО (IFRS) 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности»** (после изменения, принятого в декабре 2008 года, применяется к финансовой отчетности, впервые подготовленной по МСФО за период, начинающийся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Пересмотренный МСФО (IFRS) 1 сохраняет содержание предыдущей версии, но имеет другую структуру, что облегчает его понимание пользователями и обеспечивает лучшую возможность для внесения будущих изменений. Пересмотренный стандарт не применим к деятельности Группы.

**Дополнительные исключения для компаний, впервые использующих МСФО – изменения к МСФО (IFRS) 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности»** (применяется для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2010 года или после этой даты). Данное изменение освобождает компании, применяющие метод полной стоимости, от ретроспективного применения МСФО для нефтегазовых активов и компаний, имеющие действующие договоры лизинга, от пересмотра классификации этих договоров в соответствии с IFRIC 4 «Порядок определения наличия в договоре признаков лизинга» в том случае, когда использование национальных стандартов учета приводит к получению такого же результата. Изменения не применимы к деятельности Группы.

**«Внутригрупповые операции по выплатам, основанным на акциях с выплатами денежными средствами» – Изменения в МСФО (IFRS) 2 «Выплаты, основанные на акциях»** (вступили в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2010 года или после этой даты). Данные изменения создают четкую основу для классификации выплат, основанных на акциях, в консолидированной и неконсолидированной финансовой отчетности. Изменение вводит в стандарт рекомендации, изложенные в отмененных интерпретациях IFRIC 8 и IFRIC 11. Изменения расширяют объем рекомендаций IFRIC 11 и охватывают планы, которые не рассматривались в этой интерпретации. Эти изменения также разъясняют определение терминов, приведенных в Приложении к данному стандарту. Изменения не оказали существенного влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

**Усовершенствования Международных стандартов финансовой отчетности (выпущены в апреле 2009 года; изменения МСФО (IFRS) 2, МСФО (IAS) 38, IFRIC 9 и IFRIC 16 применяются к годовым периодам, которые начинаются с 1 июля 2009 года или после этой даты; изменения МСФО (IFRS) 5, МСФО (IFRS) 8, МСФО (IAS) 1, МСФО (IAS) 7, МСФО (IAS) 17, МСФО (IAS) 36 и МСФО (IAS) 39 применяются к годовым периодам, которые начинаются с 1 января 2010 года или после этой даты).** Указанные изменения представляют собой сочетание изменений по существу и разъяснений следующих стандартов и интерпретаций: разъяснение, что на взносы предприятий в операции под общим контролем и создание совместных предприятий не распространяется сфера применения МСФО (IFRS) 2; разъяснение требований к раскрытию информации согласно МСФО (IFRS) 5 и других стандартов в отношении внеоборотных активов (или групп выбытия), отнесенных в категорию удерживаемых для продажи или прекращенной деятельности; требование раскрывать в отчетности информацию о сумме общих активов и обязательств для каждого отчетного сегмента согласно МСФО (IFRS) 8, только если информация о таких суммах регулярно предоставляется лицам или органам, ответственным за принятие операционных решений; изменение МСФО (IAS) 1, разрешающее относить некоторые обязательства, расчет по которым производится собственными долевыми инструментами субъекта хозяйственной деятельности, в категорию долгосрочных; изменение МСФО (IAS) 7, согласно которому только те расходы, которые приводят к признанию актива, могут быть отнесены в категорию инвестиционной деятельности; разрешение относить некоторые долгосрочные договоры аренды земли в категорию финансовой аренды в соответствии с МСФО (IAS) 17 даже без передачи права собственности на землю в конце срока аренды; предоставление дополнительных рекомендаций в МСФО (IAS) 18 для определения того факта, выступает ли субъект хозяйственной деятельности принципалом или агентом; разъяснение в МСФО (IAS) 36, что генерирующая денежные средства единица не может быть больше операционного сегмента до объединения; дополнение МСФО (IAS) 38, касающееся оценки справедливой стоимости нематериальных активов, приобретенных в ходе операции по объединению компаний; изменение МСФО (IAS) 39, для того чтобы (i) включить в сферу его применения опционные контракты, которые могут привести к объединению компаний, (ii) разъяснить период реклассификации прибыли или

### 3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)

убытков по инструментам хеджирования денежных потоков из капитала в состав финансового результата за год и (iii) указать, что возможность досрочного погашения тесно связана с основным контрактом, если после его осуществления заемщик возмещает экономический убыток кредитора; изменение интерпретации 9, указывающее, что производные инструменты, встроенные в контракты и приобретенные в ходе операций под общим контролем и создания совместных предприятий, не входят в сферу его применения; а также отмена ограничения в интерпретации 16 относительно того, что инструменты хеджирования не могут принадлежать иностранной компании, которая сама является объектом хеджирования. Кроме этого, изменения, разъясняющие отнесение активов в категорию «удерживаемые для продажи» в соответствии с МСФО 5 в случае потери контроля над дочерней компанией, которые были опубликованы как часть ежегодного усовершенствования международных стандартов финансовой отчетности, выпущенного в мае 2008 года, вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2009 года или после этой даты. Изменения не оказали существенного влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

### 4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

#### Дочерние общества

Дочерними обществами 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 внутривоздейственные 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 чистых активов 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 чистых активах дочерней компании. Доля меньшинства отражается в составе прочего совокупного дохода Группы в консолидированной финансовой отчетности.

#### Инвестиции в зависимые и совместно контролируемые 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 возможность контролировать или совместно контролировать такую политику.

К совместно контролируемым компаниям относятся компании, финансовая или операционная политика которых контролируется как Группой, так и другими участниками этих компаний.

Зависимые и совместно контролируемые компании учитываются по методу долевого участия.

#### Объединение компаний под общим контролем

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

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

**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
Нефтепроводы и резервуары	20-33
Нефтепродуктопроводы	50
Машины и оборудование	5-25

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

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

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

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

Излишки нефти, выявленные в результате инвентаризации, отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по рыночной стоимости по статье Запасы, а в консолидированном отчете о совокупном доходе доходы от оприходования излишков нефти уменьшают прочие операционные расходы, в состав которых входят расходы на благотворительность, осуществленные за счет указанных средств.

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

Группа отражает авансы, выданные на приобретение основных средств и объектов капитального строительства, а также материалы, предназначенные для 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, по которым предполагается переход права собственности, амортизируются в течение срока полезного использования. Остальные 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 стоимость реализации – это расчетная цена возможной продажи в процессе обычной деятельности за вычетом расходов по продаже.

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

**Снижение стоимости активов**

По состоянию на каждую отчетную дату руководство производит оценку признаков снижения возмещаемой стоимости активов ниже их балансовой стоимости. В случае выявления такого снижения стоимости активов, балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой суммы. Возмещаемая сумма определяется как наибольшая из двух величин: справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу актива и стоимости от его использования. Разница отражается в составе прибыли (убытка) за период в консолидированном отчете о совокупном доходе в периоде, в котором такое снижение было выявлено. Убыток от снижения стоимости актива, признанный в прошлые отчетные периоды, сторнируется, если произошло изменение оценок, использованных для определения возмещаемой суммы. Нефинансовые активы 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.

**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 поставщикам и подрядчикам, 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 года 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 рассчитывается 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 прочего совокупного дохода. В том случае, когда финансовые активы, классифицируемые как имеющиеся в наличии для продажи, продаются или обесцениваются, поправки на справедливую стоимость, накопленные на счете прочего совокупного дохода, включаются в консолидированный отчет о совокупном доходе как прибыль или убыток от 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 прочего совокупного дохода и отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

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

**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 текущая стоимость прогнозируемых денежных потоков дисконтированных с использованием рыночной ставки по заемным средствам для аналогичных заемщиков на дату возникновения задолженности.

Ниже перечислены 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;
- 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 консолидированного отчета о совокупном доходе.

**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 не более трех месяцев.

**Активы по НДС**

Активы по НДС, в основном, относятся к капитальному строительству, текущей деятельности, включая транспортировку нефти на НПЗ России и 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.

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

**Капитализация затрат по займам**

Затраты по займам, непосредственно связанные с приобретением, строительством или производством актива, подготовка которого к предполагаемому использованию или для продажи обязательно требует значительного времени (квалифицируемый актив), включаются в стоимость этого актива.

Группа капитализирует затраты по займам, которых можно было бы избежать, если бы затраты на соответствующий квалифицируемый актив не производились. Капитализированные затраты по займам рассчитываются на основе средней стоимости финансирования Группы (средневзвешенные процентные расходы применяются к расходам на квалифицируемые активы). Исключения составляют случаи, когда средства заимствованы для приобретения квалифицируемого актива, тогда капитализируются фактические затраты, понесенные по этому займу в течение периода, за вычетом любого инвестиционного дохода от временного инвестирования этих заемных средств.

Затраты по займам включают курсовые разницы, возникающие в результате привлечения займов в иностранной валюте, в той мере, в какой они компенсируют снижение затрат на выплату процентов. Курсовые разницы, возникающие в результате привлечения займов в иностранной валюте, капитализируются в стоимости инвестиционных активов в части, не превышающей разницы между расходами по выплате процентов, которые могли бы быть понесены для аналогичных займов, привлеченных Группой и номинированных в российских рублях, и фактическими расходами Группы по выплате процентов по таким займам.

Курсовые разницы, подлежащие капитализации, рассчитываются исходя из ставки по аналогичным займам, номинированным в функциональной валюте Группы. Расчет курсовых разниц, подлежащих капитализации, производится нарастающим итогом с начала года.

Капитализация затрат по займам продолжается до даты, когда активы готовы для использования или продажи.

**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, относятся непосредственно на прибыли и убытки, за исключением случаев признания в составе прочего совокупного дохода по операциям, которые относятся непосредственно на прочий совокупный доход в том же или иных отчетных периодах.

Текущий налог - сумма налога, подлежащего к уплате или зачету налоговыми органами, исчисленного с налогооблагаемой прибыли (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.

**Государственный пенсионный фонд**

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

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

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

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

Резервы определяются и переоцениваются на каждую дату составления консолидированного отчета о финансовом положении 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 расходы в консолидированном отчете о совокупном доходе за каждый отчетный период. Изменения в резервах по причине изменения в ставках дисконтирования и прочие изменения резервов, связанные с изменением предполагаемого способа погашения обязательства или изменением самого обязательства, рассматриваются как изменения в оценках в том периоде, в котором они произошли, и отражаются путем изменения соответствующих активов или расходов.

**Пенсионные обязательства**

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

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

**Обязательства по восстановлению окружающей среды**

Группа регулярно оценивает свои обязательства в соответствии с природоохранным законодательством, включая обязательства по восстановлению окружающей среды, возникающие от разлива сырой нефти. Обязательства относятся на расходы сразу же после их выявления, за исключением случаев, когда затраты понесены в целях снижения или предотвращения загрязнения окружающей среды. В этом случае данные затраты включаются в стоимость объектов основных средств.

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

**Признание выручки**

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

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

Выручка и затраты, связанные со строительным контрактом, признаются в качестве выручки и расходов соответственно, по мере выполнения этапов по договору на конец отчетного периода. Степень выполнения договора определяется путем сравнения затрат по договору, понесенных для выполнения работ на указанную дату, с совокупными затратами по договору.

**Капитал и дивиденды**

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

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

Дивиденды признаются как обязательство и вычитаются из прочего совокупного дохода в момент, когда они одобрены годовым общим собранием акционеров. Дивиденды, предложенные до отчетной даты или одобренные в период между отчетной датой и датой выпуска консолидированной финансовой отчетности, раскрываются в отчетности.

**Новые стандарты финансовой отчетности**

Опубликован ряд новых стандартов и интерпретаций, которые являются обязательными для годовых периодов Группы, начинающихся с 1 января 2011 года или после этой даты, и которые Группа не приняла досрочно:

**Интерпретация IFRIC 19 – «Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами»** (выпущена в ноябре 2009 года и распространяется на годовые периоды, начинающиеся с 1 июля 2010 года или после этой даты). В Интерпретации дается разъяснение порядка учета в тех случаях, когда компания ведет переговоры о пересмотре условий погашения своей задолженности, в результате чего обязательство погашается должником путем выпуска собственных долевого инструментов в пользу кредитора. Прибыль или убыток отражаются в отчете о совокупном доходе на основании сравнения справедливой стоимости долевого инструментов с балансовой стоимостью задолженности. Ожидается, что применение интерпретации не окажет значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Классификация эмиссии прав – **Поправка к МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: представление»** (выпущена в октябре 2009 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 февраля 2010 года или позднее). Поправка освобождает определенные эмиссии прав на акции, доходы от которых выражены в иностранной валюте, от обязательной классификации в качестве финансовых производных инструментов. Ожидается, что применение поправки не окажет значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

**Изменения к МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах»** (выпущены в ноябре 2009 года и применяются для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2011 года или после этой даты). В 2009 году в МСФО (IAS) 24 были внесены следующие изменения: (а) было упрощено определение связанной стороны, внесена ясность в его значение и устранены несоответствия, (б) частично было предоставлено освобождение от требований раскрытия информации для компаний, связанных с государством. В настоящее время Группа оценивает, какое влияние окажут изменения стандарта на раскрытие информации в консолидированной финансовой отчетности Группы.

**МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты часть 1. Классификация и оценка»:** (выпущен в ноябре 2009 года, применяется к годовым периодам, начинающимся с 1 января 2013 года или после этой даты, досрочное применение разрешается). МСФО (IFRS) 9 заменяет те части МСФО (IAS) 39, которые касаются классификации и оценки финансовых активов. Основные изменения представлены следующим образом:

- Финансовые активы необходимо делить на две оценочные категории: активы, которые в дальнейшем будут оцениваться по справедливой стоимости, и активы, которые в дальнейшем будут оцениваться по амортизируемой стоимости. Выбор необходимо будет делать при первоначальном признании. Классификация зависит от бизнес-модели, которую компания применяет для управления своими финансовыми активами, и от денежных потоков по договору, которые характерны для данного инструмента.
- В дальнейшем инструмент оценивается по амортизируемой стоимости, если это долговой инструмент и одновременно выполняются следующие условия (i) цель бизнес-модели компании заключается в удержании актива для получения денежных потоков по договору и (ii) денежные потоки по договору компании представляют собой только выплаты основной суммы и процентов (то есть имеются только «основные характеристики кредита»). Все остальные долговые инструменты должны оцениваться по справедливой стоимости с отражением изменений в отчете о совокупном доходе.
- Все долевого инструменты в последующем оцениваются по справедливой стоимости. Долевого инструменты, предназначенные для продажи, оцениваются по справедливой стоимости с отражением изменений в составе прибыли отчетного периода. При первоначальном признании всех остальных долевого инвестиций может быть сделан не подлежащий дальнейшему пересмотру выбор отражать реализованные и нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате изменения справедливой стоимости, в составе совокупного дохода, а не в составе прибыли отчетного периода. Повторное признание доходов и расходов, возникающих в результате изменения справедливой стоимости, в составе прибыли отчетного периода не разрешается. Выбор можно делать в отношении каждого инструмента. Дивиденды представляются в отчете о совокупном доходе до тех пор, пока они представляют собой прибыль на инвестиции.

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

В настоящее время Группа оценивает потенциальное влияние указанных изменений на консолидированную финансовую отчетность.

**Усовершенствование Международных стандартов финансовой отчетности** (выпущено в мае 2010 года). Изменения, выпущенные в 2010 году Правлением КМСФО, относятся к МСФО (IFRS) 1, МСФО (IFRS) 3, МСФО (IFRS) 7, МСФО (IAS) 1, МСФО (IAS) 27, МСФО (IAS) 34 и Интерпретации IFRIC 13. Эти изменения вступают в действие с годовой финансовой отчетности за период, начинающийся после 1 января 2011 года. Группа в настоящее время оценивает потенциальное влияние изменений на консолидированную финансовую отчетность в будущем.

**Предоплата по минимальным требованиям к финансированию – Изменения к интерпретации IFRIC 14** (применяются для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2011 года или после этой даты). Данное изменение имеет ограниченное воздействие, так как применяется только к тем компаниям, которые обязаны осуществлять минимальные взносы для финансирования пенсионных планов с установленными выплатами. Это изменение отменяет непреднамеренные последствия IFRIC 14, относящиеся к предоплате добровольных пенсионных планов, в тех случаях, когда существуют минимальные требования к финансированию. Группа считает, что данные изменения не окажут существенного влияния на ее консолидированную финансовую отчетность.

**Ограниченные исключения в отношении представления сравнительной информации в соответствии с МСФО (IFRS) 7 для компаний, впервые использующих МСФО – Изменения к МСФО (IFRS) 1** (применяются для годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2010 года или после этой даты). Компании, которые уже составляют финансовую отчетность по МСФО, были освобождены от представления сравнительных данных в рамках раскрытия информации, которое требуется в соответствии с изменениями к МСФО (IFRS) 7 «*Финансовые инструменты: раскрытие информации*», выпущенными в марте 2009 года. Данное изменение к МСФО (IFRS) 1 предоставляет компаниям, впервые использующим МСФО, возможность использовать те же переходные положения, которые включены в изменение к МСФО (IFRS) 7. Данные изменения не применимы для Группы.

**Раскрытия – Передача финансовых активов – Изменения к МСФО (IFRS) 7 (выпущено в октябре 2010 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2011 года или после этой даты).** Данное изменение требует дополнительного раскрытия размера риска, возникающего при передаче финансовых активов. Изменение включает требование раскрытия по классам финансовых активов, которые были переданы контрагенту, но остались на балансе компании, следующей информации: характер, балансовая стоимость, описание рисков и выгод, связанных с активом. Также необходимым является раскрытие, позволяющее пользователю понять размер связанного с активом финансового обязательства, а также взаимосвязь между финансовым активом и соответствующим финансовым обязательством. В том случае, если признание актива было прекращено, однако компания все еще подвержена определенным рискам и способна получить определенные выгоды, связанные с переданным активом, требуется дополнительное раскрытие информации для понимания пользователем размера такого риска. В настоящее время Группа оценивает потенциальное влияние изменений на консолидированную финансовую отчетность.

**Возмещение балансовой стоимости базового актива – Изменение к МСФО (IAS) 12 (выпущено в декабре 2010 года, вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся с 1 января 2012 года или после этой даты).** Данное изменение предусматривает введение опровержимого допущения о том, что стоимость инвестиционного имущества, учитываемого по справедливой стоимости, полностью возмещается за счет продажи. Это допущение опровергается в отношении инвестиционного имущества, владение которым осуществляется в рамках бизнес-модели, направленной на получение практически всех экономических выгод в результате использования данного инвестиционного имущества в течение определенного периода времени, а не в результате его продажи. Интерпретация SIC 21, *Налоги на прибыль – возмещение переоцененных неамортизируемых активов*, в которой рассматриваются аналогичные вопросы, связанные с неамортизируемыми активами, измеряемыми с помощью модели переоценки в соответствии с МСФО (IAS) 16 «Основные средства», включена в МСФО (IAS) 12 после того, как инвестиционное имущество, оцениваемое по справедливой стоимости, было выведено за рамки применения данного стандарта. В настоящее время Группа оценивает потенциальное влияние изменений на консолидированную финансовую отчетность.

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

**Гиперинфляционная экономика и отмена фиксированных дат для компаний, впервые составляющих отчетность по МСФО – Изменение к МСФО (IFRS) 1 (выпущено в декабре 2010 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2011 года или после этой даты).** Данное изменение, касающееся гиперинфляции, вводит дополнительное исключение для тех случаев, когда компания, в течение какого-то времени работавшая в условиях гиперинфляционной экономики, возобновляет представление финансовой отчетности по МСФО либо представляет такую отчетность впервые. Это исключение позволяет компании принять решение об измерении активов и обязательств по справедливой стоимости и использовании справедливой стоимости в качестве предполагаемой стоимости этих активов и обязательств во вступительном отчете о финансовом положении, составленном в соответствии с МСФО. Правление КМСФО внесло изменение в МСФО (IFRS) 1, устраняющее ссылки на фиксированные даты для одного исключения и одного освобождения, которые касаются финансовых активов и обязательств. В соответствии с первым изменением компании, впервые составляющие отчетность по МСФО, должны выполнять требования МСФО о прекращении признания на перспективной основе, начиная с даты перехода на МСФО, а не с 1 января 2004 года. Второе изменение касается финансовых активов и обязательств, для которых справедливая стоимость при первоначальном признании определяется при помощи методов оценки, и разрешает применение соответствующего метода на перспективной основе с даты перехода на МСФО, а не с 25 октября 2002 года или с 1 января 2004 года. Это означает, что компании, впервые составляющие отчетность по МСФО, могут не определять справедливую стоимость некоторых финансовых активов и обязательств при первом признании для периодов, предшествующих дате перехода на МСФО. В МСФО (IFRS) 9 также были внесены поправки, отражающие эти изменения. Данные изменения не применимы для Группы.

Новые стандарты, выпущенные в мае 2011 года и применяемые в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2013 года. Досрочное применение допускается.

**МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность»** заменяет все разъяснения МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность» и Интерпретации (SIC) 12 «Консолидация – предприятия специального назначения» в отношении контроля и консолидации. МСФО 10 изменяет определение контроля с целью его унификации для всех предприятий. Данное определение подробно описывается в разъяснениях к применению стандарта.

**МСФО (IFRS) 11 «Соглашения о совместной деятельности»** заменяет МСФО (IAS) 31 «Участие в совместной деятельности» и Интерпретацию (SIC) 13 «Совместно контролируемые предприятия - неденежные вклады участников». Изменения в определениях сократили количество «типов» соглашений о совместной деятельности до двух: совместные операции и совместные предприятия. Существующий в настоящее время метод пропорциональной консолидации доли участия в совместной деятельности исключен. В соответствии с данным стандартом для участников соглашений о совместной деятельности использование метода долевого участия для отражения доли участия в совместной деятельности обязательно.

**МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие доли участия в других предприятиях»** применяется предприятиями, имеющими доли в дочерних предприятиях, совместных предприятиях, зависимые предприятия или неконсолидируемые структурированные предприятия; стандарт заменяет текущие требования к раскрытию информации, установленные МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в зависимые компании». Согласно МСФО (IFRS) 12 предприятиям требуется раскрывать информацию, которая помогает пользователям отчетности оценить характер, риски и финансовый эффект от инвестиций в дочерние и зависимые предприятия, совместные предприятия и неконсолидируемые структурированные предприятия. Для этого было введено новое требование раскрывать ключевые оценки и суждения в определении контроля, совместного контроля или значительного влияния в отношении других предприятий.

Как следствие вышеописанных изменений, МСФО (IAS) 27 был переименован в «Отдельная финансовая отчетность». Данный стандарт теперь регулирует только положения, относящиеся к отдельной финансовой отчетности. Текущие положения стандарта, относящиеся к отдельной финансовой отчетности, не изменились.

**МСФО (IFRS) 13 «Определение справедливой стоимости»** нацелен на повышение сопоставимости и преодоление сложностей путем установления четкого определения справедливой стоимости, создания единого источника для определения справедливой стоимости и требований в отношении раскрытия информации.

В настоящее время Группа оценивает, какое влияние окажут данные стандарты на консолидированную финансовую отчетность.

**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.

**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 на 10 лет, прибыль за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, составила бы на 4 309 млн. рублей больше (за год, закончившийся 31 декабря 2009 года: на 2 489 млн. рублей) за счет уменьшения амортизационных отчислений.

**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 нефтепровода производится исходя из предположения, что на протяжении периода его полезного использования ежегодно будет производиться демонтаж одинакового количества километров. Расчет резерва нефтепродуктопровода производится исходя из предположения выполнения утвержденных программ капитального ремонта нефтепродуктопроводов, а также, что на протяжении оставшегося срока полезного использования 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 17), расходов и соответствующих активов.

Если бы средняя стоимость демонтажа действующей системы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в текущей оценке увеличилась/(уменьшилась) на 10%, прибыль Группы за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, уменьшилась/(увеличилась) бы на 894 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2009 - 837 млн. рублей).

При увеличении срока полезного использования трубопровода для транспортировки нефти на 10 лет, прибыль Группы за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, составила бы на 1 770 млн. рублей больше (за год, закончившийся 31 декабря 2009 года: на 1 681 млн. рублей) за счет уменьшения расходов, связанных с формированием резерва на демонтаж (амортизационные отчисления, процентный расход).

При изменении средней ставки дисконтирования на 1% в сторону увеличения / (уменьшения) сумма резерва на демонтаж основных средств Группы (уменьшилась) / увеличилась бы на 31 декабря 2010 года на (14 794 млн. рублей) / 18 230 млн. рублей (на 31 декабря 2009 года на (9 565 млн. рублей) / 11 835 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.

**5 СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

**Капитализация затрат по займам**

Курсовые разницы по кредитному договору с Банком развития Китая, выраженному в долларах США, подлежащие капитализации, рассчитаны на основе сравнения процентной ставки по первому купону рублевых неконвертируемых процентных документарных облигаций, которые были размещены Группой в июне-октябре 2009 года.

Положительная курсовая разница по указанному займу не компенсирует снижение затрат по займам, связанных с различиями в процентных ставках, и поэтому не капитализируется.

Если бы применяемая для расчета процентная ставка по указанным рублевым облигационным займам была бы меньше на 5 %, то подлежащая капитализации отрицательная курсовая разница и прибыль за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, остались бы неизменными.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

	Здания и сооружения	Трубопроводы и резервуары	Машины и оборудование	Запасы нефти и нефтепродуктов в системе трубопровода	Объекты незавершенного строительства, включая предоплату	Итого
<b>На 1 января 2010</b>						
Первоначальная стоимость	109 575	691 560	397 385	76 372	115 261	1 390 153
Накопленная амортизация и резерв под обесценение	(28 891)	(215 519)	(148 343)	-	-	(392 753)
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2010</b>	<b>80 684</b>	<b>476 041</b>	<b>249 042</b>	<b>76 372</b>	<b>115 261</b>	<b>997 400</b>
Амортизация	(3 569)	(30 336)	(39 511)	-	-	(73 416)
Поступления (включая предоплату)	-	-	-	1 170	261 821	262 991
Перевод объектов незавершенного строительства в основные средства	11 989	30 204	62 180	-	(104 373)	-
Перевод объектов основных средств в незавершенное строительство	-	-	(2 091)	-	2 091	-
Изменение резерва под обесценение основных средств	-	83	-	-	-	83
Чистое изменение резерва на демонтаж основных средств (см. Примечание 17)	-	27 759	-	-	2 201	29 960
Выбытия: первоначальная стоимость	(366)	(1 511)	(5 712)	(411)	-	(8 000)
Выбытия: накопленная амортизация	153	1 262	3 922	-	-	5 337
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2010</b>	<b>88 891</b>	<b>503 502</b>	<b>267 830</b>	<b>77 131</b>	<b>277 001</b>	<b>1 214 355</b>
<b>На 31 декабря 2010</b>						
Первоначальная стоимость	121 198	748 012	451 762	77 131	277 001	1 675 104
Накопленная амортизация и резерв под обесценение	(32 307)	(244 510)	(183 932)	-	-	(460 749)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2010</b>	<b>88 891</b>	<b>503 502</b>	<b>267 830</b>	<b>77 131</b>	<b>277 001</b>	<b>1 214 355</b>

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 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 2009</b>						
Первоначальная стоимость	91 434	511 064	265 627	65 533	225 467	1 159 125
Накопленная амортизация и резерв под обесценение	(26 427)	(194 048)	(129 520)	-	-	(349 995)
<b>Остаточная стоимость на 1 января 2009</b>	<b>65 007</b>	<b>317 016</b>	<b>136 107</b>	<b>65 533</b>	<b>225 467</b>	<b>809 130</b>
Амортизация	(2 618)	(21 453)	(24 850)	-	-	(48 921)
Поступления (включая предоплату)	-	-	-	11 816	222 541	234 357
Перевод объектов незавершенного строительства в основные средства	18 600	175 718	138 050	-	(332 368)	-
Чистое изменение резерва на демонтаж основных средств (см. Примечание 17)	-	5 324	-	-	(379)	4 945
Начисление резерва под обесценение	-	(392)	-	-	-	(392)
Выбытия: первоначальная стоимость	(459)	(546)	(6 292)	(977)	-	(8 274)
Выбытия: накопленная амортизация	154	374	6 027	-	-	6 555
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2009</b>	<b>80 684</b>	<b>476 041</b>	<b>249 042</b>	<b>76 372</b>	<b>115 261</b>	<b>997 400</b>
<b>На 31 декабря 2009</b>						
Первоначальная стоимость	109 575	691 560	397 385	76 372	115 261	1 390 153
Накопленная амортизация и резерв под обесценение	(28 891)	(215 519)	(148 343)	-	-	(392 753)
<b>Остаточная стоимость на 31 декабря 2009</b>	<b>80 684</b>	<b>476 041</b>	<b>249 042</b>	<b>76 372</b>	<b>115 261</b>	<b>997 400</b>

Основные средства и объекты незавершенного строительства приводятся за вычетом резерва под обесценение стоимости на сумму 4 387 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2010 года (на 31 декабря 2009 года – 4 470 млн. рублей) по некоторым объектам нефтепроводов и машинам и оборудованию.

Убыток от выбытия объектов основных средств в размере 2 659 млн. рублей и 391 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2010 года и 2009 года соответственно, включен в состав прочих расходов в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Запасы нефти и нефтепродуктов в системе трубопровода составляют 29 456 тыс. тонн сырой нефти и 1 116 тыс. тонн нефтепродуктов на 31 декабря 2010 года (на 31 декабря 2009 года – 29 400 тыс. тонн сырой нефти и 1 159 тыс. тонн нефтепродуктов) (см. Примечание 4).

За год, закончившийся 31 декабря 2010 года, сумма процентов, капитализированных в стоимости объектов незавершенного строительства, составила 13 991 млн. рублей (15 546 млн. рублей – за год, закончившийся 31 декабря 2009 года).

**7 ИНВЕСТИЦИИ, ИМЕЮЩИЕСЯ В НАЛИЧИИ ДЛЯ ПРОДАЖИ**

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

	31 декабря 2010	31 декабря 2009
Ценные бумаги, котирующиеся на рынке	113	133
Финансовые вложения в прочие российские компании	223	286
<b>Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи</b>	<b>336</b>	<b>419</b>

**8 ИНВЕСТИЦИИ В ЗАВИСИМЫЕ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫЕ КОМПАНИИ**

Стоимость инвестиции в зависимые и совместно контролируемые общества в размере 4 835 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2010 года (на 31 декабря 2009 года - 2 151 млн. рублей) показана за вычетом резерва под обесценение в размере 1 689 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2010 года (на 31 декабря 2009 года 1 803 млн. рублей) (сумма резерва в латвийских латах 29 729 тыс. лат на 31 декабря 2010 года и 29 729 тыс. лат на 31 декабря 2009 года, разница вызвана только изменением курса).

Информация о финансовой деятельности зависимых и совместно контролируемых обществ за год, закончившийся 31 декабря 2010 и 31 декабря 2009 года, и о финансовом положении по состоянию на указанные даты представлена ниже:

	31 декабря 2010	31 декабря 2009
Активы	27 647	6 249
Обязательства	(16 463)	(4 322)
	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Выручка	43 988	31 564
Прибыль за период	6 481	3 763

**9 ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ**

По состоянию на 31 декабря 2010 года прочие финансовые активы, в основном, включают:

- дисконтные векселя со сроком погашения в 1 квартале 2011 года, приобретенные Группой в 1 квартале 2010 года за 18 525 млн. руб., номинальной стоимостью 20 315 млн. руб., балансовой стоимостью 19 316 млн. руб.;

- дисконтные векселя со сроками погашения по предъявлению, но не ранее января-декабря 2011 года, приобретенные Группой в 4 квартале 2010 года за 841 млн. долларов США (26 339 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на дату покупки), номинальной стоимостью 872 млн. долларов США, балансовой стоимостью 25 667 млн. руб. (по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31.12.2010);

- процентный вексель со сроком погашения в 1 квартале 2011 года, приобретенный в 3 квартале 2010 года за 50 млн. долларов США (1 555 млн. руб. по курсу Центрального банка Российской Федерации на дату покупки), номинальной стоимостью 51 млн. долларов США, балансовой стоимостью 1 524 млн. руб. (по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31.12.2010);

- процентный вексель со сроком погашения в 3 квартале 2011 года, приобретенный в 3 квартале 2010 года за 40 млн. евро (1 565 млн. руб. по курсу Центрального банка Российской Федерации на дату покупки), номинальной стоимостью 42 млн. евро, балансовой стоимостью 1 613 млн. руб. (по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31.12.2010);

- депозитные вклады в российских рублях на общую сумму 2 575 млн. рублей со сроком погашения в первом квартале 2011 года (0 млн. рублей на 31 декабря 2009 года).

По состоянию на 31 декабря 2009 года прочие финансовые активы включают дисконтные векселя со сроком погашения в 4 квартале 2010 года, приобретенные Группой в 3 квартале 2009 года за 1 136 млн. долларов США (36 079 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на дату покупки), номинальной стоимостью 1 224 млн. долларов США, балансовой стоимостью 35 186 млн. рублей (по курсу Банка России на 31.12.2009).

Данные векселя классифицированы как «Займы и дебиторская задолженность», и Группа не планирует реализовывать их до наступления срока погашения.

Справедливая стоимость прочих финансовых активов существенно не отличается от их балансовой стоимости по состоянию на 31 декабря 2010 года.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**10 ЗАПАСЫ**

	<b>31 декабря 2010</b>	<b>31 декабря 2009</b>
Материалы и запасные части	10 012	7 803
Товары для перепродажи	7 042	5 035
Прочие запасы	218	62
	<b>17 272</b>	<b>12 900</b>

Материалы и запасные части отражены за вычетом резерва в размере 364 млн. рублей на 31 декабря 2010 года (по состоянию на 31 декабря 2009 года – 489 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.

Товары для перепродажи, включая нефть и нефтепродукты, отражены за вычетом резерва под снижение стоимости до чистой стоимости реализации в размере 1 млн. рублей на 31 декабря 2010 года (по состоянию на 31 декабря 2009 года – 42 млн. рублей).

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

**Дебиторская задолженность и предоплата**

	<b>31 декабря 2010</b>	<b>31 декабря 2009</b>
<b>Нефинансовые активы</b>		
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	534	322
<b>Итого долгосрочная дебиторская задолженность</b>	<b>534</b>	<b>322</b>

	<b>31 декабря 2010</b>	<b>31 декабря 2009</b>
<b>Краткосрочная дебиторская задолженность</b>		
<b>Финансовые активы</b>		
Торговая дебиторская задолженность	1 811	1 905
Прочая дебиторская задолженность	11 210	8 024
Минус: резерв под обесценение	(3 265)	(3 255)
<b>Итого финансовые активы в составе краткосрочной дебиторской задолженности</b>	<b>9 756</b>	<b>6 674</b>
<b>Нефинансовые активы</b>		
Предоплата, авансы и прочая нефинансовая дебиторская задолженность	16 752	10 938
<b>Итого дебиторская задолженность</b>	<b>26 508</b>	<b>17 612</b>

По состоянию на 31 декабря 2010 года и на 31 декабря 2009 года в составе прочей краткосрочной дебиторской задолженности отражена задолженность по авансам выданным на капитальное строительство, в отношении которых ведутся судебные разбирательства по возврату в связи с невыполнением работ по договору, задолженность по процентам к получению по размещенным в банковских учреждениях временно свободным денежным средствам, а также задолженность по расчетам по страхованию. В составе резерва по сомнительной прочей дебиторской задолженности, в основном, отражена сумма, относящаяся к авансам, выданным на капитальное строительство, в отношении которых ведутся судебные разбирательства по возврату в связи с невыполнением работ по договору.

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

	<b>2010</b>		<b>2009</b>	
	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность
На 1 января	40	3 215	34	3 620
Восстановление резерва	(35)	(54)	(8)	(526)
Начисление резерва	11	88	14	121
На 31 декабря	16	3 249	40	3 215

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

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

Руководство определяет резерв под обесценение дебиторской задолженности на основе идентификации конкретного контрагента, тенденций платежей контрагента, 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 2010 года и 31 декабря 2009 года:

Период просрочки	31 декабря 2010		31 декабря 2009	
	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность
Менее 90 дней	78	216	189	119
Более 90 дней, но менее 365 дней	109	205	89	87
Более 365 дней	63	371	80	143
	250	792	358	349

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

Расшифровка дебиторской задолженности по видам валют представлена в таблицах ниже:

	Рубль РФ	Доллар США	Другие валюты	Итого
<b>31 декабря 2010</b>				
торговая дебиторская задолженность	1 689	92	14	1 795
прочая дебиторская задолженность	7 511	395	55	7 961
	9 200	487	69	9 756
<b>31 декабря 2009</b>				
торговая дебиторская задолженность	1 812	48	5	1 865
прочая дебиторская задолженность	4 692	114	3	4 809
	6 504	162	8	6 674

**Активы по НДС**

	31 декабря 2010	31 декабря 2009
НДС по капитальному строительству, подлежащий возмещению из бюджета	17 893	44 425
НДС по текущей деятельности, подлежащий возмещению из бюджета	30 407	18 581
	48 300	63 006
Минус: краткосрочный НДС	(33 412)	(61 812)
<b>Долгосрочный НДС</b>	<b>14 888</b>	<b>1 194</b>

**12 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ**

	31 декабря 2010	31 декабря 2009
Остаток в российских рублях	201 234	96 137
Остаток в долларах США	74 167	165 576
Остаток в Евро	8 157	21 929
Остаток в других валютах	95	16
	<b>283 653</b>	<b>283 658</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 2010 года и на 31 декабря 2009 года значительная часть денежных средств (более 48% и 70% соответственно) размещена в банках, контролируемых государством (см. Примечание 25).

**13 КАПИТАЛ, НЕРАСПРЕДЕЛЕННАЯ ПРИБЫЛЬ И ДИВИДЕНДЫ**

	31 декабря 2010			31 декабря 2009		
	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	5 546 847	5,6	231
привилегированные:	1 554 875	1,5	77	1 554 875	1,5	77
	<b>7 101 722</b>	<b>7,1</b>	<b>308</b>	<b>7 101 722</b>	<b>7,1</b>	<b>308</b>

Текущая стоимость капитала на 31 декабря 2010 года и на 31 декабря 2009 года отличается от исторической стоимости на сумму эффекта гиперинфляции в РФ до 31 декабря 2002 года.

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 (39 473 636 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).

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 по данным бухгалтерской отчетности Компании, составленной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета за последний финансовый год.

В случае непринятия общим собранием акционеров решения о выплате дивидендов по привилегированным акциям в определенном году, у Компании не возникает обязательств по выплате дивидендов за данный год впоследствии.

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

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

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**13 КАПИТАЛ, НЕРАСПРЕДЕЛЕННАЯ ПРИБЫЛЬ И ДИВИДЕНДЫ (продолжение)**

**Дивиденды**

В июне 2010 года Общее собрание акционеров утвердило следующие дивиденды за финансовый год, закончившийся 31 декабря 2009 года:

	Рублей на акцию	Всего, млн. рублей
Обыкновенные акции	105,29	584
Привилегированные акции	250,39	389
		<b>973</b>

Дивиденды были выплачены в декабре 2010 года.

В июне 2009 года Общее собрание акционеров утвердило следующие дивиденды за финансовый год, закончившийся 31 декабря 2008 года:

	Рублей на акцию	Всего, млн. рублей
Обыкновенные акции	-	-
Привилегированные акции	236,78	368
		<b>368</b>

Дивиденды были выплачены в декабре 2009 года.

По решению общего собрания акционеров дочернего общества в течение 2010 года были выплачены дивиденды миноритарным акционерам в сумме 537 млн. рублей.

**Распределяемая прибыль**

Распределение прибыли акционерам ОАО «АК «Транснефть» производится на основании данных бухгалтерской отчетности Компании, составленной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Сумма чистой прибыли, отраженная в бухгалтерской отчетности Компании, составляет 4 894 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2010 года (3 893 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2009 года).

**14 ДОЛЯ МЕНЬШИНСТВА**

Доли меньшинства, в основном, представляют собой доли в дочерних компаниях, принадлежащие ОАО «Связьинвестнефтехим» (36% уставного капитала ОАО «СЗМН»), Министерству земельных и имущественных отношений Республики Башкортостан (24,5% уставного капитала ОАО «Уралсибнефтепровод»); 13,8% уставного капитала ОАО «Уралтранснефтепродукт»), ЗАЛАНА КОМПАНИ ЛИМИТЕД (ZALANA COMPANY LIMITED) (49,96% уставного капитала ОАО «Энерготерминал») и ЗАО «УВЗ-Транс» (49% уставного капитала ОАО «ВОСТОКНЕФТЕТРАНС»). Доля участия в других обществах раскрыта в Примечании 22.

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

	31 декабря 2010	31 декабря 2009
Кредиты и займы	583 803	552 940
Обязательства по лизингу	-	348
Всего кредиты и займы, обязательства по лизингу	583 803	553 288
За вычетом: краткосрочных кредитов и займов, текущей доли долгосрочных кредитов и займов и текущей доли обязательств по лизингу	(10 655)	(11 336)
	<b>573 148</b>	<b>541 952</b>
Срок погашения долгосрочных кредитов и займов и обязательств по лизингу		
Срок погашения:		
от одного года до пяти лет	236 378	102 997
более пяти лет	336 770	438 955
	<b>573 148</b>	<b>541 952</b>

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

По состоянию на 31 декабря 2010 года в состав долгосрочных кредитов и займов входят еврооблигации с фиксированной ставкой процента, балансовая стоимость которых составила 133 378 млн. рублей, справедливая – 147 431 млн. рублей (по состоянию на 31 декабря 2009 года балансовая стоимости займов с фиксированной ставкой процента составляла – 134 714 млн. рублей, справедливая – 142 991 млн. рублей). Справедливая стоимость еврооблигаций определяется на основании биржевых котировок на отчетную дату. Справедливая стоимость краткосрочных кредитов и займов, а также обязательств по финансовой аренде существенно не отличается от их балансовой стоимости по состоянию на 31 декабря 2010 и на 31 декабря 2009 года. Справедливая стоимость кредитов и займов с плавающей процентной ставкой существенно не отличается от их балансовой стоимости.

В марте 2007 года Группа выпустила еврооблигации сроком на 7 лет в размере 1,3 млрд. долларов США (39 619 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2010 года, 39 317 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 года) под процентную ставку 5,67% годовых.

В июне 2007 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,5 млрд. долларов США (15 238 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2010 года, 15 122 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 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 (28 233 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2010 года, 30 372 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 года) сроком на 5 лет под процентную ставку 5,381% годовых.

В августе 2008 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,6 млрд. долларов США (18 286 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2010 года, 18 147 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 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 (32 001 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2010 года, 31 756 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 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 феврале 2009 года Компания подписала кредитный договор с Банком развития Китая на сумму 10 млрд. долларов США с плавающей процентной ставкой в зависимости от уровня LIBOR сроком погашения через 20 лет равными долями, после 5 лет с момента привлечения. Проценты по кредитному договору подлежат уплате один раз в 6 месяцев - до 1 квартала 2011 года и ежемесячно - после 1 квартала 2011 года. В 2009 году Компания осуществила выборку в рамках договора в объеме 9,0 млрд. долларов США. В 2010 году Компания осуществила выборку в рамках договора в объеме 1,0 млрд. долларов США. Кредитные средства предназначены для финансирования развития системы нефтепроводов в России, включая строительство ответвления от Сковородино до границы с Китайской Народной Республикой, а также общекорпоративные нужды.

В обеспечение указанного кредита в феврале 2009 года Компания заключила договор сроком на 20 лет на поставку с 1 января 2011 года сырой нефти в Китайскую Народную Республику в объеме 6 млн. тонн ежегодно, для исполнения которого в апреле 2009 заключен контракт с ОАО «НК «Роснефть» на поставку Компании соответствующих объемов нефти.

В июне-октябре 2009 года Компания разместила неконвертируемые процентные документарные облигации на предъявителя серий 01-03 на общую сумму 135 000 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. Средства, полученные от размещения данных облигаций, предназначены для финансирования инвестиционных программ, и также могут быть использованы на другие общекорпоративные цели. Облигации каждой серии имеют десять купонных периодов. Длительность каждого из купонных периодов равна 364 дням. Процентная ставка по первому купону составляет от 11,75% до 13,75% годовых. Купонный доход по второму купону составляет от 9,5% до 9,9% годовых. Процентная ставка по 2-6 купонам определяется как фиксированная ставка по сделкам прямого РЕПО, совершаемым Центральным банком Российской Федерации на срок один год, установленная Центральным банком Российской Федерации и действующая в 3-й день до начала купонного периода плюс от 2% до 2,4% годовых. Процентная ставка по 7-10 купонам определяет эмитент в соответствии с эмиссионными документами.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

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

По состоянию на 31 декабря 2010 года и 31 декабря 2009 года все кредиты и займы Группы, за исключением кредита, полученного от Банка развития Китая, необеспеченные.

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

Активы и обязательства по отложенным налогам включают следующее:

	1 января 2010	(Расходы)/доходы, отнесенные на счет прибылей и убытков	Доходы, отнесенные непосредствен но на прочий совокупный доход	31 декабря 2010
Отложенные налоговые обязательства:				
Текущая стоимость основных средств сверх налогооблагаемой базы	(49 041)	(15 764)	-	(64 805)
Прочие обязательства	(347)	(176)	2	(521)
	<b>(49 388)</b>	<b>(15 940)</b>	<b>2</b>	<b>(65 326)</b>
Активы по отложенным налогам:				
Резервы по запасам, дебиторской задолженности и начисленным расходам	1 000	79	-	1 079
Налоговые убытки	1 705	1 861	-	3 566
Резервы на покрытие затрат по демонтажу и других затрат	16 178	7 200	-	23 378
	<b>18 883</b>	<b>9 140</b>	<b>-</b>	<b>28 023</b>
<b>Чистые обязательства по отложенным налогам</b>	<b>(30 505)</b>	<b>(6 800)</b>	<b>2</b>	<b>(37 303)</b>
	1 января 2009	(Расходы)/доходы, отнесенные на счет прибылей и убытков	Расходы, отнесенные непосредственно на прочий совокупный доход	31 декабря 2009
Отложенные налоговые обязательства:				
Текущая стоимость основных средств сверх налогооблагаемой базы	(41 551)	(7 490)	-	(49 041)
Прочие обязательства	(184)	(150)	(13)	(347)
	<b>(41 735)</b>	<b>(7 640)</b>	<b>(13)</b>	<b>(49 388)</b>
Активы по отложенным налогам:				
Резервы по запасам, дебиторской задолженности и начисленным расходам	898	102	-	1 000
Налоговые убытки	1 882	(177)	-	1 705
Резервы на покрытие затрат по демонтажу и других затрат	14 373	1 805	-	16 178
	<b>17 153</b>	<b>1 730</b>	<b>-</b>	<b>18 883</b>
<b>Чистые обязательства по отложенным налогам</b>	<b>(24 582)</b>	<b>(5 910)</b>	<b>(13)</b>	<b>(30 505)</b>

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**16 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 ставке 20 % за год, закончившийся 31 декабря 2010 года и 31 декабря 2009 года.

Ниже представлена сверка между расходами по налогу на прибыль, рассчитанными по нормативной налоговой ставке, и фактическими расходами по налогу на прибыль:

	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
Прибыль до налогообложения	158 081	156 175
Налог на прибыль, рассчитанный по нормативной ставке 20%	31 616	31 235
Увеличение		
Расходы, не уменьшающие налогооблагаемую прибыль	983	3 124
Фактический расход по налогу на прибыль	32 599	34 359

Группа не признает отложенное налоговое обязательство в отношении налогооблагаемых временных разниц в сумме 167 521 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2010 года (на 31 декабря 2009 года – 581 173 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.

Ожидается, что отложенные налоговые активы, которые будут использованы в течение 12 месяцев после 31 декабря 2010 года и после 31 декабря 2009 года, составят 2 141 млн. рублей и 2 874 млн. рублей, соответственно. Отложенные налоговые обязательства, ожидаемые к списанию в течение 12 месяцев после 31 декабря 2010 года и после 31 декабря 2009 года, составят 4 293 млн. рублей и 5 192 млн. рублей, соответственно.

**17 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ**

	31 декабря 2010	31 декабря 2009
Резерв на демонтаж основных средств	116 202	80 535
Пенсионные обязательства	7 377	6 247
	<b>123 579</b>	<b>86 782</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 ежегодно будет производиться демонтаж одинакового количества километров. Расчет резерва нефтепродуктопровода производится исходя из предположения выполнения утвержденных программ капитального ремонта нефтепродуктопроводов, а также, что на протяжении оставшегося срока полезного использования нефтепродуктопровода, ежегодно будет производиться демонтаж одинакового количества километров. Стоимость демонтажа включена в стоимость основных средств и амортизируются в течение срока полезной службы трубопровода.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**17 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 7,52% годовых (по состоянию на 31 декабря 2009 года – 8,49% годовых).

	<b>2010</b>	<b>2009</b>
На 1 января	80 535	69 233
Резерв на поступление новых основных средств	2 864	855
Изменения в оценках, относимые на основные средства	27 096	4 090
Использование резерва	(740)	(611)
Процентный расход	6 840	6 968
Восстановление резерва	(393)	-
<b>На 31 декабря</b>	<b>116 202</b>	<b>80 535</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 выплаты пенсионерам, не участвующим в программе негосударственного пенсионного страхования Группы, а также производит покрытие расходов на погребение и выплаты пенсионерам к юбилейным и праздничным датам в размере от одного до пяти минимальных размеров оплаты труда (МРОТ). В соответствии с принципами, приведенными в МСФО 19 «Вознаграждения работникам», была произведена оценка чистой приведенной стоимости этих обязательств. При оценке обязательств был использован метод «прогнозируемой условной единицы».

Сверка входящей и исходящей приведенной стоимости обязательств плана с установленными выплатами приведена ниже:

<b>Движение обязательства по пенсионному плану с установленными выплатами</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
На 1 января	6 247	5 772
Процентный расход	547	585
Текущие расходы по пенсионному плану	269	191
Актuarная убыток /(прибыль)	843	(506)
Стоимость прошлых услуг	271	737
Пенсии выплаченные	(800)	(532)
<b>На 31 декабря</b>	<b>7 377</b>	<b>6 247</b>

Текущие расходы по пенсионному плану, стоимость прошлых услуг и актуарная (прибыль) / убыток в размере 1 383 млн. рублей и 422 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2010 года и 2009 года соответственно, включены в состав расходов на оплату труда в консолидированном отчете о совокупном доходе, процентный расход на сумму 547 млн. рублей и 422 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2010 года и 2009 года соответственно, включен в состав процентов начисленных.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

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

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

	31 декабря 2010	31 декабря 2009	31 декабря 2008	31 декабря 2007	31 декабря 2006
Дисконтированная стоимость обязательств (не обеспеченных фондами)	7 377	6 247	5 772	4 607	3 761
Обязательства	7 377	6 247	5 772	4 607	3 761
Неотраженная стоимость прошлых услуг	-	-	-	-	-

Основные использованные актуарные допущения (средневзвешенные показатели):

	на 31 декабря 2010	на 31 декабря 2009
Средняя номинальная ставка дисконтирования	7,93%	8,80%
Будущее повышение заработной платы (номинальное)	6,00%	7,00%
Ожидаемая будущая инфляция	5,00%	6,00%

При изменении ожидаемой будущей ставки инфляции на 1% в сторону увеличения сумма резерва по пенсионным обязательствам Группы увеличилась бы на 31 декабря 2010 года на 700 млн. рублей.

**18 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

	31 декабря 2010	31 декабря 2009
Торговая кредиторская задолженность	32 447	17 690
Прочая кредиторская задолженность	6 085	3 542
<b>Итого финансовая кредиторская задолженность</b>	<b>38 532</b>	<b>21 232</b>
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефти и нефтепродуктов	28 948	24 295
Начисления	19 814	12 977
НДС к уплате	9 049	4 087
Прочие налоги к уплате	1 623	1 364
<b>Итого кредиторская задолженность</b>	<b>97 966</b>	<b>63 955</b>

Расшифровка кредиторской задолженности по видам валют представлена в таблице ниже:

	Рубль РФ	Доллар США	Евро	Другие валюты	Итого
<b>31 декабря 2010</b>					
кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	32 376	56	12	3	32 447
прочая кредиторская задолженность	5 382	341	362	-	6 085
	<b>37 758</b>	<b>397</b>	<b>374</b>	<b>3</b>	<b>38 532</b>
<b>31 декабря 2009</b>					
кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	17 634	-	53	3	17 690
прочая кредиторская задолженность	2 735	309	498	-	3 542
	<b>20 369</b>	<b>309</b>	<b>551</b>	<b>3</b>	<b>21 232</b>

В составе кредиторской задолженности отражена задолженность по приобретению объектов основных средств в сумме 21 971 млн. рублей на 31 декабря 2010 года и 11 934 млн. рублей на 31 декабря 2009 года.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

19

**ВЫРУЧКА**

	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
Выручка от реализации услуг по транспортировке нефти:		
На внутреннем рынке	164 253	131 221
На экспорт	221 891	172 887
<b>Итого выручка от реализации услуг по транспортировке нефти</b>	<b>386 144</b>	<b>304 108</b>
Выручка от реализации услуг по транспортировке нефтепродуктов	30 605	24 221
Выручка от реализации нефти	8 084	3 512
Выручка от реализации нефтепродуктов	5 374	1 834
Выручка по строительным договорам	3 849	6 127
Выручка от компаундирования нефти	4 053	3 972
Прочая выручка	9 423	7 277
	<b>447 532</b>	<b>351 051</b>

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

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

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

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

Выручка от реализации услуг по транспортировке нефтепродуктов по территории Российской Федерации формируется на основе тарифов, рассчитанных в пределах ограничений, утвержденных органом государственного регулирования и включает:

- выручку от услуг по перекачке нефтепродуктов по территории РФ по адресным тарифам, рассчитанным с учетом того, что соотношение тарифов нефтепродуктопроводного и железнодорожного транспорта не должно превышать 0,7 по аналогичным маршрутам транспортировки нефтепродуктов;
- выручку от услуг по выполнению заказа и диспетчеризации поставок при транспортировке нефтепродуктов на экспорт и внутренний рынок России и государств – участников Соглашений о Таможенном союзе по тарифам, максимальный предельный уровень которых установлен ФСТ России;
- выручку от услуг по наливу нефтепродуктов из системы МНПП по тарифам, максимальный предельный уровень которых установлен ФСТ России.

**19 ВЫРУЧКА (продолжение)**

Выручка от услуг по перекачке нефтепродуктов по территории Республики Беларусь формируется на основе тарифов, установленных уполномоченным органом Республики Беларусь в соответствии с Соглашением между правительством Российской Федерации и Республики Беларусь о взаимодействии при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов, расположенных на территории Республики Беларусь.

Выручка от услуг по перекачке нефтепродуктов по территории Украины и Казахстана формируется на основе тарифов, установленных ОАО «Транснефть» из расчета потребностей нефтепродуктопроводных предприятий в затратах для обеспечения нормальной хозяйственной деятельности.

Стоимость услуг оплачивается при транспортировке нефтепродуктов:

- по территории Российской Федерации в рублях РФ;
- по территории Республики Беларусь и Украины в долларах США;
- по территории Республики Казахстан в рублевом эквиваленте, рассчитанном по курсу казахских тенге, установленного ЦБ РФ на дату оплаты.

Выручка по строительному контракту связана с выполнением контрактных обязательств Компанией по государственному контракту на строительство и разработку проектной и рабочей документации, а также строительство и реконструкцию объектов инфраструктуры (нефтепровода и нефтепродуктопровода) в рамках реализации инвестиционного проекта «Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов в г. Нижнекамске» в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 ноября 2006 г. №1708-р.

В 2010 году сумма выручки по строительному контракту, признанная как выручка в отчетном периоде, составила 3 849 млн. рублей (в 2009 - 6 127 млн. рублей). Агрегированная сумма понесенных затрат и признанной прибыли по состоянию на 31 декабря 2010 года составила 3 849 млн. рублей и 0 млн. рублей, соответственно (на 31 декабря 2009 года - 6 127 млн. рублей и 0 млн. рублей, соответственно). По состоянию на 31 декабря 2010 года сумма полученных авансовых платежей составила 0 млн. рублей (на 31 декабря 2009 года - 0 млн. рублей). Удержания на конец отчетного периода отсутствуют.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

20

**ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ**

	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
<b>Операционные расходы</b>		
Амортизация	71 969	46 823
Расходы на персонал:		
Затраты на оплату труда и пенсионные начисления	70 896	54 876
Страховые взносы (Единый социальный налог в 2009 году)	7 648	6 571
Социальные расходы	3 197	3 336
Электроэнергия	31 961	27 741
Услуги по транспортировке нефти железнодорожным транспортом	29 593	-
Материалы	16 029	12 838
Услуги по ремонту и поддержанию надлежащего технического состояния трубопроводной сети	11 981	7 941
Себестоимость проданной нефти	7 659	1 654
Себестоимость проданных нефтепродуктов	6 730	1 731
Расходы на страхование	2 114	1 517
Чистое изменение резерва по сомнительной дебиторской задолженности	10	(399)
Чистое изменение резерва под снижение стоимости товаров для перепродажи	(41)	(168)
Чистое изменение резерва под снижение стоимости основных средств	(83)	392
Командировочные расходы	4 189	3 718
Налоги, кроме налога на прибыль:		
Налог на имущество	4 083	2 892
Прочие налоги	121	112
Прочие расходы	11 980	9 880
	<b>280 036</b>	<b>181 455</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 «Страховые взносы» (Единый социальный налог в 2009 году) отражены расходы Группы, связанные с отчислениями в Пенсионный фонд РФ по пенсионному плану с установленными взносами, величина которых за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, составила 4 806 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2009 года - 4 589 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 2010 года, - 5 768 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, - 5 217 млн. рублей).

Услуги по транспортировке нефти железнодорожным транспортом представляют собой соответствующие расходы на участке г. Сковородино - СМНП «Козьмино».

В прочие расходы включены результирующие статьи доходов и расходов, связанных с выбытием основных средств, доходы, связанные с оприходованием излишков нефти, расходы на благотворительность, полученные и уплаченные штрафы и пени, а также прочие операционные доходы и расходы.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**21 НАЧИСЛЕННЫЕ ПРОЦЕНТЫ И ПРОЦЕНТЫ К ПОЛУЧЕНИЮ**

	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
Процентный доход от денежных средств и их эквивалентов	13 516	7 915
Процентный доход от прочих финансовых активов	2 851	823
Прочие процентные доходы	108	11
<b>Итого проценты к получению</b>	<b>16 475</b>	<b>8 749</b>
За вычетом процентов к получению от временного размещения свободных заемных денежных средств	(9 711)	(6 218)
<b>Итого проценты к получению, признанные в отчете о совокупном доходе</b>	<b>6 764</b>	<b>2 531</b>
	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
Процентные расходы по кредитам и займам	37 046	30 029
Процентные расходы по резерву на демонтаж основных средств	6 840	6 968
Процентные расходы по лизингу	157	1 185
Прочие процентные расходы	533	620
<b>Итого начисленные проценты</b>	<b>44 575</b>	<b>38 802</b>
За вычетом капитализированных затрат по кредитам и займам	(23 702)	(21 764)
<b>Итого начисленные проценты, признанные в отчете о совокупном доходе</b>	<b>20 873</b>	<b>17 038</b>

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**22 ДОЧЕРНИЕ, ЗАВИСИМЫЕ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ОБЩЕСТВА**

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

		Страна	Доля (%) участия по состоянию на 31 декабря 2010
	Вид деятельности учреждения		
<b>Дочерние, зависимые и совместно контролируемые общества, входящие в сегмент «транспортировка нефти»</b>			
ОАО «Сибнефтепровод»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ОАО «Черномортранснефть»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ОАО «МН «Дружба»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ОАО «Приволжскнефтепровод»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ОАО «Трансиснефть»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ОАО «Верхневолжскнефтепровод»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ОАО «Центрсибнефтепровод»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ОАО «СМН»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ООО «Балтнефтепровод»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ОАО «Уралсибнефтепровод»	транспортировка нефти	Россия	75,5
ОАО «СЗМН»	транспортировка нефти	Россия	64,0
ООО «Востокнефтепровод»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ООО «Дальне нефтепровод»	транспортировка нефти	Россия	100,0
ОАО «Гипротрубопровод»	разработка проектно-сметной документации	Россия	100,0
	обеспечение технологической связью объектов магистральных нефтепроводов		
ОАО «Связьтранснефть»		Россия	100,0
ОАО ЦТД «Диаскан»	диагностика магистральных нефтепроводов	Россия	100,0
ОАО «Волжский подводник»	диагностика, ремонт подводных переходов	Россия	100,0
	метеорологическое обеспечение транспорта нефти		
ЗАО «Центр МО»		Россия	100,0
	осуществление погрузочно-разгрузочной деятельности в порту		
ООО «Спецморнефтепорт Приморск»		Россия	100,0
ООО «ТрансПресс»	издательская деятельность	Россия	100,0
	осуществление функций заказчика-застройщика проекта «ВСТО»		
ООО «ЦУП ВСТО»		Россия	100,0
	оказание услуг по ведению бухгалтерского, налогового и управленческого учета		
ООО «Транснефть Финанс»		Россия	100,0
	перевалка нефти и нефтепродуктов		
ООО «Спецморнефтепорт Козьмино»		Россия	100,0
	передача и распределение электроэнергии		
ООО «Транснефтьэнерго»		Россия	100,0
ООО «Транснефть-Сервис»	оказание услуг в порту	Россия	100,0
	организация транспортировки грузов		
ОАО «Энерготерминал»		Россия	50,04

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**22 ДОЧЕРНИЕ, ЗАВИСИМЫЕ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ОБЩЕСТВА (продолжение)**

		Страна	Доля (%) участия по состоянию на 31 декабря 2010
Вид деятельности		учреждения	
<b>Дочерние, зависимые и совместно контролируемые общества, входящие в сегмент «транспортировка нефти»</b>			
ООО «ДСД»	осуществление функций заказчика-застройщик ВСТО-2	Россия	100,0
ООО «УЛБК»	строительство	Россия	100,0
ОАО «ВОСТОКНЕФТЕТРАНС»	обеспечение транспортировки нефти железнодорожным транспортом	Россия	51,0
ООО «Транснефтьстрой»	выполнение функций генерального подрядчика по строительству магистральных трубопроводов	Россия	100,0
Fenti Development Limited	финансовая деятельность	Британские Виргинские острова	100,0
ЗАО «СК «Транснефть»	страховые услуги	Россия	100,0
ООО «Транснефть-Терминал»	организация перевалки нефти и нефтепродуктов	Россия	75,0
ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС»	оптовая торговля электрической и тепловой энергией	Россия	25,0
ООО «ТК-БА»	проектирование, строительство нефтепровода «Бургас-Александрополис»	Россия	33,3
ЗАО «ПРОМСФЕРА»	сдача в аренду имущественного комплекса	Россия	50,0
ООО «Импэкс-Плюс»	посреднические услуги по оптовой торговле	Россия	50,0
ООО «Тихорецк-Нафта»	транспортная обработка грузов	Россия	50,0
ЗАО «Транснефть-Сервис»	оказание услуг по перевозке грузов морским и внутренним водным транспортом	Россия	100,0
ОАО «Заполярье»	строительство и эксплуатация магистрального нефтепровода	Россия	100,0
ООО «НИИ ТНН»	проведение комплексных научно-технических исследований	Россия	100,0
ООО «Приморский торговый порт»	транспортная обработка грузов	Россия	50,0

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**22 ДОЧЕРНИЕ, ЗАВИСИМЫЕ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ОБЩЕСТВА (продолжение)**

		Страна	Доля (%) участия по состоянию на 31 декабря 2010
	Вид деятельности учреждения		
<b>Дочерние, зависимые общества, входящие в сегмент «транспортировка нефтепродуктов»</b>			
ОАО «Мостранснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	100,0
ОАО «Юго-Запад транснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	100,0
ОАО «Средне-Волжский Транснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	100,0
ОАО «Петербургтранснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	100,0
ОАО «Сибтранснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	100,0
ЧУП «Запад-Транснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Беларусь	100,0
ДП «ПрикарпатЗападтранс»	транспортировка нефтепродуктов	Украина	100,0
ООО «Балттранснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	100,0
ОАО «Рязаньтранснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	100,0
ОАО «Уралтранснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	86,2
ОАО «АК «Транснефтепродукт»	организация транспортировки нефтепродуктов	Россия	100,0
ООО ЧОП «СТНП»	охранная деятельность	Россия	100,0
ОАО «ТД «Транснефтепродукт»	централизованное обеспечение МТР	Россия	100,0
ОАО «Телекомнефтепродукт»	предоставление услуг связи	Россия	100,0
ОАО «Подводспецтранснефтепродукт»	выполнение подводно-технических работ на нефтепродуктопроводном транспорте	Россия	100,0
ОАО «Институт Нефтепродуктпроект»	проектирование объектов нефтепродуктопроводного транспорта	Россия	100,0
ООО «СОТ-ТРАНС»	страховая деятельность	Россия	100,0
ООО «БалттрансСервис»	реализация проектов строительства и эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов	Россия	100,0
ООО «ЛатРосТранс»	транспортировка нефтепродуктов	Латвия	34,0

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

**Судебные разбирательства**

В течение 2010 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 2010 года не существует претензий или исков к Группе, которые могут оказать существенное негативное влияние на деятельность или финансовое положение Группы.

По состоянию на 31 декабря 2010 года в составе активов по НДС учитывается НДС в сумме 696 млн. рублей, предъявленный дочерними обществами Компании за август 2007 года, в возмещении которого было отказано. Компания продолжает проводить действия, направленные на возмещение данного НДС из бюджета.

В марте 2011 года Первым арбитражным апелляционным судом вынесено постановление о взыскании с общества Группы в пользу ООО «Рыбхоз «Борок» возмещения убытков в размере 992 млн. рублей в связи с аварией, произошедшей на нефтепродуктопроводе в марте 2007 года. В апреле 2011 года обществом Группы подана кассационная жалоба в Федеральный арбитражный суд Волго-Вятского округа с требованием отменить указанное решение суда и принять по делу новый судебный акт, по результатам которого, по оценке руководства Компании, ущерб ООО «Рыбхоз «Борок» может быть оценен в существенно меньшей сумме. Кроме того, подано ходатайство о приостановлении исполнения вышеуказанных судебных актов. Вероятность взыскания с общества Группы в пользу ООО «Рыбхоз «Борок» возмещения в полном размере не оценивается руководством Компании как высокая. В связи с невозможностью достоверно оценить срок окончания рассмотрения данного дела в суде и его влияние на финансовые показатели Группы, в данной консолидированной финансовой отчетности резерв по возможным обязательствам перед ООО «Рыбхоз «Борок» не создан.

**24 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ КЛЮЧЕВОМУ 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.

По состоянию на 31 декабря 2010 и на 31 декабря 2009 года в доверительном управлении Компании находятся принадлежащие Российской Федерации 100% акций компании «КТК Инвестментс Компани», 100% акций компании «КТК Компани», владеющие 7% ЗАО «КТК-Р» и 7 % АО «КТК-К», а также 24% обыкновенных акций ЗАО «КТК-Р» и 24% обыкновенных акций АО «КТК-К». Результаты деятельности данных компаний не включены в консолидированную финансовую 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 и денежных средств:

	<b>Год, закончившийся 31 декабря 2010</b>	<b>Год, закончившийся 31 декабря 2009</b>
Выручка от транспортировки нефти	124 792	88 916
Выручка от транспортировки нефтепродуктов	8 109	7 216
Расходы на электроэнергию	(737)	(1 011)
Расходы на выплату процентов	-	(9 494)
Расходы на транспортировку нефти железнодорожным транспортом	(25 205)	-
Доходы по прочим финансовым активам	2 764	823

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**24 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ КЛЮЧЕВОМУ УПРАВЛЕНЧЕСКОМУ ПЕРСОНАЛУ (продолжение)**

	<b>31 декабря 2010</b>	<b>31 декабря 2009</b>
Дебиторская задолженность и предоплата	5 445	510
Денежные средства	138 172	202 692
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефти	7 632	7 111
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефтепродуктов	438	1 303
Прочие финансовые активы	50 784	35 186
Краткосрочные и долгосрочные займы	1	1

Операции с контролируемыми государством организациями включают в себя налоги, суммы которых содержатся в консолидированном отчете о финансовом положении и в консолидированном отчете о совокупном доходе.

За год, закончившийся 31 декабря 2010 года, Группа имела следующие операции с зависимыми и совместно контролируемыми компаниями:

	<b>31 декабря 2010</b>	<b>31 декабря 2009</b>
Выручка от реализации товаров и услуг	929	926
Покупка товаров и услуг	34 555	29 554

По состоянию на 31 декабря 2010 года, Группа имела следующие остатки по расчетам с зависимыми и совместно контролируемыми компаниями:

	<b>31 декабря 2010</b>	<b>31 декабря 2009</b>
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1 456	1 065
Торговая и прочая кредиторская задолженность	465	164

**Вознаграждение основному управленческому персоналу**

Основной управленческий персонал (члены Совета директоров и Правления Компании и генеральные директора дочерних обществ) получает, в основном, краткосрочные вознаграждения, включая заработную плату, премии и прочие выплаты, а также долго- и краткосрочные беспроцентные займы. Краткосрочные вознаграждения, выплачиваемые ключевому управленческому персоналу Компании и дочерних обществ, включают в себя выплаты, определенные условиями трудовых договоров в связи с выполнением ими своих должностных обязанностей. Вознаграждение членам Совета директоров утверждается Общим годовым собранием акционеров. В соответствии с требованиями российского законодательства, Группа осуществляет отчисления в Пенсионный фонд Российской Федерации по пенсионному плану с установленными взносами с суммы выплат за всех работников, включая ключевой управленческий персонал Компании и дочерних обществ. Ключевой управленческий персонал Компании и дочерних обществ также является участником программ негосударственного обеспечения (программа негосударственного обеспечения НПФ «Транснефть», а также программа единовременных выплат при выходе на пенсию).

	<b>Год, закончившийся 31 декабря 2010</b>	<b>Год, закончившийся 31 декабря 2009</b>
Заработная плата и премии	1 018	761
Выплаты, связанные с увольнениями	12	16
Прочие	10	25
	<b>1 040</b>	<b>802</b>

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**24 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ КЛЮЧЕВОМУ УПРАВЛЕНЧЕСКОМУ ПЕРСОНАЛУ (продолжение)**

Займы, выданные основному управленческому персоналу, составили:

	2010	2009
<b>на 1 января</b>	<b>29</b>	<b>59</b>
Выдано	15	41
Погашено	(38)	(71)
<b>на 31 декабря</b>	<b>6</b>	<b>29</b>
срок погашения менее года	4	13
срок погашения более года	2	16

Сумма взносов в Негосударственный пенсионный фонд Транснефть в пользу основного управленческого персонала составила за 2010 год – 35 млн. рублей, за 2009 год - 23 млн. рублей.

**25 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ**

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

	Займы и дебиторская задолженность	Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи
<b>Активы на дату отчетности</b>		
<b>31 декабря 2010</b>		
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 12)	283 653	-
Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи (см. Примечание 7)	-	336
Прочие финансовые активы (см. Примечание 9)	51 061	-
Дебиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 11)	9 756	-
	<b>344 470</b>	<b>336</b>
<b>31 декабря 2009</b>		
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 12)	283 658	-
Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи (см. Примечание 7)	-	419
Прочие финансовые активы (см. Примечание 9)	35 616	-
Дебиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 11)	6 674	-
	<b>325 948</b>	<b>419</b>
	<b>31 декабря 2010</b>	<b>31 декабря 2009</b>
<b>Обязательства на дату отчетности</b>		
Кредиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 18)	38 532	21 232
Кредиты и займы, обязательства по лизингу (см. Примечание 15)	583 803	553 288
	<b>622 335</b>	<b>574 520</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 кредитов и займов, номинированных в долларах США и Евро, которые были получены в 2007-2010 годах (см. Примечание 15) и пересчета остатка денежных средств, номинированных в долларах США и Евро. Активы и обязательства, принадлежащие Группе, выраженные в украинских гривнах и белорусских рублях, приводящие к возникновению потенциального валютного риска, незначительны.

На 31 декабря 2010 года, если бы доллар США укрепился/ослаб на 10% по отношению к российскому рублю при прочих равных условиях, прибыль после вычета налогов и капитал снизились/возросли бы на 27 293 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, если бы доллар США укрепился/ослаб на 10% по отношению к российскому рублю при прочих равных условиях, прибыль после вычета налогов и капитал снизились/возросли бы на 18 580 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 2010 года, если бы Евро укрепился/ослаб на 10% по отношению к российскому рублю при прочих равных условиях, прибыль после вычета налогов и капитал снизились/возросли бы на 1 685 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, если бы Евро укрепился/ослаб на 10% по отношению к российскому рублю при прочих равных условиях, прибыль после вычета налогов и капитал снизились/ возросли бы на 819 млн. рублей), в основном, в результате потерь от конвертации займов и пересчета остатка денежных средств, номинированных в Евро, в рубли.

**Риск изменения процентных ставок**

Руководство не имеет утвержденной 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 активов, приносящих существенный 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 обязательств. Группа получает кредиты 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.

Кредиты и займы, полученные Группой под плавающие процентные ставки, подвергают ее риску изменения денежных потоков по кредитам и займам. В связи с тем, что Группа получает кредиты от банков для финансирования инвестиционных проектов, затраты по кредитам капитализируются. Таким образом, изменения процентных ставок не окажут существенного влияния на прибыль и 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 заключила рамочные соглашения с производителями труб, цена поставки по которым и сроки не являются фиксированными на момент подписания данных соглашений. Группа также не имеет долгосрочных договоров с нефтедобывающими и нефтеперерабатывающими компаниями (за исключением договора на поставку сырой нефти с ОАО «Роснефть») и не использует производных договоров для управления рисками изменения цен на металл и цен на нефть и нефтепродукты.

**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.

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

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

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, часть которых контролируется 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 некоторых покупателей независимый кредитный рейтинг не установлен, Группа оценивает кредитное качество покупателя на основании его финансового положения, сложившегося опыта взаимоотношений и других факторов. Кредитное качество финансовых активов, непросроченных и необесценившихся, оценивается исходя из сложившегося опыта взаимоотношений, и исторических данных о контрагентах, которые представлены существующими покупателями и заказчиками, у которых не было случаев неисполнения ими обязательств в прошлом. Выбор поставщиков активов и услуг Группа осуществляет, как правило, на конкурсной основе.

При проведении предварительного конкурсного отбора 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), по результатам которого участники допускаются к конкурсу. Конкурсный подбор обеспечивает выбор поставщиков, риск невыполнения контрактных обязательств которых минимален.

Ниже в таблице представлен анализ кредитного качества крупнейших банков, в которых Группа держит денежные средства и их эквиваленты, в разрезе внешних кредитных рейтингов. Соответствующие рейтинги опубликованы Moody's.

<b>Кредитный рейтинг</b>	<b>31 декабря 2010</b>
Внешний кредитный рейтинг Baa1	85 277
Внешний кредитный рейтинг Baa3	69 311
Внешний кредитный рейтинг Ba3	37 562
Внешний кредитный рейтинг B2	48 465
<b>Итого</b>	<b>240 615</b>

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

**Риск ликвидности**

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

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

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

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

**31 декабря 2010:**

	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	583 803	894 219	39 602	87 737	270 013	496 867
Торговая и прочая кредиторская задолженность	38 532	38 532	38 532	-	-	-
	<b>622 335</b>	<b>932 751</b>	<b>78 134</b>	<b>87 737</b>	<b>270 013</b>	<b>496 867</b>

**31 декабря 2009:**

	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	552 940	880 206	45 881	42 752	182 648	608 925
Торговая и прочая кредиторская задолженность	21 232	21 232	21 232	-	-	-
Обязательства по финансовой аренде	348	505	449	47	9	-
	<b>574 520</b>	<b>901 943</b>	<b>67 562</b>	<b>42 799</b>	<b>182 657</b>	<b>608 925</b>

**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 2010 года и 2009 года. Справедливая стоимость кредитов и займов раскрыта в Примечании 15.

**Управление риском капитала**

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

В рамках управления капиталом с целью сохранения основных параметров долговой нагрузки в оптимальных пределах руководство Группы отслеживает основные финансовые показатели, такие как отношение Общий долг/ЕВITDA, отношение Общий долг/Капитал, отношение Средства от операционной деятельности/Общий долг, 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 отчетного периода подход Группы к управлению капиталом не менялся.

**26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ**

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

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

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)**

Корректирующие статьи также включают расчеты между сегментами, наиболее существенные из которых связаны с переводом в 2009 году долга по номинированному долларам США внешнему кредиту, на обязательства перед обществом, входящему в другой сегмент. По указанным расчетам остаток задолженности по основной сумме долга и неоплаченным процентам на 31 декабря 2010 года составляет 9 628 млн. рублей, начисленные за 2010 год проценты – 1 113 млн. рублей, курсовые разницы - 21 млн. рублей (на 31 декабря 2009 года остаток задолженности по основной сумме долга и неоплаченным процентам составлял 14 589 млн. рублей, начисленные за 2009 год проценты - 845 млн. рублей, курсовые разницы - 9 млн. рублей).

Ниже представлена сегментная информация за год, закончившийся 31 декабря 2010 года:

	Услуги по транспор- тировке нефти	Услуги по транспор- тировке нефтепро- дуктов	Корректиру- ющие статьи	Итого по МСФО
<b>Выручка от продаж внешним покупателям</b>	<b>390 125</b>	<b>32 819</b>	<b>24 588</b>	<b>447 532</b>
Операционные расходы	(244 932)	(20 295)	(16 482)	(281 709)
Износ и амортизация	(68 349)	(2 663)	(957)	(71 969)
Проценты к получению	16 799	300	(10 335)	6 764
Проценты к уплате	(24 922)	(1 113)	5 162	(20 873)
Доля в прибыли зависимых и совместно контролируемых обществах	4 596	40	(68)	4 568
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>138 805</b>	<b>11 394</b>	<b>7 882</b>	<b>158 081</b>
Расходы по налогу на прибыль	(31 598)	(2 638)	1 637	(32 599)
<b>Прибыль за отчетный период</b>	<b>107 207</b>	<b>8 756</b>	<b>9 518</b>	<b>125 482</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>				
Поступления по внеоборотным активам (кроме финансовых инструментов и отложенных налоговых активов)	257 710	180	5 101	262 991

Ниже представлена сегментная информация за год, закончившийся 31 декабря 2009 года:

	Услуги по транспор- тировке нефти	Услуги по транспор- тировке нефтепро- дуктов	Корректиру- ющие статьи	Итого по МСФО
<b>Выручка от продаж внешним покупателям</b>	<b>315 105</b>	<b>25 261</b>	<b>10 685</b>	<b>351 051</b>
Операционные расходы	(167 343)	(16 544)	(3 162)	(187 049)
Износ и амортизация	(43 683)	(2 671)	(469)	(46 823)
Проценты к получению	7 020	470	(4 959)	2 531
Проценты к уплате	(13 900)	(2 355)	(783)	(17 038)
Доля в прибыли зависимых и совместно контролируемых обществах	1 896	15	(958)	953
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>146 220</b>	<b>6 455</b>	<b>3 500</b>	<b>156 175</b>
Расходы по налогу на прибыль	(35 492)	(1 650)	2 783	(34 359)
<b>Прибыль за отчетный период</b>	<b>110 728</b>	<b>4 805</b>	<b>6 283</b>	<b>121 816</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>				
Поступления по внеоборотным активам (кроме финансовых инструментов и отложенных налоговых активов)	222 739	1 867	9 751	234 357

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)**

Ниже представлена сегментная информация на 31 декабря 2010 года:

	Услуги по транспор- тировке нефти	Услуги по транспор- тировке нефтепро- дуктов	Корректиру- ющие статьи	Итого по МСФО
Инвестиции в зависимые и совместно контролируемые компании	4 315	136	384	4 835
<b>Итого активы сегмента</b>	<b>1 620 060</b>	<b>62 123</b>	<b>(30 548)</b>	<b>1 651 635</b>
Задолженность перед поставщиками и подрядчиками и авансы полученные	57 369	3 027	998	61 394
Долгосрочные кредиты и займы	573 466	8 227	(8 545)	573 148
Краткосрочные кредиты и займы	11 269	1 450	(2 064)	10 655
<b>Итого обязательства сегмента</b>	<b>719 504</b>	<b>15 755</b>	<b>109 942</b>	<b>845 201</b>

Ниже представлена сегментная информация на 31 декабря 2009 года:

	Услуги по транспор- тировке нефти	Услуги по транспор- тировке нефтепро- дуктов	Корректиру- ющие статьи	Итого по МСФО
Инвестиции в зависимые компании	4 060	36	(1 945)	2 151
<b>Итого активы сегмента</b>	<b>1 431 407</b>	<b>57 839</b>	<b>(69 499)</b>	<b>1 419 747</b>
Задолженность перед поставщиками и подрядчиками и авансы полученные	38 173	3 433	379	41 985
Долгосрочные кредиты и займы	541 914	14 215	(14 215)	541 914
Краткосрочные кредиты и займы	11 026	374	(374)	11 026
<b>Итого обязательства сегмента</b>	<b>638 797</b>	<b>20 201</b>	<b>79 353</b>	<b>738 351</b>

Корректирующие статьи по доходам и расходам, формирующим прибыль до налогообложения, представлены преимущественно поправками МСФО по отражению доли меньшинства, по признанию результатов переоценки основных средств согласно требованиям МСФО 29 «Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции» и исключению результатов переоценки основных средств, проведенной по РСБУ, по начислению резерва на демонтаж основных средств, по начислению отложенных налогов для целей МСФО.

Корректирующие статьи по выручке сегмента в размере 24 588 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, и 10 685 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
Восстановление доли меньшинства, исключенной по РСБУ	27 182	11 926
Прочие поправки и межсегментные операции	(2 594)	(1 241)
<b>Итого корректирующие статьи по выручке сегмента</b>	<b>24 588</b>	<b>10 685</b>

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**  
**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА**  
**ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА**  
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

**26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)**

Корректирующие статьи по расходам сегмента в размере 16 482 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, и 3 161 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
Восстановление доли меньшинства, исключенной по РСБУ	20 278	11 278
Резерв на демонтаж основных средств	2 596	2 024
Исключение эффекта переоценки по РСБУ и инфляционная поправка основных средств согласно требованиям МСФО 29 «Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции»	(8 494)	(7 075)
Восстановление резерва под снижение стоимости нефти до чистой стоимости	-	-
Финансовая аренда	2 832	(253)
Пенсионные обязательства	583	(814)
Межсегментные операции	(2 232)	(1 241)
Прочие	919	(758)
<b>Итого корректирующие статьи по расходам сегмента</b>	<b>16 482</b>	<b>3 161</b>

Корректирующие статьи по процентам к получению и процентам к уплате в размере 10 335 млн. рублей и 5 162 млн. рублей соответственно за год, закончившийся 31 декабря 2010 года, и 4 959 млн. рублей и 783 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, представлены преимущественно поправками МСФО по капитализации процентов по займам.

Корректирующие статьи по активам сегмента в размере 30 548 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2010 года и 69 449 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

	31 декабря 2010	31 декабря 2009
Увеличение стоимости основных средств на сумму затрат по демонтажу	83 760	54 526
Исключение эффекта переоценки по РСБУ и инфляционная поправка основных средств согласно требованиям МСФО 29 «Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции»	(93 639)	(101 880)
Переоценка технологической нефти и нефтепродуктов согласно требованиям МСФО 29 «Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции» и прочие поправки	50 716	50 744
Консолидация Группы Транснефтепродукт	(52 554)	(52 553)
Отложенные налоговые активы	(9 000)	(6 150)
Межсегментные займы и проценты начисленные	(9 677)	(14 589)
Прочие	(154)	403
<b>Итого корректирующие статьи по активам сегмента</b>	<b>(30 548)</b>	<b>(69 499)</b>

Корректирующие статьи по обязательствам сегмента в размере 109 942 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2010 года и 79 353 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

	31 декабря 2010	31 декабря 2009
Резерв на демонтаж основных средств	116 202	80 535
Пенсионные обязательства	7 377	6 247
Отложенные налоговые обязательства	(1 037)	4 215
Обязательства по финансовой аренде	-	348
Межсегментные займы и проценты начисленные	(9 677)	(14 589)
Прочие	(2 923)	2 597
<b>Итого корректирующие статьи по обязательствам сегмента</b>	<b>109 942</b>	<b>79 353</b>

**26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)**

*Географическая информация.* Наибольшая часть активов Группы, входящих в оба отчетных сегмента, размещена на территории Российской Федерации, в результате чего хозяйственная деятельность по каждому сегменту, в основном, осуществляется на территории Российской Федерации. Географическая информация о выручке внешним покупателям представлена по стране регистрации покупателя, основная часть выручки генерируется активами, расположенными на территории Российской Федерации. Сегмент «Транспортировка нефтепродуктов» включает также незначительную часть активов, расположенных на территории Латвии, Украины и Белоруссии.

Информация о распределении выручки по стране происхождения покупателей:

	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
Российская Федерация	424 622	330 433
Прочие страны	22 910	20 618
	<b>447 532</b>	<b>351 051</b>

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

*Основные покупатели.* Основными покупателями Группы являются нефтедобывающие компании, поставляющие нефть потребителям на внешний и внутренний рынки или осуществляющие ее переработку.

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

	Год, закончившийся 31 декабря 2010	Год, закончившийся 31 декабря 2009
Компании, контролируемые государством	132 901	96 132
ОАО «Сургутнефтегаз»	62 120	50 440
ОАО «Лукойл»	58 910	50 058
ОАО «ГНК-ВР Холдинг»	54 670	46 066
	<b>308 601</b>	<b>242 696</b>

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

**27 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ**

1 января 2011 года ОАО «АК «Транснефть» приступило к коммерческим поставкам российской нефти в Китай по отводу от трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан» (ВСТО).

В соответствии с российско-китайским межправительственным соглашением, поставки нефти будут осуществляться по контрактам между ОАО «НК «Роснефть», ОАО «АК «Транснефть» и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией в течение 20 лет в объеме 15 млн. тонн нефти в год. Цена поставок будет рассчитываться ежемесячно на рыночных условиях с использованием котировок российской нефти в портах Новороссийска, Приморска и Козьмино и при условии равенства качественных характеристик нефти, отгружаемой в Китай и порт Козьмино.

В январе 2011 года была осуществлена сделка по купле-продаже акций ОАО «Новороссийский морской торговый порт» (далее – НМТП), в результате которой Группа Транснефть получила эффективную долю владения в НМТП в размере 25,05%. Одновременно НМТП приобрело 100% долей в ООО «Приморский торговый порт», 50% из которых опосредованно принадлежало Группе Транснефть.

На конец 2010 года Группа НМТП включала стивидорные компании ОАО «Новороссийский морской торговый порт», ОАО «Новороссийский зерновой терминал», ОАО «Новороссийский судоремонтный завод», ОАО «Новорослесэкспорт», ОАО «ИПП», ООО «Балтийская стивидорная компания», ООО «Черноморская стивидорная компания», а также другие компании.

В мае 2011 года была определена ставка третьего купона по неконвертируемым процентным документарным облигациям на предъявителя серии 01. Процентная ставка по третьему купону составляет 10,00% годовых.