

**ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С
МЕЖДУНАРОДНЫМИ СТАНДАРТАМИ ФИНАНСОВОЙ
ОТЧЕТНОСТИ (МСФО)
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА**

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
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 изменениях в капитале	8
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	9

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

1. Мы подготовили консолидированную финансовую отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2009 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 50, 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 2009 года, одобренной руководством Группы в апреле 2010 года и приведенной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Н. П. Токарев
Президент
31 мая 2010 года

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

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров ОАО «АК «Транснефть»:

- 1 Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ОАО «АК «Транснефть» и ее дочерних обществ (далее – «Группа»), которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2009 года, консолидированный отчет о совокупном доходе, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также основные положения учетной политики и прочие примечания к консолидированной финансовой отчетности.

Ответственность руководства за составление финансовой отчетности

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

Ответственность аудитора

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

Мнение аудитора

- 6 По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2009 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Москва, Российская Федерация

1 июня 2010 года

ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ ПО МСФО НА
31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА

(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

	Прим.	31 декабря 2009	31 декабря 2008
АКТИВЫ			
Внеоборотные активы			
Нематериальные активы		1 275	1 281
Основные средства	6	997 400	809 130
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	7	419	962
Инвестиции в зависимые общества	8, 22	2 151	1 062
Активы по НДС	11	1 194	10 281
Прочие финансовые активы		-	1 505
Дебиторская задолженность и предоплата	11	322	357
Итого внеоборотных активов		1 002 761	824 578
Оборотные активы			
Запасы	10	12 900	8 904
Дебиторская задолженность и предоплата	11	17 612	18 725
Активы по НДС	11	61 812	46 710
Предоплата по налогу на прибыль		5 388	3 647
Прочие финансовые активы	9	35 616	-
Денежные средства и их эквиваленты	12	283 658	60 565
Итого оборотных активов		416 986	138 551
Итого активов		1 419 747	963 129
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Акционерный капитал	13	308	308
Добавочный капитал	13	52 553	52 553
Резерв, связанный с присоединением	13	(13 080)	(13 080)
Нераспределенная прибыль		615 171	495 081
Капитал, приходящийся на счет акционеров ОАО «АК «Транснефть»		654 952	534 862
Доля меньшинства	14	26 444	25 035
Итого капитала		681 396	559 897
Долгосрочные обязательства			
Кредиты и займы, обязательства по лизингу	15	541 952	191 597
Отложенные налоговые обязательства	16	30 505	24 582
Резервы предстоящих расходов и платежей	17	86 782	75 005
Итого долгосрочных обязательств		659 239	291 184
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность и прочие обязательства	18	63 955	46 633
Текущие обязательства по налогу на прибыль		3 821	1 275
Кредиты и займы, обязательства по лизингу	15	11 336	64 140
Итого краткосрочных обязательств		79 112	112 048
Итого обязательств		738 351	403 232
Итого капитала и обязательств		1 419 747	963 129

Утвержден 31 мая 2010:

Н.П. Токарев

Президент

С. Н. Суворова

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

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ ПО МСФО ЗА ГОД,
ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

	Прим.	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Выручка	19	351 051	274 977
Операционные расходы	20	(187 049)	(157 484)
Чистые прочие операционные доходы	20	5 594	9 238
Операционная прибыль		169 596	126 731
Финансовые статьи:			
Прибыль от курсовых разниц		66 987	7 194
Убыток от курсовых разниц		(66 854)	(31 332)
Проценты к получению	21	2 531	2 128
Начисленные проценты	21	(17 038)	(10 150)
Итого чистые финансовые статьи		(14 374)	(32 160)
Доля в прибыли / (убытке) зависимых обществ		953	(69)
Прибыль до налогообложения		156 175	94 502
Текущие расходы по налогу на прибыль		(28 449)	(29 151)
Отложенные (расходы) / доходы по налогу на прибыль		(5 910)	7 174
Расходы по налогу на прибыль	16	(34 359)	(21 977)
Прибыль за отчетный период		121 816	72 525
Прочий совокупный доход после налогообложения			
Курсовые разницы		16	-
Прибыль от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи		35	(458)
Общий совокупный доход		121 867	72 067
Участие в прибыли:			
Доля акционеров			
ОАО «АК «Транснефть»		120 407	70 506
Доля меньшинства	14	1 409	2 019
Участие в общем совокупном доходе:			
Доля акционеров			
ОАО «АК «Транснефть»		120 458	70 061
Доля меньшинства		1 409	2 006

Утвержден 31 мая 2010:

Н. П. Токарев

Президент

С. Н. Суворова

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

	Прим.	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Денежные потоки от операционной деятельности			
Денежные поступления от заказчиков		405 163	320 372
Денежные средства, уплаченные поставщикам, работникам и налоги, отличные от налога на прибыль		(234 088)	(186 523)
Проценты уплаченные		(22 736)	(13 722)
Налог на прибыль уплаченный		(27 400)	(33 127)
Возврат НДС и других налогов из бюджета		43 997	32 956
Прочее использование денежных средств от операционной деятельности		(1 760)	(299)
Чистая сумма денежных средств от операционной деятельности		163 776	119 657
Денежные потоки по инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(203 273)	(130 021)
Поступления от продажи основных средств		1 022	407
Денежные средства, поступившие в результате присоединения компании под общим контролем		-	2 826
Проценты и дивиденды полученные		6 704	2 157
Приобретение векселей других организаций		(36 079)	-
Прочее поступление/(использование) денежных средств по инвестиционной деятельности		2 321	(555)
Чистая сумма денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности		(229 305)	(125 186)
Денежные потоки по финансовой деятельности			
Поступления по долгосрочным и краткосрочным кредитам и займам		471 851	164 494
Погашение долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов		(180 940)	(118 096)
Погашение обязательств по финансовой аренде		(3 268)	(4 094)
Дивиденды выплаченные		(322)	(1 102)
Чистая сумма денежных средств, полученных в финансовой деятельности		287 321	41 202
Изменение величины денежных средств и их эквивалентов в результате колебания валютного курса			
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		1 901	1 394
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	12	60 565	23 498
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	12	283 658	60 565

Утвержден 31 мая 2010:

Н. П. Токарев

Президент

С. Н. Суворова

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

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ ПО МСФО ЗА ГОД,
ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

Доля акционеров ОАО «АК «Транснефть»							
	Акцио- нерный капитал	Добавоч- ный капитал	Резерв, связан- ный с присоеди- нием	Накоп- ленная прибыль	Итого	Доля меньшин- ства	Итого капитал
Остаток на 1 января 2008	307	-	-	426 185	426 492	22 447	448 939
Прибыль за отчетный период	-	-	-	70 506	70 506	2 019	72 525
Прибыль от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, за минусом налога на прибыль	-	-	-	(31)	(31)	-	(31)
Выбытие финансовых активов, имеющих в наличии для продажи	-	-	-	(427)	(427)	-	(427)
Общий совокупный доход за отчетный период				70 048	70 048	2 019	72 067
Дивиденды							
- по привилегированным акциям				(402)	(402)	-	(402)
- по обыкновенным акциям				(750)	(750)	-	(750)
Объединение компаний под общим контролем	1	52 553	(13 080)	-	39 474	569	40 043
Остаток на 31 декабря 2008	308	52 553	(13 080)	495 081	534 862	25 035	559 897
Остаток на 1 января 2009	308	52 553	(13 080)	495 081	534 862	25 035	559 897
Прибыль за отчетный период	-	-	-	120 407	120 407	1 409	121 816
Прибыль от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, за минусом налога на прибыль	-	-	-	35	35	-	35
Курсовые разницы, за минусом налога на прибыль	-	-	-	16	16	-	16
Общий совокупный доход за отчетный период	-	-	-	120 458	120 458	1 409	121 867
Дивиденды							
- по привилегированным акциям	-	-	-	(368)	(368)	-	(368)
Остаток на 31 декабря 2009	308	52 553	(13 080)	615 171	654 952	26 444	681 396

Утвержден 31 мая 2010:

Н. П. Токарев

С. Н. Суворова

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

1 ХАРАКТЕР ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

Компания и ее дочерние общества (далее - «Группа»), перечисленные в Примечании 22, располагают крупнейшей в мире системой нефтепроводов, составляющей 50 142 км. За год, закончившийся 31 декабря 2009 года, Группа транспортировала 457 млн. тонн сырой нефти на внутренний и экспортный рынки (за год, закончившийся 31 декабря 2008 года – 457 млн. тонн), что представляет собой большую часть нефти, добываемой на территории Российской Федерации.

С января 2008 года ОАО «АК «Транснефть» является единственным акционером ОАО «АК «Транснефтепродукт» (далее – Транснефтепродукт). Транснефтепродукт и его дочерние общества (далее – «Группа Транснефтепродукт») располагают крупной системой нефтепродуктопроводов на территории Российской Федерации, Республики Беларусь и Украины, общей протяженностью 18 746 км на 31 декабря 2009 года. Зависимая компания Транснефтепродукта ООО «ЛатРосТранс» располагает связанной с ней системой нефтепродуктопроводов на территории Латвийской Республики.

2 УСЛОВИЯ ВЕДЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Мировой финансовый кризис оказывал существенное влияние на российскую экономику в 2008-2009 годах, получившего выражение в виде нестабильности на сырьевых рынках, высокой волатильностью финансовых рынков, приведшей к увеличению стоимости финансирования, обесценению национальной валюты.

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. Руководство Группы считает, что влияние текущего кризиса на ее операционную деятельность ограничено в связи с тем, что стоимость предоставляемых услуг регулируется государством. Кроме того, Группа является трубопроводной монополией на российском рынке транспортировки нефти и нефтепродуктов, что обеспечивает устойчивый спрос на ее услуги. Руководство Группы считает, что потоки денежных средств от операционной деятельности достаточны для финансирования текущей деятельности и выполнения ее долговых обязательств.

Действующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и 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 (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 30,2442 и 29,3804 на 31 декабря 2009 года и 31 декабря 2008 года соответственно. Официальный курс обмена Евро к российскому рублю, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, составлял 43,3883 и 41,4411 на 31 декабря 2009 года и 31 декабря 2008 года соответственно.

3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)

Применение новых стандартов и интерпретаций с 1 января 2009 года

Применение МСФО 8

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

Операционные сегменты определены как виды деятельности Группы, обеспечивающие выручку и осуществляющие расходы, по которым составляется отдельная финансовая информация, регулярно представляемая органу, принимающему решения (Руководство Группы). По результатам анализа такой информации принимаются решения о распределении ресурсов, и оцениваются результаты финансово-хозяйственной деятельности каждого отдельного сегмента. Руководством Группы, как правило, анализируется информация в разрезе отдельных юридических лиц, деятельность которых обобщается в двух отдельных отчетных сегментах: Транспортировка нефти и Транспортировка нефтепродуктов.

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

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

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

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

Руководством Группы регулярно анализируются доходы и расходы, выделяемые в отчете о совокупном доходе. При анализе данных по отчетным сегментам руководство Группы также учитывает суммы капитальных затрат по сегментам и выполнение ими программ по проведению капитального и текущего ремонтов.

Применение поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» (МСФО (IAS) 1) (пересмотрен в сентябре 2007 года) применяется к отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2009 года или после этой даты. Главное изменение в МСФО (IAS) 1 – замена отчета о прибылях и убытках на отчет о совокупном доходе, который включает все совокупные изменения в капитале, не связанные с владельцами, такие как переоценка финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи. Пересмотренный стандарт также вводит требования к представлению отчета о финансовом положении (бухгалтерский баланс) на начало наиболее раннего сопоставимого периода, когда компания производит пересчет сравнительных данных вследствие реклассификации, изменений в учетной политике или исправления ошибок. Пересмотренный

3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)

МСФО (IAS) 1 повлиял на представление финансовой отчетности Группы, но не оказал воздействия на признание или оценку конкретных операций и расчетов. Данная консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с этими изменениями.

Усовершенствование Международных стандартов финансовой отчетности (выпущено в мае 2008 года). В 2008 году Правление КМСФО (Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности) приняло решение о проведении ежегодных проектов по усовершенствованию стандартов как метода внесения необходимых, но не срочных изменений к МСФО. Изменения, выпущенные в мае 2008 года, представляют собой сочетание существенных изменений, разъяснений и терминологических исправлений различных стандартов. Существенные изменения относятся к следующим областям: классификация активов как предназначенных для продажи согласно МСФО (IFRS) 5 в случае потери контроля над дочерней компанией; возможность представления финансовых инструментов, предназначенных для продажи, в составе долгосрочных активов согласно МСФО (IAS) 1; отражение в соответствии с МСФО (IAS) 16 в качестве активов, предназначенных для продажи, активов, которые ранее отражались как предназначенные для аренды, и классификация соответствующих потоков денежных средств в составе потоков денежных средств от операционной деятельности согласно МСФО (IAS) 7; разъяснение определения секвестра в соответствии с МСФО (IAS) 19; учет государственных займов, выданных под процентные ставки ниже рыночных, в соответствии с МСФО (IAS) 20; приведение определения стоимости заемных средств в МСФО (IAS) 23 в соответствие с методом расчета эффективной процентной ставки; разъяснение порядка учета дочерних компаний, предназначенных для продажи, в соответствии с МСФО (IAS) 27 и МСФО (IFRS) 5; сокращение требований к раскрытию информации об ассоциированных компаниях и совместных предприятиях в соответствии с МСФО (IAS) 28 и МСФО (IAS) 31; расширение требований к раскрытию информации в соответствии с МСФО (IAS) 36; разъяснения по порядку учета затрат на рекламу в соответствии с МСФО (IAS) 38; корректировка определения категории активов, отражаемых по справедливой стоимости, с учетом ее изменений в консолидированном отчете о совокупном доходе в соответствии с учетом хеджирования согласно МСФО (IAS) 39; введение порядка учета строительства инвестиционной собственности в соответствии с МСФО (IAS) 40; сокращение ограничений, касающихся порядка определения справедливой стоимости биологических активов в соответствии с МСФО (IAS) 41. Другие поправки, внесенные в МСФО (IAS) 8, 10, 18, 20, 29, 34, 40, 41 и МСФО (IFRS) 7, представляют собой лишь уточнение определений и редакционные правки, влияние которых, по мнению Правления КМСФО является минимальным. Группа считает, что данные изменения не оказали существенного влияния на ее финансовую отчетность.

Финансовые инструменты с правом досрочного погашения и обязательства, возникающие при ликвидации – поправки к МСФО (IAS) 32 и МСФО (IAS) 1 (выпущены в феврале 2008 года). Согласно поправкам некоторые финансовые инструменты, соответствующие определению финансового обязательства, должны классифицироваться в составе прочего совокупного дохода. Поправка не оказала влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

Условия вступления в права на акции и их отмена – Поправка к МСФО (IFRS) 2 «Платежи с использованием акций» (выпущена в июне 2009 года). В поправке разъясняется, что к условиям вступления в права на акции относятся только условия, связанные с предоставлением услуг, и условия, связанные с показателями деятельности. Прочие характеристики выплат, основанных на акциях, не представляют собой условия наделяния правами на акции. В данной поправке также указывается, что отмена этих прав, произведенная компанией либо другими сторонами, отражается в учете аналогичным способом. Поправка не оказала влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

Интерпретация IFRIC 13 – «Программы поощрения постоянных клиентов» (выпущена в январе 2008 года). В IFRIC 13 разъясняется, что в случае продажи товаров и услуг с одновременным предоставлением бонусов клиентам в рамках программы поощрения клиентов (например, начисление накопительных баллов или предоставление бесплатных товаров), соответствующее соглашение состоит из нескольких компонентов, и платеж, полученный от клиента, распределяется между компонентами данного соглашения по справедливой стоимости. IFRIC 13 не имеет отношения к операционной деятельности Группы, поскольку ни одна из компаний Группы не осуществляет программ поощрения клиентов.

Интерпретация IFRIC 15 «Соглашения на строительство объектов недвижимости» (выпущена в июле 2008 года). Интерпретация применяется при учете выручки и соответствующих расходов компаниями, которые осуществляют строительство объектов недвижимости самостоятельно либо с привлечением подрядчиков, и содержит правила, которые позволяют выявить, подпадают ли договоры на строительство объектов недвижимости под действие МСФО (IAS) 11 или МСФО (IAS) 18. Интерпретация IFRIC 15 также устанавливает критерии для определения момента признания компаниями выручки от таких операций.

3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)

Поправка не оказала существенного влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

Стоимость инвестиций в дочернюю компанию, совместное предприятие или ассоциированную компанию – поправки к МСФО (IFRS) 1 и МСФО (IAS) 27 (выпущены в мае 2008 года). В соответствии с данными поправками компании, впервые применяющие МСФО, могут оценивать инвестиции в дочерние компании, совместные предприятия или ассоциированные компании по справедливой стоимости или по ранее использовавшейся балансовой стоимости, определенной в соответствии с применявшимися правилами бухгалтерского учета, в качестве условно рассчитанной стоимости в неконсолидированной финансовой отчетности. Данное изменение также требует отражения чистых активов объектов инвестиций до приобретения на счете прибылей и убытков, а не как возмещение инвестиций. Поправки не оказали существенного влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

Совершенствование раскрытия информации о финансовых инструментах – поправка к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» (выпущена в марте 2009 года). В соответствии с поправкой требуется раскрытие более подробной информации об оценке справедливой стоимости и риске ликвидности. Компания должна раскрывать информацию об анализе финансовых инструментов с использованием трехуровневой иерархии оценки справедливой стоимости. Поправка (а) поясняет, что анализ обязательств по срокам погашения должен включать анализ договоров о предоставленных финансовых гарантиях по максимальной величине гарантии в самый ранний период, когда может возникнуть требование об исполнении гарантии; (б) требует раскрытия информации о сроках, оставшихся до погашения производных инструментов в соответствии с условиями договоров, в случае если договорные сроки погашения необходимы для понимания распределения потоков денежных средств во времени. Компания также должна раскрывать информацию об анализе по срокам исполнения финансовых активов, которые она использует для управления риском ликвидности, если такая информация необходима для того, чтобы пользователи финансовой отчетности могли оценить характер и величину риска. Данная консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с этими изменениями.

Встроенные производные инструменты – поправки к Интерпретации IFRIC 9 и МСФО (IAS) 39 (выпущены в марте 2009 года). Поправки применяются к годовым отчетным периодам, начинающимся с 30 июня 2009 года и после этой даты, и поясняют, что при переклассификации финансового актива из категории «отражаемые по справедливой стоимости с отнесением изменений на счет прибылей и убытков» должна производиться оценка всех встроенных производных инструментов, и в случае необходимости они должны отражаться в финансовой отчетности отдельно. Поправка не оказала влияния на настоящую консолидированную финансовую отчетность.

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

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

Объединение компаний под общим контролем

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

3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)

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

В настоящей консолидированной финансовой отчетности указанное объединение компаний, находящихся под общим контролем, учтено с применением метода учета «предшествующая база». Соответственно, активы и обязательства присоединенной Группы Транснефтепродукт были отражены в отчетности 2008 года по их балансовой стоимости, определенной для целей составления МСФО на дату присоединения. Разница между учетной стоимостью доли Компании в чистых активах Группы Транснефтепродукт и суммой номинальной стоимости выпущенных акций, оплата которых осуществлена 100% акциями Транснефтепродукта, и эмиссионным доходом отражена в составе капитала как «резерв присоединения» (см. Примечание 13).

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

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

4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Ниже приведены основные положения учетной политики, которые последовательно от одного отчетного периода к другому применялись Группой при составлении консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, за исключением поправок, связанных с изменениями МСФО, описанными выше.

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 внутрихозяйственные операции – остатки по счетам, прибыли от операций между компаниями Группы – полностью исключаются при консолидации, убытки от операций между компаниями Группы также исключаются, за исключением случаев, когда такие убытки свидетельствуют об обесценении передаваемых активов.

Доля меньшинства на отчетную дату представляет собой долю миноритарных акционеров в справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств дочерней компании на дату приобретения, и в изменении 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 активов дочерней компании. Доля меньшинства отражается в составе прочего совокупного дохода Группы в консолидированной финансовой отчетности.

4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Инвестиции в зависимые компании

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

Объединение компаний под общим контролем

Дочерние компании, находящиеся под общим контролем, учитываются по методу учета «предшествующая база», начиная с даты объединения. В соответствии с этим методом, финансовые результаты объединяемых компаний в консолидированной финансовой отчетности объединенной компании отражаются с даты заключения соглашения об объединении. Активы и обязательства дочерней компании, 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».

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:

	Количество лет
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.

4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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

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

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

Арендованные основные средства

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

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.

4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств со сроком погашения менее трех месяцев после отчетной даты, включая торговую и прочую дебиторскую и кредиторскую задолженность, считается равной их балансовой стоимости, за исключением тех случаев, когда на отчетную дату существуют признаки их обесценения. Справедливая стоимость всех других финансовых активов и обязательств 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.

Дебиторская задолженность

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

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

- просрочка любого очередного платежа, при этом несвоевременная оплата не может объясняться задержкой в работе расчетных систем;
- 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.

4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Денежные средства и их эквиваленты

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

Активы по НДС

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

Кредиты и займы

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

Налоги на прибыль

Налог на прибыль отражается в консолидированной финансовой отчетности в соответствии с законодательством, действующим на дату составления отчетности. Расходы по налогу на прибыль, представленные текущим налогом и отложенным налогом на прибыль, 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.

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.

4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

Признание выручки

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

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

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.

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.

4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты финансовой отчетности

Нижеперечисленные стандарты и интерпретации, которые обязательны для принятия к учету Группой применительно к отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2010 года и позднее, не были применены досрочно, если не указано иное.

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

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

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

Интерпретация IFRIC 17 «Распределение неденежных активов в пользу собственников компании» (выпущена в ноябре 2008 года и применяется к годовым периодам, начинающимся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Поправка поясняет, когда и как необходимо признавать распределение неденежных активов в форме дивидендов владельцам компании. Компания должна оценивать обязательство по распределению неденежных активов в форме дивидендов своим владельцам по справедливой стоимости активов, которые подлежат распределению. Компания отражает прибыль или убыток от выбытия распределенных неденежных активов в отчете о совокупном доходе в момент выплаты дивидендов. Интерпретация IFRIC 17 не применима к деятельности Группы, так как она не распределяет неденежные активы своим владельцам.

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

Интерпретация IFRIC 19 – «Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами» (выпущена в ноябре 2009 года и распространяется на годовые периоды, начинающиеся 1 июля 2010 года или после этой даты).

4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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 долевых инструментов в пользу кредитора. Прибыль или убыток отражаются в отчете о совокупном доходе на основании сравнения справедливой стоимости долевых инструментов с балансовой стоимостью задолженности. В настоящее время Группа оценивает влияние интерпретации IFRIC 19 на консолидированную финансовую отчетность.

Хеджируемые статьи, отвечающие установленным критериям – **Поправка к МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка»** (выпущена в июле 2008 года и применяется ретроспективно к годовым периодам, начинающимся 1 июля 2009 года или после этой даты, досрочное применение разрешается). В поправке разъясняется, каким образом должны применяться в конкретным ситуациях принципы, определяющие отнесение риска или части потоков денежных средств к хеджируемым статьям. Группа не предполагает, что данная поправка повлияет на ее консолидированную финансовую отчетность, так как Группа не применяет учет хеджирования.

Классификация эмиссии прав – **Поправка к МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: представление»** (выпущена в октябре 2009 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 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.

Поправки к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты, основанные на акциях – Операции Группы с выплатами, основанными на акциях и осуществляемыми денежными средствами» выпущены в июне 2009 года и применяются к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2010 года или после этой даты. Поправки формируют четкие принципы классификации вознаграждений, выплаты которых основаны на акциях, как для целей консолидированной финансовой отчетности, так и для целей отчетности отдельной компании. Поправки к стандарту вносят в него положения, которые были рассмотрены в Интерпретациях IFRIC 8 и IFRIC 11, и дополнили представленное в Интерпретации IFRIC 11 руководство в отношении планов, которые ранее в ней не рассматривались. Поправки также разъясняют определения терминов, представленные в Приложении к стандарту. Ожидается, что применение поправки не окажет значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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

4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

даны разъяснения в отношении тесно связанных с основными договорами опционов на досрочное погашение задолженности; разъяснение в отношении неприменения интерпретации IFRIC 9 к производным финансовым инструментам, встроенным в договоры на объединение бизнеса с участием компаний, находящихся под общим контролем и совместной деятельности; удаления из интерпретации IFRIC 16 исключения в отношении инструментов хеджирования в зарубежных операциях. Ожидается, что применение поправок к Международным стандартам финансовой отчетности не окажет значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Изменения к МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах» (выпущены в ноябре 2009 года и применяются для годовых периодов, начинающихся 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» (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 долевыми инструментами в последующем оцениваются по справедливой стоимости. Долевые инструменты, предназначенные для продажи, оцениваются по справедливой стоимости с отражением изменений в составе прибыли отчетного периода. При первоначальном признании всех остальных долевыми инвестициями 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.

В настоящее время Группа оценивает, какое влияние окажут изменения стандарта на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Дополнительные исключения для применяющих МСФО впервые – **Поправки к МСФО (IFRS) 1 «Первое применение МСФО»** (выпущены в июле 2009 года и применяются для годовых периодов, начинающихся 1 января 2010 года или после этой даты). Согласно поправкам, организации, применяющие метод полной стоимости, освобождаются от ретроспективного применения требований МСФО к нефтегазовым активам. Кроме того, организации, у которых имеются договоры аренды, освобождаются от пересмотра классификации данных договоров в соответствии с Интерпретацией IFRIC 4 «Определение признаков лизинга в договорных отношениях», если при применении требований национальных стандартов бухгалтерского учета был получен аналогичный результат. Ожидается, что применение поправки не окажет значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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 финансовую отчетность в будущем.

5 СУЩЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

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

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 предположениях 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 2009 года, составила бы на 4 707 млн. рублей больше (за год, закончившийся 31 декабря 2008 года: на 1 738 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 производится исходя из предположения, что на протяжении периода полезного использования нефтепровода и нефтепродуктопровода ежегодно будет производиться демонтаж одинакового количества километров. Изменение в данном предположении или предположениях в отношении ожидаемых затрат, технических изменений и изменений в ставке дисконтирования могут привести к корректировкам созданного резерва (см. Примечание 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 2009 года, уменьшилась/(увеличилась) бы на 837 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2008: 1 135 млн. рублей).

При увеличении срока полезного использования трубопровода для транспортировки нефти на 10 лет, прибыль Группы за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, составила бы на 1 681 млн. рублей больше (за год, закончившийся 31 декабря 2008 года: на 936 млн. рублей) за счет уменьшения расходов, связанных с формированием резерва на демонтаж (амортизационные отчисления, процентный расход).

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

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА
ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

	Здания и сооружения	Трубопроводы и резервуары	Машины и оборудование	Запасы нефти и нефтепродуктов в системе трубопровода	Объекты незавершенного строительства, включая предоплату	Итого
На 1 января 2009						
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)
Остаточная стоимость на 1 января 2009	65 007	317 016	136 107	65 533	225 467	809 130
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
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009	80 684	476 041	249 042	76 372	115 261	997 400
На 31 декабря 2009						
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)	-	-	(393 753)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009	80 684	476 041	249 042	76 372	115 261	997 400

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА
ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

	Здания и сооружения	Трубопроводы и резервуары	Машины и оборудование	Запасы нефти и нефтепродуктов в системе трубопровода	Объекты незавершенного строительства, включая предоплату	Всего основные средства
На 1 января 2008						
Первоначальная стоимость	63 553	377 943	217 909	51 271	216 649	927 325
Накопленная амортизация и резерв под обесценение	(19 366)	(166 309)	(108 090)	-	-	(293 765)
Остаточная стоимость на 1 января 2008	44 187	211 634	109 819	51 271	216 649	633 560
Амортизация	(2 268)	(14 876)	(17 389)	-	-	(34 533)
Поступления (включая предоплату)	-	-	-	7 073	143 098	150 171
Перевод объектов незавершенного строительства в основные средства	15 380	100 817	40 036	-	(156 233)	-
Чистое изменение резерва на демонтаж основных средств (см. Примечание 17)	-	7 461	-	-	(984)	6 477
Начисление резерва под обесценение	-	(492)	-	-	-	(492)
Выбытия: первоначальная стоимость	(516)	(409)	(2 102)	(464)	-	(3 491)
Выбытия: накопленная амортизация	172	376	1 894	-	-	2 442
Поступления по первоначальной стоимости при присоединении компаний под общим контролем	13 017	25 252	9 784	7 653	22 937	78 643
Поступление накопленной амортизации и резерва под обесценение при присоединении компаний под общим контролем	(4 965)	(12 747)	(5 935)	-	-	(23 647)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008	65 007	317 016	136 107	65 533	225 467	809 130
На 31 декабря 2008						
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)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008	65 007	317 016	136 107	65 533	225 467	809 130

6 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

Основные средства и объекты незавершенного строительства приводятся за вычетом резерва под обесценение стоимости на сумму 4 470 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года (на 31 декабря 2008 года – 4 078 млн. рублей) по некоторым объектам нефтепроводов и машинам и оборудованию.

Запасы нефти и нефтепродуктов в системе трубопровода составляют 29 400 тыс. тонн сырой нефти и 1 159 тыс. тонн нефтепродуктов на 31 декабря 2009 года (на 31 декабря 2008 года – 27 656 тыс. тонн сырой нефти и 1 237 тыс. тонн нефтепродуктов) (см. Примечание 4).

За год, закончившийся 31 декабря 2009 года, сумма процентов, капитализированных в стоимости объектов незавершенного строительства, составила 15 546 млн. рублей (14 373 млн. рублей – за год, закончившийся 31 декабря 2008 года).

Группа арендует основные средства (преимущественно машины и оборудование) на основании договоров финансовой аренды. По состоянию на 31 декабря 2009 года остаточная стоимость арендованного оборудования составляла 4 362 млн. рублей (на 31 декабря 2008 года – 7 538 млн. рублей).

7 ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ, ИМЕЮЩИЕСЯ В НАЛИЧИИ ДЛЯ ПРОДАЖИ

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

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Ценные бумаги, котирующиеся на рынке	133	82
Финансовые вложения в прочие российские компании	286	880
Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	419	962

8 ИНВЕСТИЦИИ В ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА

Стоимость инвестиции в зависимые общества в размере 2 151 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года (на 31 декабря 2008 года - 1 062 млн. рублей) показана за вычетом резерва под обесценение в размере 1 803 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года (на 31 декабря 2008 года 1 749 млн. рублей) (сумма резерва в латвийских латах 29 729 тыс. лат на 31 декабря 2009 года и 31 декабря 2008 года, разница вызвана только изменением курса).

Информация о финансовой деятельности зависимых обществ за год, закончившийся 31 декабря 2009 и 31 декабря 2008 года, и о финансовом положении по состоянию на указанные даты представлена ниже:

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Активы	6 249	2 349
Обязательства	(4 322)	(1 472)
	2009	2008
Выручка	31 564	11 695
Прибыль за период	3 763	711

9 ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

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 Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 года). 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 2009 года.

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА
ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

10 ЗАПАСЫ

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Материалы и запасные части	7 803	6 600
Товары для перепродажи	5 035	2 262
Прочие запасы	62	42
	12 900	8 904

Материалы и запасные части отражены за вычетом резерва в размере 489 млн. рублей на 31 декабря 2009 года (по состоянию на 31 декабря 2008 года – 727 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 42 млн. рублей на 31 декабря 2009 года (по состоянию на 31 декабря 2008 года – 2 732 млн. рублей).

11 ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА, АКТИВЫ ПО НДС

Дебиторская задолженность и предоплата

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Нефинансовые активы		
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	322	357
Итого долгосрочная дебиторская задолженность	322	357

	31 декабря 2009	31 декабря 2008.
Краткосрочная дебиторская задолженность		
Финансовые активы		
Торговая дебиторская задолженность	1 905	1 696
Прочая дебиторская задолженность	8 024	9 618
Минус: резерв под обесценение	(3 255)	(3 654)
Итого финансовые активы в составе краткосрочной дебиторской задолженности	6 674	7 303
Нефинансовые активы		
Предоплата, авансы и прочая нефинансовая дебиторская задолженность	10 938	11 422
Итого дебиторская задолженность	17 612	18 725

По состоянию на 31 декабря 2008 года в составе прочей краткосрочной дебиторской задолженности, в основном, отражена задолженность по авансам, выданными на капитальное строительство, в отношении которых ведутся судебные разбирательства по возврату в связи с невыполнением работ по договору, а также задолженность, подлежащая возмещению в соответствии с заключенными мировыми соглашениями на возврат авансов, изначально выданных на капитальное строительство, по расторгнутым договорам по причине невыполнения договорных условий подрядчиками, последняя из которых была погашена. По состоянию на 31 декабря 2009 года в составе прочей краткосрочной дебиторской задолженности, в основном, отражена задолженность по авансам, выданными 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:

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

	2009		2008	
	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность
На 1 января	34	3 620	16	94
Поступление при присоединении компаний под общим контролем	-	-	14	21
Восстановление резерва	(8)	(526)	(19)	(39)
Начисление резерва	14	121	23	3 544
На 31 декабря	40	3 215	34	3 620

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 2009 года и 31 декабря 2008 года:

Период просрочки	31 декабря 2009		31 декабря 2008	
	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность	Торговая дебиторская задолженность	Прочая дебиторская задолженность
Менее 90 дней	189	119	176	67
Более 90 дней, но менее 365 дней	89	87	287	217
Более 365 дней	80	143	96	162
	358	349	559	446

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
31 декабря 2009				
торговая дебиторская задолженность	1 812	48	5	1 865
прочая дебиторская задолженность	4 692	114	3	4 809
	6 504	162	8	6 674
31 декабря 2008				
торговая дебиторская задолженность	1 535	35	92	1 662
прочая дебиторская задолженность	5 431	193	17	5 641
	6 966	228	109	7 303

Активы по НДС

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
НДС по капитальному строительству, подлежащий возмещению из бюджета	44 425	41 898
НДС по текущей деятельности, подлежащий возмещению из бюджета	18 581	15 093
	63 006	56 991
Минус: краткосрочный НДС	(61 812)	(46 710)
Долгосрочный НДС	1 194	10 281

12 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Остаток в российских рублях	96 137	41 562
Остаток в долларах США	165 576	12 899
Остаток в Евро	21 929	6 094
Остаток в других валютах	16	10
	283 658	60 565

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 2009 года и на 31 декабря 2008 года большая часть денежных средств (более 70% и 48% соответственно) размещена в банках, контролируемых государством (см. Примечание 25). Прочие денежные средства, в основном, размещены в иных кредитных организациях, имеющих кредитный рейтинг не ниже В- по шкале Standard & Poor's.

13 КАПИТАЛ, НЕРАСПРЕДЕЛЕННАЯ ПРИБЫЛЬ И ДИВИДЕНДЫ

Капитал

	31 декабря 2009			31 декабря 2008		
	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
	7 101 722	7,1	308	7 101 722	7,1	308

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

В январе 2008 года акционерный капитал Группы был увеличен на 882 220 рублей, путем дополнительного выпуска 882 220 обыкновенных акций номинальной стоимостью 1 рубль за акцию. Оплата дополнительного выпуска акций была осуществлена 100% акций Транснефтепродукта, стоимость оценки которых независимым оценщиком составила 52 553 995 тыс. рублей.

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

В составе резерва, связанного с присоединением, отражена разница в 13 080 359 тыс. рублей между учетной стоимостью доли Компании в чистых активах Группы Транснефтепродукт по МСФО на дату присоединения (39 473 636 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).

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

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

13 КАПИТАЛ, НЕРАСПРЕДЕЛЕННАЯ ПРИБЫЛЬ И ДИВИДЕНДЫ (продолжение)

Права акционеров-владельцев привилегированных акций

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

Дивиденды

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
		368

Дивиденды были выплачены в декабре 2009 года.

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

	Рублей на акцию	Всего, млн. рублей
Обыкновенные акции	135,22	750
Привилегированные акции	258,45	402
		1 152

Дивиденды были выплачены в декабре 2008 года.

Распределяемая прибыль

Распределение прибыли производится на основании данных бухгалтерской отчетности Компании, составленной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Сумма чистой прибыли, отраженная в бухгалтерской отчетности Компании, составляет 3 893 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2009 года (3 682 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2008 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») и ЗАЛАНА КОМПАНИ ЛИМИТЕД (ZALANA COMPANY LIMITED) (49,96% уставного капитала ОАО «Энерготерминал»). Доля меньшинства в других компаниях раскрыта в Примечании 22.

15 КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ, ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИЗИНГУ

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Кредиты и займы	552 940	253 104
Обязательства по лизингу	348	2 633
Всего кредиты и займы, обязательства по лизингу	553 288	255 737
За вычетом: краткосрочных кредитов и займов, текущей доли долгосрочных кредитов и займов и текущей доли обязательств по лизингу	(11 336)	(64 140)
	541 952	191 597
Срок погашения долгосрочных кредитов и займов и обязательств по лизингу		
Срок погашения:		
от одного года до пяти лет	102 997	122 551
более пяти лет	438 955	69 046
	541 952	191 597

По состоянию на 31 декабря 2009 года в состав долгосрочных кредитов и займов входят займы с фиксированной ставкой процента, балансовая стоимость которых составила 134 714 млн. рублей, справедливая – 142 991 млн. рублей (по состоянию на 31 декабря 2008 года балансовая стоимость займов с фиксированной ставкой процента составляла – 190 970 млн. рублей, справедливая – 144 798 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 2009 года. Справедливая стоимость кредитов и займов с плавающей процентной ставкой существенно не отличается от их балансовой стоимости.

В октябре 2007 года Группа заключила соглашение о возобновляемом кредите с лимитом 145 000 млн. рублей со Сбербанком России до 2014 года для финансирования строительства трубопровода Восточная Сибирь – Тихий Океан. В рамках данного соглашения были заключены договоры об открытии невозобновляемых кредитных линий сроком на один год и более. В течение года, закончившегося 31 декабря 2009 года, в рамках данного соглашения Группа привлекла 48 088 млн. рублей, погасила – 141 652 млн. рублей. Остаток задолженности по данному соглашению на 31 декабря 2009 года составил 1 млн. рублей (31 декабря 2008 года – 93 565 млн. рублей). Проценты по кредиту начисляются по фиксированной ставке, которая может быть увеличена банком в случае превышения текущей ставкой рефинансирования Центрального банка Российской Федерации ставки рефинансирования, действовавшей на дату заключения договора, более чем на 10%. Процентные ставки по данному соглашению варьировались от 11% до 18%.

В марте 2007 года Группа выпустила еврооблигации сроком на 7 лет в размере 1,3 млрд. долларов США (39 317 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 года, 38 195 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2008 года) под процентную ставку 5,67% годовых.

В июне 2007 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,5 млрд. долларов США (15 122 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 года, 14 690 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2008 года) сроком на 5 лет под процентную ставку 6,103% годовых.

Также в июне 2007 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,7 млрд. евро (30 372 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 года, 29 009 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2008 года) сроком на 5 лет под процентную ставку 5,381% годовых.

В августе 2008 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 0,6 млрд. долларов США (18 147 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 года, 17 628 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2008 года) сроком на 5 лет под процентную ставку 7,70% годовых.

15 КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ, ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИЗИНГУ (продолжение)

Также в августе 2008 года Группа выпустила еврооблигации на сумму 1,05 млрд. долларов США (31 756 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2009 года, 30 849 млн. рублей по курсу Центрального банка Российской Федерации на 31 декабря 2008 года) сроком на 10 лет под процентную ставку 8,70% годовых.

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

В 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, начиная с 5 года с момента привлечения. Проценты по кредитному договору подлежат уплате один раз в 6 месяцев - до 1 января 2011 года и ежемесячно - после 1 января 2011 года. В 2009 году Компания осуществила выборку в рамках договора в объеме 9,0 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. 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.

По состоянию на 31 декабря 2009 года и 31 декабря 2008 года все кредиты и займы Группы, за исключением кредита, полученного от Банка развития Китая, необеспеченные.

Обязательства по лизингу

Обязательства по лизингу, выраженные в условных единицах, подлежат погашению по курсу Центрального банка Российской Федерации на дату платежа следующим образом:

31 декабря 2009			
	Лизинговые платежи	Расходы по процентам	Приведенная стоимость обязательств по лизингу
Менее одного года	449	139	310
От одного до пяти лет	56	18	38
	505	157	348
31 декабря 2008			
	Лизинговые платежи	Расходы по процентам	Приведенная стоимость обязательств по лизингу
Менее одного года	2 887	881	2 006
От одного до пяти лет	902	275	627
	3 789	1 156	2 633

16 ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ

Активы и обязательства по отложенным налогам включают следующее:

	1 января 2009	(Расходы)/доходы, отнесенные на счет прибылей и убытков	(Расходы)/ доходы, отнесенные непосредствен- но 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)	
	(41 735)	(7 640)	(13)	(49 388)	
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	
	17 153	1 730	-	18 883	
Чистые обязательства по отложенным налогам	(24 582)	(5 910)	(13)	(30 505)	
	1 января 2008	Поступления при присоединении компаний под общим контролем	Доходы/ (расходы), отнесенные на счет прибылей и убытков	(Расходы)/ доходы, отнесенные непосредственно на прочий совокупный доход	31 декабря 2008
Отложенные налоговые обязательства:					
Текущая стоимость основных средств сверх налогооблагаемой базы	(44 790)	(2 335)	5 574	-	(41 551)
Прочие обязательства	(133)	(166)	144	(29)	(184)
	(44 923)	(2 501)	5 718	(29)	(41 735)
Активы по отложенным налогам:					
Резервы по запасам, дебиторской задолженности и начисленным расходам	261	56	581	-	898
Налоговые убытки	-	-	1 882	-	1 882
Резервы на покрытие затрат по демонтажу и других затрат	15 271	109	(1 007)	-	14 373
	15 532	165	1 456	-	17 153
Чистые обязательства по отложенным налогам	(29 391)	(2 336)	7 174	(29)	(24 582)

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 2009 года и 31 декабря 2008 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 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Прибыль до налогообложения	156 175	94 502
Налог на прибыль, рассчитанный по нормативной ставке 20% (24% в 2008 году)	31 235	22 681
Увеличение		
Расходы, не уменьшающие налогооблагаемую прибыль	3 124	4 191
Изменение нормативной ставки по налогу на прибыль до 20% действующей с 1 января 2009 года	-	(4 895)
Фактический расход по налогу на прибыль	34 359	21 977

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

Вышепредставленный эффект от изменения активов и обязательств по отложенному налогу представляет собой эффект снижения ставки налога на прибыль до 20%.

Группа не признает отложенное налоговое обязательство в отношении налогооблагаемых временных разниц в сумме 581 173 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года (на 31 декабря 2008 года – 377 237 млн. рублей), связанных с финансовыми вложениями в дочерние общества, так как Компания может влиять на срок погашения данного обязательства и не считает, что оно будет погашено в обозримом будущем.

Ожидается, что отложенные налоговые активы, которые будут использованы в течение 12 месяцев после 31 декабря 2009 года и после 31 декабря 2008 года, составят 2 874 млн. рублей и 4 059 млн. рублей, соответственно. Отложенные налоговые обязательства, ожидаемые к списанию в течение 12 месяцев после 31 декабря 2009 года и после 31 декабря 2008 года, составят 5 192 млн. рублей и 5 150 млн. рублей, соответственно.

17 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Резерв на демонтаж основных средств	80 535	69 233
Пенсионные обязательства	6 247	5 772
	86 782	75 005

Резерв на демонтаж основных средств

Резерв создан под ожидаемые затраты, связанные с демонтажем частей существующей сети трубопроводов на основе средних текущих затрат на демонтаж 1 км линейной части нефтепровода и нефтепродуктопровода в соответствии с перспективной программой замены участков нефте- и нефтепродуктопровода. Расчет резерва произведен исходя из предположения, что на протяжении периода полезного использования нефтепровода и нефтепродуктопровода ежегодно будет производиться демонтаж одинакового количества километров. Стоимость демонтажа включена в стоимость основных средств и амортизируются в течение срока полезной службы трубопровода.

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 8,49% годовых (по состоянию на 31 декабря 2008 года – 10,08% годовых).

	2009	2008
На 1 января	69 233	58 708
Резерв на поступление новых основных средств	855	782
Изменения в оценках, относимые на основные средства	4 090	5 695
Использование резерва	(611)	(2 085)
Процентный расход	6 968	5 686
Поступление при присоединении компаний под общим контролем	-	447
На 31 декабря	80 535	69 233

Пенсионные обязательства

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

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

	2009	2008
На 1 января	5 772	4 607
Процентный расход	585	322
Текущие расходы по пенсионному плану	191	271
Актуарная (прибыль) / убыток	(506)	925
Стоимость прошлых услуг	737	-
Пенсии выплаченные	(532)	(353)
На 31 декабря	6 247	5 772

Текущие расходы по пенсионному плану, стоимость прошлых услуг и актуарная (прибыль) / убыток в размере 422 млн. рублей и 1 196 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2009 года и 2008 года соответственно, включены в состав расходов на оплату труда в консолидированном отчете о совокупном доходе.

17 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ (продолжение)

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

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Дисконтированная стоимость обязательств (не обеспеченных фондами)	6 247	5 772
Обязательства	6 247	5 772
Неотраженная стоимость прошлых услуг	-	-

Основные использованные актуарные допущения (средневзвешенные показатели):

	на 31 декабря 2009	на 31 декабря 2008
Средняя номинальная ставка дисконтирования	8,80%	9,67%
Будущее повышение заработной платы (номинальное)	7,00%	9,50%
Ожидаемая будущая инфляция	6,0%	6,0%

18 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Торговая кредиторская задолженность	17 690	14 057
Прочая кредиторская задолженность	3 542	1 558
Итого финансовая кредиторская задолженность	21 232	15 615
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефти и нефтепродуктов	24 295	17 584
Начисления	12 977	7 769
НДС к уплате	4 087	4 910
Прочие налоги к уплате	1 364	755
Итого кредиторская задолженность	63 955	46 633

Расшифровка кредиторской задолженности по видам валют представлена в таблице ниже:

	Рубль РФ	Доллар США	Евро	Другие валюты	Итого
31 декабря 2009					
кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	17 634	-	53	3	17 690
прочая кредиторская задолженность	2 735	309	498	-	3 542
	20 369	309	551	3	21 232
31 декабря 2008					
кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	13 984	25	-	48	14 057
прочая кредиторская задолженность	1 313	216	-	29	1 558
	15 297	241	-	77	15 615

19 ВЫРУЧКА

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Выручка от реализации услуг по транспортировке нефти:		
На внутреннем рынке	131 221	106 617
На экспорт	172 887	137 370
Итого выручка от реализации услуг по транспортировке нефти	304 108	243 987
Выручка от транспортировки нефтепродуктов	24 221	17 101
Выручка от реализации нефти	3 512	2 142
Выручка от продажи нефтепродуктов	1 834	3 494
Выручка по строительным договорам	6 127	-
Выручка от компаундирования нефти	3 972	3 062
Прочая выручка	7 277	5 192
	351 051	274 977

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

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

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

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

Группа Транснефтепродукт получает выручку от реализации услуг по транспортировке нефтепродуктов, которая формируется, исходя из тарифов, рассчитываемых в пределах тарифных ограничений, установленных Федеральной службой по тарифам. Тариф устанавливается с условием, что суммарные затраты грузоотправителей при транспортировке нефтепродуктов с использованием нефтепродуктопроводов не должны превышать затраты в случае перевозки нефтепродуктов только железнодорожным транспортом или смешанным способом (трубопроводный транспорт и железная дорога) по аналогичным маршрутам.

Тарифы на услуги по транспортировке нефтепродуктов по территории Российской Федерации установлены в российских рублях на 1 тонну и уплачиваются в российских рублях, за транспортировку по территории Республики Беларусь и Украины – в долларах США на 1 тонну, по территории Республики Казахстан – в казахских тенге на 1 тонну. Выручка за услуги по транспортировке нефтепродуктов по территории

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА
ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

19 ВЫРУЧКА (продолжение)

иностранных государств уплачивается резидентами Российской Федерации в российских рублях по курсу Центрального банка Российской Федерации на дату оплаты, резидентами Республики Беларусь, Республики Казахстан и Украины - в национальной валюте указанных государств.

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

20 ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ И ЧИСТЫЕ ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Операционные расходы		
Амортизация	46 823	34 067
Расходы на персонал:		
Затраты на оплату труда и пенсионные начисления	54 876	40 094
Единый социальный налог	6 571	6 208
Социальные расходы	3 336	3 087
Электроэнергия	27 741	22 452
Материалы	12 838	11 999
Себестоимость проданной нефти	1 654	2 274
Себестоимость проданных нефтепродуктов	1 731	3 228
Расходы на страхование	1 517	3 190
Чистое изменение резерва по сомнительной дебиторской задолженности	(399)	3 544
Чистое изменение резерва под снижение стоимости товаров для перепродажи	(168)	2 894
Чистое изменение резерва под снижение стоимости основных средств	392	492
Услуги по ремонту и поддержанию надлежащего технического состояния трубопроводной сети	7 941	6 634
Командировочные расходы	3 718	3 297
Транспортные расходы	1 815	1 839
Налоги, кроме налога на прибыль:		
Налог на имущество	2 892	1 585
Прочие налоги	112	379
Прочее	13 659	10 221
	187 049	157 484

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

В составе расходов на персонал по статье «Единый социальный налог» отражены расходы Группы, связанные с отчислениями в Пенсионный фонд РФ по пенсионному плану с установленными взносами, величина которых за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, составила 4 589 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2008 года - 3 972 млн. рублей).

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА
ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

20 ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ И ЧИСТЫЕ ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ (продолжение)

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 2009 года, - 5 217 млн. рублей (за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, - 3 248 млн. рублей).

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

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Излишки нефти	8 569	9 728
Убыток от выбытия основных средств	(391)	(940)
Расходы на благотворительность	(3 164)	(1 004)
Штрафы и пени полученные	580	1 029
Прибыль от выбытия финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	-	425
	5 594	9 238

21 НАЧИСЛЕННЫЕ ПРОЦЕНТЫ И ПРОЦЕНТЫ К ПОЛУЧЕНИЮ

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Процентный доход от денежных средств и их эквивалентов	7 915	1 982
Процентный доход от прочих финансовых активов	823	18
Прочие процентные доходы	11	128
Итого проценты к получению	8 749	2 128
За вычетом процентов к получению от временного размещения свободных заемных денежных средств	(6 218)	-
Итого проценты к получению, признанные в отчете о совокупном доходе	2 531	2 218

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Процентные расходы по кредитам и займам	30 029	16 118
Процентные расходы по резерву на демонтаж основных средств	6 968	5 686
Процентные расходы по лизингу	1 185	2 160
Прочие процентные расходы	620	559
Итого начисленные проценты	38 802	24 523
За вычетом капитализированных затрат по кредитам и займам	(21 764)	(14 373)
Итого начисленные проценты, признанные в отчете о совокупном доходе	17 038	10 150

22 ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОБЩЕСТВА

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

	Вид деятельности	Страна учреждения	Доля (%) участия по состоянию на 31 декабря 2009
Дочерние и зависимые общества, входящие в сегмент «транспортировка нефти»			
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 «Транссибнефть»	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
ОАО «Связьтранснефть»	обеспечение технологической связью объектов магистральных нефтепроводов	Россия	100,0
ОАО ЦТД «Диаскан»	диагностика магистральных нефтепроводов	Россия	100,0
ОАО «Волжский подводник»	диагностика, ремонт подводных переходов	Россия	100,0
ЗАО «Центр МО»	метеорологическое обеспечение транспорта нефти	Россия	100,0
ООО «Спецморнефтепорт Приморск»	осуществление погрузочно-разгрузочной деятельности в порту	Россия	100,0
ООО «ТрансПресс»	издательская деятельность	Россия	100,0
ООО «ЦУП ВСТО»	осуществление функций заказчика-застройщика проекта «ВСТО»	Россия	100,0
ООО «Транснефть Финанс»	оказание услуг по ведению бухгалтерского, налогового и управленческого учета	Россия	100,0
ООО «Спецморнефтепорт Козьмино»	перевалка нефти и нефтепродуктов	Россия	100,0
ООО «ТранснефтьЭнерго»	передача и распределение электроэнергии	Россия	100,0
ООО «Транснефть-Сервис»	оказание услуг в порту	Россия	100,0
ООО «Транснефть-Терминал»	организация перевалки нефти и нефтепродуктов	Россия	75,0
ОАО «Энерготерминал»	организация транспортировки грузов	Россия	50,04

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА
ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

22 **ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)**

	Вид деятельности	Страна учреждения	Доля (%) участия по состоянию на 31 декабря 2009
Дочерние и зависимые общества, входящие в сегмент «транспортировка нефти»			
ООО «ДСД»	осуществление функций заказчика-застройщика	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
ОАО «Страховая компания «Транснефть»	страховые услуги	Россия	100,0
ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС»	оптовая торговля электрической и тепловой энергией	Россия	25,0
ООО «ТК-БА»	проектирование, строительство нефтепровода «Бургас-Александруполис»	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
Дочерние и зависимые общества, входящие в сегмент «транспортировка нефтепродуктов»			
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 «Рязаньтранснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	100,0
ОАО «Северо-Кавказский транснефтепродукт»	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

22 ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

	Вид деятельности	Страна учреждения	Доля (%) участия по состоянию на 31 декабря 2009
Дочерние и зависимые общества, входящие в сегмент «транспортировка нефтепродуктов»			
ООО «Балттранснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	100,0
ОАО «Уралтранснефтепродукт»	транспортировка нефтепродуктов	Россия	86,2
ОАО «АК «Транснефтепродукт»	организация транспортировки нефтепродуктов	Россия	100,0
ООО ЧОП «Спецтранснефтепродукт»	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 2009 года Группа выступала одной из сторон в нескольких судебных разбирательствах, возникших в ходе обычной хозяйственной деятельности. По мнению руководства Группы, по состоянию на 31 декабря 2009 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 2009 года в составе налога на добавленную стоимость по приобретенным ценностям учитывается НДС, предъявленный дочерними обществами Компании за август 2007 года в сумме 696 млн рублей, в возмещении которого было отказано постановлением Федерального арбитражного суда Московского округа (далее – ФАС МО) от 12.05.2009 № КА-А40/459-09. В связи с истечением срока для пересмотра постановления ФАС МО в порядке надзора, в настоящее время Компания оценивает возможность обращения с заявлением в Высший арбитражный суд РФ с целью пересмотра дела по вновь открывшимся обстоятельствам.

24 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ОСНОВНОМУ УПРАВЛЕНЧЕСКОМУ ПЕРСОНАЛУ

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

24 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ОСНОВНОМУ УПРАВЛЕНЧЕСКОМУ ПЕРСОНАЛУ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2009 года в доверительном управлении Компании находятся принадлежащие Российской Федерации 100% акций компании «КТК Инвестментс Компани», 100% акций компании «КТК Компани», 31% обыкновенных акций ЗАО «КТК-Р» и 31% обыкновенных акций АО «КТК-К». На 31 декабря 2008 года в доверительном управлении Компании находились 24% пакета акций Каспийского Трубопроводного Консорциума-Р и 24% пакета акций Каспийского Трубопроводного Консорциума -К, принадлежащего Российской Федерации. 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:

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Выручка от транспортировки нефти	88 916	69 711
Выручка от транспортировки нефтепродуктов	7 216	6 020
Расходы на электроэнергию	(1 011)	(1 420)
Расходы на выплату процентов	(9 494)	(9 717)

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Дебиторская задолженность и предоплата	510	770
Денежные средства	202 692	29 083
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефти	7 111	5 127
Авансы, полученные за услуги по транспортировке нефтепродуктов	1 303	1 044
Краткосрочные и долгосрочные займы	1	118 111

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.

В отчетном периоде при первичном размещении неконвертируемых процентных документарных облигаций на предъявителя серии 01, 02 и 03 контролируемые государством организациями были приобретены облигации общей номинальной стоимостью 134 900 млн. рублей.

В отчетном периоде Группой были осуществлены операции по приобретению электроэнергии у зависимой компании ОАО «Русэнергоресурс» на сумму 26 422 млн. рублей. Дебиторская задолженность (включая авансы выданные) на 31 декабря 2009 года составила 1 065 млн. рублей, кредиторская задолженность на 31 декабря 2009 года составила 164 млн. рублей.

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.

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО ЗА
ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

24 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ОСНОВНОМУ УПРАВЛЕНЧЕСКОМУ ПЕРСОНАЛУ (продолжение)

Вознаграждение членам Совета директоров утверждаются Общим годовым собранием акционеров.

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Заработная плата и премии	761	277
Выплаты, связанные с увольнениями	16	9
Прочие	25	10
	802	296

Займы, выданные основному управленческому персоналу, составили:

	2009	2008
на 1 января	59	-
Выдано	41	68
Погашено	71	9
на 31 декабря	29	59
срок погашения менее года	13	59
срок погашения более года	16	-

В соответствии с требованиями Российского законодательства, Группа осуществляет отчисления в Пенсионный фонд РФ по пенсионному плану с установленными взносами с выплат за всех работников, включая основной управленческий персонал. Основной управленческий персонал также является участником программ негосударственного обеспечения: негосударственного обеспечения НПФ «Транснефть», а также единовременных выплат при выходе на пенсию. Сумма взносов в Негосударственный пенсионный фонд Транснефть в пользу основного управленческого персонала составила за 2009 год – 23 млн. рублей, за 2008 год - 15 млн. рублей.

25 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

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

	Займы и дебиторская задолженность	Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи
Активы на дату отчетности		
31 декабря 2009		
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 12)	283 658	-
Финансовые активы, 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	-
	325 948	419
31 декабря 2008		
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 12)	60 565	-
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи (см. Примечание 7)	-	962
Прочие финансовые активы	1 505	-
Дебиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 11)	7 303	-
	69 373	962
	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Обязательства на дату отчетности		
Кредиторская задолженность (торговая и прочая) (см. Примечание 18)	21 232	15 615
Кредиты и займы, обязательства по лизингу (см. Примечание 15)	553 288	255 737
	574 520	271 352

25 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ (продолжение)

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 2007-2009 годах (см. Примечание 15) и пересчета остатка денежных средств, номинированных в долларах США и Евро. Активы и обязательства, выраженные в украинских гривнах и белорусских рублях, принадлежащие Группе, приводящие к возникновению потенциального валютного риска, незначительны.

На 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 (за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, если бы доллар США укрепился/ослаб на 20% по отношению к российскому рублю при прочих равных условиях, прибыль после вычета налогов и капитал снизились/ возросли бы на 20 752 млн. рублей), в основном, в результате потерь/(доходов) от конвертации займов и пересчета остатка денежных средств, номинированных в долларах США, в рубли.

На 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 (за год, закончившийся 31 декабря 2008 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 5 802 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.

25 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ (продолжение)

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 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.

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

Кредитный риск управляется на уровне Группы. В связи с тем, что для 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.

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

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

Риск ликвидности

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

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

25 ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ (продолжение)

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

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	-
	574 520	901 943	67 562	42 799	182 657	608 925

31 декабря 2008:

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

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 2009 года и 2008 года. Справедливая стоимость кредитов, займов, а также обязательств по финансовой аренде 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 (зadolженность по долгосрочным и краткосрочным кредитам и займам, кредиторская задолженность). С целью сохранения или изменения структуры капитала Группа может: варьировать сумму выплачиваемых дивидендов, выпускать новые акции, привлекать новые или погашать существующие кредиты и займы.

В рамках управления капиталом с целью сохранения основных параметров долговой нагрузки в оптимальных пределах руководство Группы отслеживает основные финансовые показатели, такие как отношение Общий долг/ЕБИТДА, отношение Общий долг/Капитал, отношение Средства от операционной деятельности/Общий долг, что позволяет Группе поддерживать свой кредитный рейтинг на высоком уровне, не ниже 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 показателем, 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.

Корректирующие статьи также включают операции между сегментами, наиболее существенными из которых являются: выдача займа, номинированного в долларах США и выданного в российских рублях, остаток задолженности по которому на 31 декабря 2009 года составил 14 215 млн. рублей, начисление процентов по займу в сумме 848 млн. рублей, связанные с ними курсовые разницы в сумме 1 267 млн. рублей; (на 31 декабря 2008 года межсегментные займы отсутствовали).

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

	Услуги по транспор- тировке нефти	Услуги по транспор- тировке нефтепро- дуктов	Корректирую- щие статьи	Итого по МСФО
Выручка от продаж внешним покупателям	315 105	25 261	10 685	351 051
Операционные расходы	(167 343)	(16 544)	(3 162)	(187 049)
Износ и амортизация	(43 683)	(2 671)	(469)	(46 823)
Процентный доход	7 020	470	(4 959)	2 531
Расходы по уплате процентов	(13 900)	(2 355)	(783)	(17 038)
Доля в прибыли / (убытке) зависимых компаний	1 896	15	(958)	953
Прибыль до налогообложения	146 220	6 455	3 500	156 175
Расходы по налогу на прибыль	(35 492)	(1 650)	2 783	(34 359)
Прибыль за отчетный период	110 728	4 805	6 283	121 816
Инвестиции в зависимые компании	4 060	36	(1 945)	2 151
Итого активы сегментов	1 431 407	57 839	(69 499)	1 419 747
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
Итого обязательства сегментов	638 797	20 201	79 353	738 351
Прочие статьи сегментов				
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 2009 ГОДА
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)

Ниже представлена сегментная информация за год, закончившийся 31 декабря 2008 года:

	Услуги по транспор- тировке нефти	Услуги по транспор- тировке нефтепро- дуктов	Корректирую- щие статьи	Итого по МСФО
Выручка от продаж внешним покупателям	247 314	16 909	10 754	274 977
Операционные расходы	(122 372)	(11 602)	(23 510)	(157 484)
Износ и амортизация	(23 625)	(2 159)	(8 382)	(34 067)
Процентный доход	2 029	83	16	2 128
Расходы по уплате процентов	(18)	(1 895)	(8 237)	(10 150)
Доля в прибыли / (убытке) зависимых компаний	764	20	(853)	(69)
Прибыль / (убыток) до налогообложения	110 422	121	(16 041)	94 502
Доходы / (расходы) по налогу на прибыль	(30 470)	(133)	8 626	(21 977)
Прибыль / (убыток) за отчетный период	79 952	(12)	(7 415)	72 525
Инвестиции в зависимые компании	482	43	537	1 062
Итого активы сегментов	854 459	60 973	47 697	963 129
Задолженность перед поставщиками и подрядчиками и авансы полученные	28 928	2 422	291	31 641
Долгосрочные кредиты и займы	184 610	16 766	(10 406)	190 970
Краткосрочные кредиты и займы	44 252	7 605	10 277	62 134
Итого обязательства сегментов	289 631	27 892	85 709	403 232
Прочие статьи сегментов				
Поступления по внеоборотным активам (кроме финансовых инструментов и отложенных налоговых активов)	139 418	4 628	6 125	150 171

Корректирующие статьи по активам сегмента в размере 69 449 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года и 47 697 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2008 года включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Увеличение стоимости основных средств на сумму затрат по ликвидации	54 526	51 933
Исключение эффекта переоценки и инфляционная поправка основных средств согласно требованиям МСФО 29 «Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции»	(101 880)	7 795
Переоценка технологической нефти согласно требованиям МСФО 29 «Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции» и прочие поправки	50 744	51 159
Основные средства, полученные в лизинг	4 363	7 538
Консолидация ОАО «АК «Транснефтепродукт»	(52 554)	(52 554)
Отложенные налоговые активы	(6 150)	(7 238)
Межсегментные займы	(14 215)	-
Прочие	(4 333)	(10 936)
Итого корректирующие статьи по активам сегмента	(69 499)	47 697

26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)

Корректирующие статьи по обязательствам сегмента в размере 79 353 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года и 85 709 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2008 года включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
Резерв на демонтаж основных средств	80 535	69 233
Пенсионные обязательства	6 247	5 772
Отложенные налоговые обязательства	4 215	8 971
Обязательства по финансовой аренде	348	2 633
Межсегментные займы е	(14 215)	-
Прочие	2 223	(900)
Итого корректирующие статьи по обязательствам сегмента	79 353	85 709

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

Корректирующие статьи по выручке сегмента в размере 10 685 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, и 10 754 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Восстановление доли меньшинства в соответствии с РСБУ	11 926	10 921
Межсегментные операции	(1 241)	(167)
Итого корректирующие статьи по выручке сегмента	10 685	10 754

Корректирующие статьи по расходам сегмента в размере 3 161 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, и 23 510 млн. рублей за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, включают следующие поправки и переклассификации, обусловленные различиями в бухгалтерском учете по РСБУ и МСФО:

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Восстановление доли меньшинства в соответствии с РСБУ	10 685	7 896
Переклассификация прочих доходов и расходов	2 781	6 001
Резерв на демонтаж основных средств	2 165	2 075
Исключение эффекта переоценки и инфляционная поправка основных средств согласно требованиям МСФО 29 «Финансовая отчетность в условиях гиперинфляции»	(7 347)	4 478
Межсегментные операции	(1 241)	(167)
Резерв по сомнительным долгам	(512)	3 472
Прочие	(3 370)	(245)
Итого корректирующие статьи по расходам сегмента	3 161	23 510

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.

26 ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)

Информация о распределении выручки по стране происхождения покупателей:

	Год, закончившийся 31 декабря 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Российская Федерация	330 433	262 028
Прочие страны	20 618	12 949
	351 051	274 977

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 2009	Год, закончившийся 31 декабря 2008
Компании, контролируемые государством	96 132	75 731
ОАО «Лукойл»	50 440	42 045
ОАО «Сургутнефтегаз»	50 058	43 072
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»	46 066	35 838
	242 696	196 687

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

27 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

В мае 2010 года была определена ставка второго купона по неконвертируемым процентным документарным облигациям на предъявителя серии 01. Процентная ставка по второму купону составляет 9,75% годовых.