

ОАО «ГАЗПРОМ»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ,
ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С
МЕЖДУНАРОДНЫМИ СТАНДАРТАМИ
ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (МСФО)**

31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров открытого акционерного общества «Газпром»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ОАО «Газпром» и его дочерних обществ (далее – Группа), которая включает консолидированные бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2010 г., консолидированный отчет о совокупном доходе, консолидированный отчет о движении денежных средств и консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату, а так же существенные положения учетной политики и прочие примечания к финансовой отчетности.

Ответственность руководства за составление консолидированной финансовой отчетности

Руководство Группы несет ответственность за составление и объективное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности и за систему внутреннего контроля, необходимую для составления консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

Ответственность аудитора

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о представленной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы проводили аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Согласно этим стандартам мы должны следовать этическим нормам и планировать и проводить аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений.

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 объективным представлением консолидированной финансовой отчетности компании с тем, чтобы разработать аудиторские процедуры, необходимые в данных обстоятельствах, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Кроме того, аудит включает оценку уместности используемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими и дают нам основания для выражения мнения аудитора.

Мнение аудитора

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах объективно отражает финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2010 г., а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Не делая оговорок к выраженному выше мнению, обращаем внимание на Примечания 24 и 41 к консолидированной финансовой отчетности. Правительству Российской Федерации принадлежит контрольный пакет акций ОАО «Газпром», и государственная экономическая и социальная политика оказывает влияние на финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Группы.

ZAO PricewaterhouseCoopers Audit

28 апреля 2011 г.

Москва, Российская Федерация

ОАО «ГАЗПРОМ»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС ПО МСФО НА 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
 (в миллионах российских рублей)

Прим.		31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
	Активы		
	Оборотные активы		
8	Денежные средства и их эквиваленты	440 786	249 759
8	Денежные средства с ограничением к использованию	3 669	4 872
9	Краткосрочные финансовые активы	7 435	52 137
10	Дебиторская задолженность и предоплата	757 900	846 725
11	Товарно-материальные запасы	325 739	286 719
	НДС к возмещению	158 390	139 718
	Прочие оборотные активы	<u>171 976</u>	<u>107 044</u>
		1 865 895	1 686 974
	Внеоборотные активы		
12	Основные средства	5 486 429	4 899 223
13	Инвестиции в ассоциированные и совместно контролируемые компании	757 157	794 705
14	Долгосрочная дебиторская задолженность и предоплата	436 432	413 309
15	Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	191 417	106 658
16	Прочие внеоборотные активы	<u>498 663</u>	<u>467 659</u>
		<u>7 370 098</u>	<u>6 681 554</u>
	Итого активы	9 235 993	8 368 528
	Обязательства и капитал		
	Краткосрочные обязательства		
17	Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	702 640	502 075
	Задолженность по текущему налогу на прибыль	45 649	37 267
18	Задолженность по расчетам с бюджетом и внебюджетными фондами	71 920	71 934
19	Краткосрочные заемные средства и текущая часть обязательств по долгосрочным займам	190 845	424 855
19	Краткосрочные векселя к уплате	<u>207</u>	<u>11 761</u>
		1 011 261	1 047 892
	Долгосрочные обязательства		
20	Долгосрочные займы	1 124 395	1 184 457
20	Долгосрочные векселя к уплате	-	4 592
23	Резервы предстоящих расходов и платежей	200 040	143 591
21	Отложенное обязательство по налогу на прибыль	333 143	321 524
	Прочие долгосрочные обязательства	<u>30 793</u>	<u>17 151</u>
		<u>1 688 371</u>	<u>1 671 315</u>
	Итого обязательства	2 699 632	2 719 207
	Капитал		
24	Уставный капитал	325 194	325 194
24	Выкупленные собственные акции	(103 986)	(104 204)
24	Нераспределенная прибыль и прочие резервы	<u>6 028 543</u>	<u>5 105 525</u>
		6 249 751	5 326 515
32	Доля меньшинства	<u>286 610</u>	<u>322 806</u>
	Итого капитал	<u>6 536 361</u>	<u>5 649 321</u>
	Итого обязательства и капитал	9 235 993	8 368 528


 А.Б. Миллер
 Председатель Правления
 28 апреля 2011 г.


 Е.А. Васильева
 Главный бухгалтер
 28 апреля 2011 г.

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «Газпром»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ ПО МСФО
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

Прим.		За год, закончившийся 31 декабря	
		2010 г.	2009 г.
25	Выручка от продаж	3 597 054	2 991 001
5	Чистый доход по торговым операциям без фактической поставки	6 256	4 171
26	Операционные расходы	(2 440 777)	(2 092 832)
	Резерв под обесценение активов и прочие резервы	<u>(48 711)</u>	<u>(45 428)</u>
	Прибыль от продаж	1 113 822	856 912
34	Приобретение доли меньшинства в ОАО «Газпром нефть»	-	13 865
40	Прибыль от выбытия доли в ОАО «НОВАТЭК»	77 375	-
38	Прибыль от сделки по обмену активами	-	105 470
27	Доходы от финансирования	171 841	375 799
27	Расходы по финансированию	(169 147)	(441 487)
13	Доля чистой прибыли ассоциированных и совместно контролируемых компаний	76 520	62 557
	Прибыль от выбытия финансовых активов, имеющих в наличии для продажи	<u>3 292</u>	<u>6 319</u>
	Прибыль до налогообложения	1 273 703	979 435
	Текущий налог на прибыль	(249 387)	(182 255)
	Отложенный расход по налогу на прибыль	<u>(26 323)</u>	<u>(3 387)</u>
21	Налог на прибыль	(275 710)	(185 642)
	Прибыль за год	997 993	793 793
	Прочий совокупный доход		
	Прибыль от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, за вычетом налога	18 904	32 193
	Доля прочего совокупного дохода ассоциированных и совместно контролируемых компаний	4 100	7 098
	Курсовые разницы	(9 407)	1 704
	Переоценка доли участия	-	9 911
	Прочий совокупный доход за год, за вычетом налога	13 597	50 906
	Совокупный доход за год	1 011 590	844 699
	Прибыль за год, относящаяся к:		
	акционерам ОАО «Газпром»	968 557	779 585
32	доле меньшинства	<u>29 436</u>	<u>14 208</u>
		997 993	793 793
	Совокупный доход за год, относящийся к:		
	акционерам ОАО «Газпром»	981 280	835 182
	доле меньшинства	<u>30 310</u>	<u>9 517</u>
		1 011 590	844 699
29	Базовая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром» (в рублях)	42,20	33,18



А.Б. Миллер
Председатель Правления
28 апреля 2011 г.



Е.А. Васильева
Главный бухгалтер
28 апреля 2011 г.

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ГАЗПРОМ»
 КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ПО МСФО
 ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
 (в миллионах российских рублей)

Прим.		За год, закончившийся	
		31 декабря 2010 г.	2009 г.
	Операционная деятельность		
30	Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	1 460 116	897 154
	Инвестиционная деятельность		
12	Капитальные вложения	(1 042 642)	(795 640)
	Чистое изменение займов выданных	(9 113)	(15 131)
	Полученные проценты	13 233	32 036
12	Капитализированные и уплаченные проценты	(62 392)	(45 516)
	Приобретение дочерних обществ за минусом денежных средств в приобретенных обществах	(73 696)	(74 100)
39	Уменьшение денежных средств и их эквивалентов, вызванное изменением порядка отражения показателей дочерних банков Группы	(32 504)	-
34	Приобретение доли меньшинства в ОАО «Газпром нефть»	-	(138 527)
13	Вложения в ассоциированные и совместно контролируемые компании	(32 817)	(37 148)
36	Поступление от выбытия долей в дочерних обществах	34 540	2 904
40	Денежные поступления от выбытия доли в ОАО «НОВАТЭК»	57 462	-
13	Поступления от ассоциированных и совместно контролируемых компаний	93 894	77 611
	Чистое изменение долгосрочных финансовых активов, имеющих в наличии для продажи	317	2 034
	Изменение прочих долгосрочных финансовых активов	3 411	(1 634)
	Чистые денежные средства, использованные для инвестиционной деятельности	(1 050 307)	(993 111)
	Финансовая деятельность		
20	Поступления по долгосрочным займам	223 753	572 828
20	Погашение долгосрочных займов (включая текущую часть обязательств по долгосрочным займам)	(316 042)	(408 252)
	Чистое погашение от выпуска векселей	(812)	(3 122)
19	Чистое погашение краткосрочных заемных средств	(30 294)	(87 611)
24	Уплаченные дивиденды	(55 106)	(16 733)
	Уплаченные проценты	(33 428)	(58 794)
24	Продажа (приобретение) собственных акций	218	(58)
8	Изменение в остатках денежных средств с ограничением к использованию	(673)	(1 125)
	Чистые денежные средства, направленные на финансовую деятельность	(212 384)	(2 867)
	Влияние изменения обменного курса на денежные средства и их эквиваленты	(6 398)	4 750
	Увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	191 027	(94 074)
	Денежные средства и их эквиваленты на начало года	249 759	343 833
	Денежные средства и их эквиваленты на конец года	440 786	249 759

А.Б. Миллер
 Председатель Правления
 22 апреля 2011 г.

Е.А. Васильева
 Главный бухгалтер
 22 апреля 2011 г.

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ГАЗПРОМ»
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ ПО МСФО
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

Прим.	Относящиеся к акционерам ОАО «Газпром»							
	Количество размещенных акций (млрд. штук)	Уставный капитал	Выкупленные собственные акции	Нераспределенная прибыль и прочие резервы	Итого	Доля меньшинства	Итого по капиталу	
	Сальдо на 31 декабря 2008 г.	23,6	325 194	(597)	4 280 518	4 605 115	307 984	4 913 099
	Прибыль за год		-	-	779 585	779 585	14 208	793 793
	Прочий совокупный доход:							
	Прибыль от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, за вычетом налога		-	-	32 088	32 088	105	32 193
	Доля прочего совокупного дохода ассоциированных и совместно контролируемых компаний		-	-	7 098	7 098	-	7 098
24	Курсовые разницы		-	-	6 500	6 500	(4 796)	1 704
	Переоценка доли участия		-	-	9 911	9 911	-	9 911
	Совокупный доход за год, закончившийся 31 декабря 2009 г.		-	-	835 182	835 182	9 517	844 699
24	Возврат активов социальной сферы на баланс государственных органов		-	-	(1 647)	(1 647)	-	(1 647)
34	Приобретение доли меньшинства в ОАО «Газпром нефть»		-	-	-	-	(152 392)	(152 392)
32	Доля меньшинства в приобретенных дочерних организациях		-	-	-	-	159 139	159 139
24	Чистый результат по операциям с собственными акциями	(0,7)	-	(103 607)	-	(103 607)	-	(103 607)
24	Дивиденды		-	-	(8 528)	(8 528)	(1 442)	(9 970)
	Сальдо на 31 декабря 2009 г.	22,9	325 194	(104 204)	5 105 525	5 326 515	322 806	5 649 321
	Прибыль за год		-	-	968 557	968 557	29 436	997 993
	Прочий совокупный доход:							
	Прибыль от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, за вычетом налога		-	-	18 904	18 904	-	18 904
	Доля прочего совокупного дохода ассоциированных и совместно контролируемых компаний		-	-	4 100	4 100	-	4 100
24	Курсовые разницы		-	-	(10 281)	(10 281)	874	(9 407)
	Совокупный доход за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.		-	-	981 280	981 280	30 310	1 011 590
32	Выбытие дочерних обществ		-	-	-	-	(44 701)	(44 701)
32	Изменение доли меньшинства в дочерних организациях		-	-	(2 499)	(2 499)	(20 695)	(23 194)
	Возврат активов социальной сферы на баланс государственных органов		-	-	(756)	(756)	-	(756)
24	Чистый результат по операциям с собственными акциями	0,1	-	218	-	218	-	218
24	Дивиденды		-	-	(55 007)	(55 007)	(1 110)	(56 117)
	Сальдо на 31 декабря 2010 г.	23,0	325 194	(103 986)	6 028 543	6 249 751	286 610	6 536 361


 А.Б. Миллер
 Председатель Правления
 28 апреля 2011 г.


 Е.А. Васильева
 Главный бухгалтер
 28 апреля 2011 г.

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

ОАО «Газпром» и его дочерние общества (далее – Группа) располагают одной из крупнейших в мире систем газопроводов и обеспечивают большую часть добычи природного газа и его транспортировку по трубопроводам высокого давления в Российской Федерации. Группа является также крупным поставщиком природного газа в европейские страны. Группа осуществляет добычу нефти, производство нефтепродуктов и выработку электрической и тепловой энергии.

Группа непосредственно осуществляет следующие виды хозяйственной деятельности:

- Разведка и добыча газа;
- Транспортировка газа;
- Продажа газа в Российской Федерации и за ее пределами;
- Хранение газа;
- Добыча нефти и газового конденсата;
- Переработка нефти, газового конденсата и прочих углеводородов и продажа продуктов переработки;
- Производство и продажа электрической и тепловой энергии.

Прочие виды финансово-хозяйственной деятельности включают в себя, в основном, производство прочих товаров, работ, услуг.

Среднесписочная численность работников за 2010 и 2009 гг. составила 393 тыс. и 386 тыс. человек соответственно.

2 УСЛОВИЯ ВЕДЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Хотя в экономической ситуации наметились тенденции к улучшению, экономике Российской Федерации по-прежнему присущи определенные черты развивающегося рынка, в частности, неконвертируемость российского рубля в большинстве стран, валютное регулирование, а также сравнительно высокая инфляция. Существующее российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям.

Экономическая перспектива Российской Федерации во многом зависит от эффективности экономических мер, финансовых механизмов и денежной политики, предпринимаемых Правительством, а также развития фискальной, правовой и политической систем.

3 ОСНОВА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, включая все принятые и действующие в отчетном периоде Международные стандарты финансовой отчетности и интерпретации Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности (МСФО), и полностью им соответствует.

Консолидированная финансовая отчетность Группы была подготовлена исходя из принципа оценки по фактическим затратам, за исключением определенных финансовых инструментов, указанных в Примечании 5. Далее приводятся основные положения учетной политики, которые были использованы при подготовке консолидированной финансовой отчетности. Данные положения учетной политики последовательно применялись по отношению ко всем представленным в консолидированной финансовой отчетности периодам, за исключением специально оговоренных случаев.

4 ПЕРИМЕТР КОНСОЛИДАЦИИ

Как описано в Примечании 5, консолидированная финансовая отчетность Группы отражает результаты деятельности дочерних компаний, доли участия в ассоциированных компаниях и совместной деятельности. Существенные изменения в структуре Группы, произошедшие в 2010 и 2009 гг. приводятся ниже.

В сентябре 2009 г. Группа приобрела 51% долю в уставном капитале ООО «СеверЭнергия» и установила контроль над деятельностью ООО «СеверЭнергия». В ноябре 2010 г. Группа продала долю в размере 51% уставного капитала ООО «СеверЭнергия» совместно контролируемой компании ООО «Ямал развитие», созданному на паритетных началах Группой (ОАО «Газпром нефть») и ОАО «НОВАТЭК» (см. Примечание 36).

4 ПЕРИМЕТР КОНСОЛИДАЦИИ (продолжение)

В августе 2010 г. была завершена процедура реорганизации в форме присоединения ЗАО «Газэнергопромбанк» к ОАО «АБ «Россия». В результате реорганизации Группа получила неконтрольный пакет акций ОАО «АБ «Россия» (см. Примечание 39).

В период с апреля по июнь 2009 г. Группа приобрела 54,71% голосующих акций «Сибирь Энерджи плс». В результате данного приобретения Группа получила контроль над «Сибирь Энерджи плс». В мае 2010 г. Группа приобрела дополнительные 25,66% обыкновенных акций «Сибирь Энерджи плс». В июле 2010 г. Группа реализовала 3,02% обыкновенных акций «Сибирь Энерджи плс» компании ОАО «Центральная топливная компания», принадлежащей Правительству г. Москва. В результате данных сделок доля Группы в «Сибирь Энерджи плс» составила 77,35% (см. Примечание 35).

В декабре 2009 г. Группа завершила серию сделок, в результате которых аккумулировала 51,8% голосующих акций ОАО «ТГК-1» и установила контроль над его деятельностью (см. Примечание 37).

В феврале 2009 г. Группа приобрела 51% голосующих акций «Нефтяная индустрия Сербии» и установила контроль над деятельностью «Нефтяная индустрия Сербии» (см. Примечание 33).

5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Ниже приводятся основные принципы учетной политики Группы.

5.1 Включение дочерних, ассоциированных, совместно контролируемых компаний и совместной деятельности в консолидированную финансовую отчетность

Изменение учетной политики

Нижеследующие новые стандарты и поправки к стандартам являются обязательными для первоначального применения в отношении финансового года, начинающегося с 1 января 2010 года. МСФО (IFRS) 3 (пересмотренный) «Объединение компаний» и последующие поправки к МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность», МСФО (IAS) 28 «Учет инвестиций в ассоциированные компании» и МСФО (IAS) 31 «Инвестиции в совместные предприятия» распространяется на перспективной основе на операции по объединению бизнеса, дата приобретения которых приходится на начало (или более позднюю дату) первого годового отчетного периода, начинающегося с 1 июля 2009 года или после этой даты.

Пересмотренный стандарт МСФО (IFRS) 3 по-прежнему разрешает применять к объединению компаний метод покупки, но с рядом существенных изменений по сравнению с первоначальным вариантом стандарта. Например, все суммы вознаграждения при покупке компаний должны отражаться по справедливой стоимости на дату приобретения, при этом условное вознаграждение классифицируется как обязательство и последующая переоценка обязательства признается в отчете о совокупном доходе. Для каждой сделки существует возможность выбора относительно измерения долей участия, не обеспечивающих контроль, либо по справедливой стоимости, либо в размере пропорциональной доли компании-покупателя в чистых активах приобретенной компании. Все затраты, связанные с приобретением, относятся на расходы. Пересмотренный стандарт применялся ко всем операциям по приобретению контрольного пакета акций в 2010 году.

МСФО (IAS) 27 (пересмотренный) требует отражать эффект всех операций с долями участия, не обеспечивающими контроль, в составе капитала, если не произошло изменения в структуре контроля и если эти операции больше не приводят к возникновению гудвила, прибыли или убытков. Также в стандарте описывается порядок учета при утрате контроля. Любая оставшаяся доля участия в компании переоценивается по справедливой стоимости, а соответствующая прибыль или убыток отражаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе. МСФО (IAS) 27 (пересмотренный) не оказал существенного влияния на финансовую отчетность в отчетном периоде, так как отсутствовали операции, в результате которых доля в компании сохранялась бы после потери контроля над этой компанией, при этом имели место операции с долями, не обеспечивающими контроль.

Группа изменила учетную политику и применила ее к операциям, которые были совершены 1 января 2010 года или после этой даты. Корректировки ранее признанных в финансовой отчетности сумм не потребовались.

5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ
(продолжение)

Дочерние компании

К дочерним компаниям Группы относятся компании, финансовая и операционная политика которых определяется Группой и от деятельности которых Группа имеет возможность получать выгоды. Дочерние компании, в которых Группа владеет более 50% голосующих акций и имеет возможность осуществлять контроль, были включены в консолидированную финансовую отчетность. Также в консолидированную финансовую отчетность включены показатели деятельности дочерних компаний, в которых Группа владеет 50% и менее голосующих акций, но имеет возможность осуществлять контроль иным способом. Контроль может быть осуществлен посредством наличия большинства в Совете директоров или в аналогичных управляющих органах. Показатели компаний, в которых Группа владеет более 50% голосующих акций, но не имеет возможность осуществлять контроль, например, в связи с ограничениями, прописанными в учредительных документах, включены в консолидированную финансовую отчетность Группы в качестве ассоциированных компаний.

Консолидированная финансовая отчетность Группы отражает результаты деятельности приобретенных дочерних компаний с момента установления над ними контроля. Консолидация дочерних обществ прекращается с даты, когда Группа утрачивает контроль над этими компаниями. Все операции, сальдо, а также нерезализованная прибыль и убытки по расчетам между компаниями, входящими в Группу, исключаются. Доля меньшинства раскрывается отдельно.

При приобретении дочерних компаний используется метод приобретения, включая компании, находящиеся под общим контролем. Затраты на приобретение оцениваются на основании справедливой стоимости переданных активов, выпущенных акций и других обязательств, возникающих в момент приобретения. Затраты, связанные с приобретением, относятся на расходы по мере возникновения. Датой приобретения считается дата, на которую осуществляется объединение компаний. В случае, когда приобретение компании осуществляется поэтапно, затраты на приобретение оцениваются по состоянию на дату каждой сделки.

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 в соответствии с другими применимыми МСФО, а не путем корректировки гудвила.

Гудвил и доля меньшинства

Превышение суммы переданного возмещения, стоимости приобретенной доли меньшинства и справедливой стоимости любой имевшейся ранее в компании доли на дату приобретения над справедливой стоимостью доли Группы в идентифицируемых приобретенных чистых активах отражается как гудвил. Если фактическая стоимость приобретения меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней компании, в случае выгодной покупки разница отражается непосредственно в отчете о совокупном доходе. Гудвил оценивается на возможное снижение стоимости ежегодно, а также при наличии признаков снижения стоимости. Для целей тестирования на обесценение гудвил относится к генерирующему денежные средства активу или группе активов, эффективность использования которых должна вырасти вследствие синергетического эффекта объединения.

Доля меньшинства представляет собой часть прибыли или убытка и чистых активов дочернего общества, относящуюся к доле участия в уставном капитале, которая не принадлежит прямо или косвенно, через дочерние общества, головной компании. Группа учитывает операции, относящиеся к доле меньшинства, как операции с акционерами Группы. В соответствии с положениями МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний» покупатель признает идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства приобретаемой компании, которые соответствуют критериям признания, по их справедливой стоимости на дату покупки, и любая доля меньшинства в приобретаемой компании устанавливается в размере доли меньшинства в чистой справедливой стоимости указанных статей.

Ассоциированные, совместно контролируемые компании и совместная деятельность

К ассоциированным компаниям относятся компании, на которые Группа оказывает значительное влияние и которые не являются дочерними компаниями и не представляют собой долю участия в совместной деятельности. Под значительным влиянием понимается возможность участвовать в принятии решений по финансовой или операционной политике компании, но не контролировать

5 **КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**
(продолжение)

или совместно контролировать такую политику. Ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия. Доля Группы в прибыли и убытках ассоциированных компаний после приобретения отражается в отчете о совокупном доходе, а доля в изменении прочего совокупного дохода после приобретения признается в составе прочего совокупного дохода. Нереализованная прибыль по операциям между Группой и ассоциированными компаниями исключается в размере, соответствующем доле Группы в ассоциированных компаниях; нереализованные убытки также исключаются, кроме случаев, когда имеются признаки снижения стоимости переданного актива.

Доля Группы в каждой ассоциированной компании отражается в консолидированном бухгалтерском балансе в сумме, включающей стоимость приобретения, с учетом гудвила на дату приобретения, а также ее долю в прибылях и убытках и долю в изменениях резервов с момента приобретения, которые признаются в составе капитала. Под снижение стоимости таких инвестиций начисляется соответствующий резерв.

Признание убытков при использовании метода долевого участия прекращается с того момента, когда балансовая стоимость финансового вложения в ассоциированную компанию становится равной нулю, за исключением тех случаев, когда Группа отвечает по обязательствам ассоциированной компании или выдавала гарантии в отношении обязательств ассоциированной компании.

К совместно контролируемым компаниям относятся компании, над которыми осуществляют совместный контроль две или более стороны. Вложения в эти компании учитываются также по методу долевого участия. Совместная деятельность осуществляется на основе договорных соглашений, в которых две или более стороны осуществляют экономическую деятельность при условии совместного контроля над ней. Совместная деятельность учитывается по методу пропорциональной консолидации.

5.2 Финансовые инструменты

Финансовые инструменты, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе, включают остатки денежных средств и их эквивалентов, финансовые активы, дебиторскую задолженность, векселя, кредиторскую задолженность и заемные средства. Конкретные методы признания и оценки в консолидированной финансовой отчетности раскрываются в отдельных статьях учетной политики, относящихся к каждому инструменту.

Учет финансовых поручительств

Финансовыми поручительствами являются договоры, согласно которым поручитель обязан произвести оговоренные платежи для возмещения держателю поручительства убытка, понесенного им в связи с неосуществлением определенным заемщиком платежа в установленный в долговом финансовом инструменте срок, согласно первоначальным или измененным условиям. Финансовые поручительства первоначально признаются в учете по справедливой стоимости и в дальнейшем отражаются по наивысшей из двух величин: (1) оставшейся части стоимости, признанной первоначально и (2) наиболее вероятной оценке руководства предстоящих расходов по погашению обязательства на отчетную дату.

Раскрытие информации о справедливой стоимости

Для целей подготовки консолидированной финансовой отчетности справедливая стоимость дебиторской задолженности рассчитывается путем дисконтирования будущих потоков денежных средств с использованием текущей рыночной процентной ставки, применяемой к аналогичным займам на отчетную дату.

Для целей подготовки консолидированной финансовой отчетности справедливая стоимость финансовых обязательств и прочих финансовых инструментов (за исключением котируемых на бирже) рассчитывается путем дисконтирования будущих потоков денежных средств по договорам с использованием текущей рыночной процентной ставки, по которой Группа может производить заимствования с использованием аналогичных финансовых инструментов.

Для целей подготовки консолидированной финансовой отчетности справедливая стоимость котируемых на бирже финансовых инструментов рассчитывается на основе рыночных котировок на момент закрытия торгов на ближайшую к отчетной дату.

5 **КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**
(продолжение)

5.3 Производные финансовые инструменты

Группа при совершении торговых биржевых операций использует производные финансовые инструменты, включая договоры по форвардным операциям и договоры опционов на валюту, товары и ценные бумаги. Учетная политика Группы предполагает отражение производных финансовых инструментов в консолидированной финансовой отчетности по справедливой стоимости. Прибыли (убытки) от изменения справедливой стоимости признаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе. Справедливая стоимость производных финансовых инструментов рассчитывается на основе рыночной информации и оценочных методик, использующих преобладающие рыночные процентные ставки по подобным финансовым инструментам. Группа не имеет производных финансовых инструментов, используемых в качестве инструментов хеджирования.

В рамках обычной деятельности Группа заключает контракты на покупку и продажу газа, нефти, нефтепродуктов и прочих товаров. Большинство этих контрактов заключаются с целью осуществления поставок для обеспечения обязательств по продажам, а также для внутреннего потребления и, вследствие этого, не учитываются в соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка».

Покупка и продажа газа, нефти, нефтепродуктов и прочих товаров, которые не предполагают фактическую поставку или по которым может быть произведен нетто-расчет и которые были совершены не для целей получения и поставки активов, формирующих нефинансовые статьи, в соответствии с ожидаемыми потребностями в закупках, продажах и потреблении Группы, учитываются как производные финансовые инструменты в соответствии с МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка». Такие инструменты классифицируются как предназначенные для торговли и соответствующие прибыли и убытки отражаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе.

Производные контракты, встроенные в договоры купли-продажи, отделены от основных договоров и учитываются обособленно. Производные финансовые инструменты учитываются по справедливой стоимости, а прибыли и убытки, возникающие при изменении справедливой стоимости производных финансовых инструментов, отражаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе в том периоде, в котором они возникли.

5.4 Финансовые активы, не являющиеся производными

Группа классифицирует свои финансовые активы по следующим категориям:

- (а) финансовые активы, изменение справедливой стоимости которых отражается в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе,
- (б) финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи и
- (в) займы и дебиторская задолженность.

Классификация зависит от цели, с которой приобретались финансовые активы. Руководство определяет классификацию финансовых активов при их первоначальном признании и пересматривает их назначение, определяя метод оценки – по амортизированной или справедливой стоимости – на каждую отчетную дату.

а) Финансовые активы, изменение справедливой стоимости которых отражается в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе

Данная категория подразделяется на две подкатегории: финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, классифицированные при первоначальном признании как финансовые активы, изменение справедливой стоимости которых отражается в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе. Финансовый актив включается в данную категорию, если он приобретается, главным образом, для продажи в течение короткого периода времени или это является намерением руководства. Активы этой категории классифицируются как оборотные активы, если их реализация ожидается в течение 12 месяцев после отчетной даты. Прибыли и убытки, возникающие в связи с изменениями справедливой стоимости категории «финансовые активы, изменение справедливой стоимости которых отражается в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе», признаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе в том периоде, в котором они возникли.

5 **КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**
(продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Группа не имела существенных финансовых активов, классифицированных при первоначальном признании как финансовые активы, изменение справедливой стоимости которых отражается в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе.

б) Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, являются производными финансовыми активами, которые либо соответствуют определению данной категории, либо не могут быть включены ни в одну из других категорий. Они включаются в состав внеоборотных активов, если у руководства нет намерения реализовать их в течение 12 месяцев после отчетной даты.

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, учитываются по справедливой стоимости при первоначальном признании и в дальнейшем. Справедливая стоимость котироваемых долевых инструментов, классифицируемых как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, определяется на основе биржевых котировок на отчетную дату. Долевые инструменты, по которым отсутствует информация о биржевых котировках, отражаются по справедливой стоимости. Наилучшим подтверждением справедливой стоимости финансового инструмента при первоначальном признании является цена сделки. В иных случаях справедливая стоимость инструмента подтверждается путем сравнения с аналогичными финансовыми инструментами или на основе метода оценки, включающего данные с наблюдаемых рынков. Справедливая стоимость некотируемых долговых ценных бумаг, классифицируемых как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, определяется на основании методики дисконтированных денежных потоков с использованием преобладающей рыночной ставки процента по аналогичным финансовым инструментам.

Прибыли и убытки, возникающие в связи с изменением справедливой стоимости ценных бумаг, классифицируемых как имеющиеся в наличии для продажи, признаются в составе прочего совокупного дохода за вычетом налога на прибыль и отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе. Когда ценные бумаги, классифицируемые как имеющиеся в наличии для продажи, продаются, накопленные поправки на справедливую стоимость включаются в консолидированный отчет о совокупном доходе как прибыль (убыток) от выбытия финансовых активов, имеющих в наличии для продажи. Процентный доход по долговым ценным бумагам, имеющимся в наличии для продажи, рассчитывается по методу эффективной процентной ставки и признается в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе.

в) Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой производные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами, которые не котируются на активном рынке. Финансовые активы, классифицируемые как займы и дебиторская задолженность, отражены по остаточной стоимости с использованием эффективной процентной ставки. Доходы и расходы от изменения стоимости данных финансовых активов отражаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе в момент выбытия, списания, а также в момент амортизации займов и дебиторской задолженности.

Займы и дебиторская задолженность отражены в составе оборотных активов, за исключением займов и дебиторской задолженности со сроком погашения более 12 месяцев с отчетной даты, которые отражаются в составе внеоборотных активов.

Снижение стоимости финансовых активов

На каждую отчетную дату Группа проводит оценку наличия объективных данных о снижении стоимости финансового актива или группы финансовых активов. В случае с долевыми ценными бумагами, классифицируемыми как имеющиеся в наличии для продажи, для определения обесценения анализируется существенное или длительное уменьшение справедливой стоимости ценной бумаги ниже ее балансовой стоимости. При наличии таких данных для финансовых активов, имеющих 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 из прочего совокупного дохода в прибыли и убытки текущего года. Восстановление резервов под обесценение финансовых активов может производиться, если существуют объективные предпосылки, возникшие после признания обесценения. Для финансовых активов, учитываемых

5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ
(продолжение)

по амортизированной стоимости и долговых ценных бумаг, классифицируемых как имеющиеся в наличии для продажи, восстановление резервов отражается в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе. Для долевых ценных бумаг, классифицируемых как имеющиеся в наличии для продажи, восстановление резервов отражается в составе прочего совокупного дохода. Восстановление резервов, относящихся к финансовым активам, учитываемым по балансовой стоимости, не производится.

Резерв под обесценение дебиторской задолженности создается в том случае, если существуют объективные признаки того, что Группа не сможет получить причитающуюся ей сумму в установленный договором срок. Существенные финансовые трудности должника, вероятность того, что должнику будет грозить банкротство или финансовая реорганизация, а также невыполнение обязательств или отсрочка платежей (срок просроченной задолженности составляет более 12 месяцев) считаются признаками обесценения дебиторской задолженности. Сумма резерва рассчитывается как разница между балансовой стоимостью и возмещаемой стоимостью задолженности, которая равна текущей стоимости ожидаемых потоков денежных средств, дисконтированных с использованием рыночной ставки процента, применяемой к аналогичным займам на дату возникновения дебиторской задолженности. Начисление резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе операционных расходов.

5.5 Опционы на покупку и продажу активов

Опционы на покупку и продажу активов отражаются в консолидированной финансовой отчетности по справедливой стоимости. В случае положительной справедливой стоимости опциона для опциона на покупку, он классифицируется как актив, в случае отрицательной справедливой стоимости опциона для опциона на продажу - как обязательство. Изменение справедливой стоимости опционов отражается в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе.

5.6 Денежные средства и их эквиваленты и денежные средства с ограничением к использованию

Денежные средства включают в себя наличные денежные средства и средства на счетах в банках. Эквиваленты денежных средств включают краткосрочные финансовые активы, которые могут быть легко переведены в денежные средства и срок погашения которых составляет не более трех месяцев. Денежные средства с ограничением к использованию включают в себя остатки денежных средств и их эквивалентов, которые не подлежат использованию на иные цели, кроме предусмотренных условиями займов или согласно банковскому законодательству. Денежные средства с ограничением к использованию не включаются в консолидированный отчет о движении денежных средств.

Правила определения налогов и прочих аналогичных платежей (налога на добавленную стоимость, налога на добычу полезных ископаемых и таможенных пошлин) представлены ниже в соответствии с требованиями Российского законодательства.

5.7 Налог на добавленную стоимость

Налог на добавленную стоимость по ставке 18% уплачивается с разницы между суммой НДС, исчисленного при реализации товаров (работ, услуг), и суммой НДС, подлежащей вычету, которая была предъявлена поставщиками (подрядчиками) при приобретении товаров (работ, услуг). Налоговая база по НДС при реализации товаров (работ, услуг) определяется на наиболее раннюю из дат: дата отгрузки товаров (работ, услуг), либо дата оплаты, частичной оплаты, полученной в счет предстоящих поставок товаров (работ, услуг). Суммы входного НДС по приобретенным товарам (работам, услугам) предъявляются к вычету по мере принятия на учет соответствующих товаров (работ, услуг) при соблюдении других обязательных условий для вычетов НДС, предусмотренных действующим налоговым законодательством.

Экспорт товаров и оказание ряда услуг в отношении экспортируемых товаров облагается по ставке 0%, обоснованность применения которой подтверждается по мере предоставления в налоговые органы всех необходимых документов, предусмотренных действующим налоговым законодательством. Суммы входного НДС, относящегося к операциям, подлежащим обложению

5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ
(продолжение)

по ставке НДС 0%, принимается к вычету. Реализация ряда товаров (работ, услуг) не подлежит обложению НДС (освобождается от обложения НДС). Суммы входного НДС, предъявленного при приобретении товаров (работ, услуг), относящиеся к необлагаемым НДС операциям, в целом не принимаются к вычету и включаются в стоимость приобретенных товаров (работ, услуг).

НДС, относящийся к операциям купли-продажи, отражается в консолидированном бухгалтерском балансе развернуто и раскрывается отдельно в составе оборотных активов и краткосрочных обязательств, кроме НДС, отражаемого в составе прочих внеоборотных активов. В составе прочих внеоборотных активов отражается НДС, относящийся к объектам незавершенного строительства, возмещение которого ожидается более чем через 12 месяцев после отчетной даты.

5.8 Налог на добычу полезных ископаемых

Налог на добычу полезных ископаемых, относящийся к добыче углеводородов, включая природный газ и нефть, начисляется пропорционально объему добытого полезного ископаемого. В частности НДС в отношении природного газа рассчитывается как произведение объема добытого полезного ископаемого на специфическую фиксированную налоговую ставку (147 руб. за тыс. куб. м). НДС в отношении добытой нефти рассчитывается как произведение объема добытого полезного ископаемого на фиксированную специфическую налоговую ставку (419 руб. за тонну), скорректированную с учетом средних за истекший месяц цен нефти марки «Юралс» на мировых рынках сырья и курса рубля к доллару США. Окончательный размер НДС на нефть зависит также от выработанности и географического расположения месторождения. НДС в отношении добытого газового конденсата определяется как доля стоимости добытого полезного ископаемого. Налог на добычу полезных ископаемых учитывается в составе операционных расходов.

5.9 Таможенные пошлины

Экспорт углеводородного сырья за пределы стран Таможенного союза, включая природный газ и нефть, подлежит обложению экспортными таможенными пошлинами. В частности, при реализации природного газа за пределы Таможенного союза, участниками которого, помимо России, являются также Беларусь и Казахстан, экспортные таможенные пошлины взимаются по фиксированной ставке 30% от таможенной стоимости экспортируемого природного газа. Реализация нефти и нефтепродуктов за пределы Таможенного союза также облагается экспортными таможенными пошлинами, размер которых устанавливается Правительством РФ на ежемесячной основе и пересматривается с учетом средних за истекший месяц цен нефти марки «Юралс» на мировых рынках. При этом в отношении экспортных поставок сырой нефти в Беларусь с 2007 по 2009 годы к основной величине экспортной таможенной пошлины применялся понижающий коэффициент, тогда как с 2010 года к таким поставкам применяется основная ставка экспортной таможенной пошлины (то есть ставка пошлины применимая при экспорте нефти за пределы стран Таможенного союза), за исключением согласованного Правительствами РФ и Беларуси льготного объема нефти, предназначенного для переработки в Беларуси и последующей реализации на территории Беларуси и РФ, вывоз которого за пределы таможенной территории РФ не облагается таможенными пошлинами. Выручка от продаж признается за минусом таможенных пошлин.

5.10 Запасы

Запасы учитываются по наименьшей из двух величин: чистой возможной цены продажи и себестоимости. Себестоимость запасов определяется методом средневзвешенной стоимости. Себестоимость готовой продукции и незавершенного производства включает в себя стоимость сырья и материалов, прямые затраты труда и прочие прямые затраты, а также соответствующую долю производственных накладных расходов, но не включает расходы по займам. Чистая возможная цена продажи – это оценочная цена продажи актива в ходе обычной деятельности за вычетом расходов по продаже и стоимости завершения производства.

5.11 Основные средства

Основные средства отражаются по фактической стоимости приобретения или строительства за вычетом накопленной амортизации и резерва на снижение стоимости. Деятельность по разведке и добыче газа и нефти учитывается по методу учета результативных затрат («продуктивных скважин»). В соответствии с методом учета результативных затрат, затраты на продуктивные эксплуатационные и разведочные скважины капитализируются. Расходы на нерезультативные

5 **КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**
(продолжение)

разведочные скважины списываются на затраты по мере того, как они признаются непродуктивными. Прочие затраты на осуществление разведочных работ относятся на расходы по мере возникновения. Расходы на осуществление разведочных работ отражаются в составе расходов на исследования и разработки по статье операционных расходов.

Стоимость существенных обновлений и усовершенствований основных средств капитализируется. Затраты на обслуживание, текущий ремонт и незначительные обновления относятся на расходы по мере их возникновения. Незначительные обновления включают расходы, в результате которых не происходит качественного технического усовершенствования данного объекта. Прибыли и убытки от выбытия основных средств включаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе по мере их возникновения.

В стоимость основных средств включается первоначальная оценка затрат на ликвидацию объектов основных средств и восстановления участка, на котором объект находится.

Проценты по займам капитализируются как часть стоимости объекта незавершенного строительства в течение периода, необходимого для строительства и подготовки объекта к эксплуатации. В той степени, в которой предприятие заимствует средства в общих целях и использует их для получения актива, отвечающего определенным требованиям, предприятие должно определить сумму затрат по займам, разрешенную для капитализации, путем умножения ставки капитализации на сумму затрат на данный актив. В качестве ставки капитализации применяется средневзвешенное значение затрат по займам применительно к займам предприятия, остающимся непогашенными в течение периода, за исключением займов, полученных специально для приобретения актива, отвечающего определенным требованиям.

Амортизация стоимости приобретенных лицензий на добычу начисляется пропорционально объему добычи на каждом месторождении исходя из доказанных запасов. Запасы нефти и газа для этих целей определены в основном в соответствии с «Системой управления углеводородными ресурсами» (PRMS), утвержденной Обществом инженеров-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников и Обществом инженеров по оценке нефти и газа, и были оценены независимыми экспертами.

Амортизация основных средств (кроме лицензий на добычу) начисляется по линейному методу в течение их остаточного срока полезной эксплуатации:

	<u>Годы</u>
Трубопроводы	25-33
Скважины	7-40
Машины и оборудование	10-18
Здания	30-40
Дороги	20-40
Объекты социальной сферы	10-40

Амортизация скважин начисляется исходя из суммы фактических затрат по линейному методу, а не пропорционально объему добычи, что является более широко распространенной международной отраслевой практикой, так как разница в результатах при применении этих методов несущественна для целей настоящей консолидированной финансовой отчетности. На объекты незавершенного строительства амортизация не начисляется до момента их ввода в эксплуатацию.

Возврат на баланс государственных органов объектов социальной сферы (таких, как жилые дома, пансионаты, школы и медицинские учреждения), которые были переданы на баланс Группы при приватизации, отражается в консолидированной финансовой отчетности только при прекращении обязательств по оперативному управлению этими объектами. В связи с тем, что Группа контролирует будущие выгоды от использования указанных активов и несет соответствующие операционные риски и риски, связанные с содержанием объектов, Группа отражает указанные активы на своем балансе до момента передачи государственным органам власти, несмотря на то, что не имеет права собственности на эти объекты. Выбытия указанных объектов рассматриваются в качестве операций с акционером, так как возврат данных активов осуществляется в пользу государства, как предусматривалось первоначальным планом приватизации. Следовательно, при выбытии стоимость данных активов относится на уменьшение капитала.

5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ
(продолжение)

5.12 Снижение стоимости внеоборотных нефинансовых активов

На каждую дату составления консолидированного бухгалтерского баланса руководство производит оценку признаков снижения возмещаемой стоимости активов ниже их балансовой стоимости. В случае выявления такого снижения, балансовая стоимость уменьшается до оценочной возмещаемой суммы, которая определяется как наибольшая из справедливой стоимости за вычетом расходов по продаже и стоимости от использования. Для целей определения снижения стоимости отдельные активы объединяются в группы, генерирующие денежные потоки, на уровне наименьших идентифицируемых групп активов, обеспечивающих поступления денежных средств, которые в значительной степени независимы от притоков денежных средств от других активов или групп активов (генерирующие группы активов).

Гудвил, возникающий в результате объединения компаний, оценивается на возможное снижение стоимости, но не реже чем раз в год на дату составления консолидированной бухгалтерской отчетности, вне зависимости от наличия признаков снижения стоимости. Для этих целей гудвил относится к генерирующей группе активов, эффективность использования которых должна вырасти вследствие синергетического эффекта от объединения. При оценке возможного обесценения гудвила, балансовая стоимость генерирующей группы активов, включая гудвил, сравнивается с ее возмещаемой стоимостью.

Сумма снижения возмещаемой стоимости активов ниже их балансовой отражается в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе в периоде, в котором такое снижение было выявлено. Резервы по обесценению, за исключением относящихся к гудвилу, восстанавливаются с отражением соответствующего дохода, по мере изменения факторов, послуживших причиной образования этих резервов. Убытки от снижения стоимости гудвила не восстанавливаются в последующие отчетные периоды.

5.13 Займы

Займы первоначально признаются по справедливой стоимости полученных средств, которая определяется с использованием преобладающих рыночных процентных ставок по аналогичным инструментам в случае существенного их отличия от процентной ставки по полученному займу, за вычетом расходов по сделке. В последующих периодах займы отражаются по амортизированной 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 займ.

5.14 Отложенный налог на прибыль

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль рассчитываются по временным разницам с использованием балансового метода учета обязательств. Отложенные налоговые активы и обязательства включаются в консолидированную финансовую отчетность по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью, отраженной в консолидированной финансовой отчетности. Отложенные налоговые активы отражаются только в том случае, если существует вероятность того, что наличие будущей налогооблагаемой прибыли позволит реализовать отложенные налоговые активы или если такие активы смогут быть зачтены против существующих отложенных налоговых обязательств. Отложенные налоговые активы и обязательства рассчитываются по налоговым ставкам, которые, как ожидается, будут применимы в периоде, когда будут реализованы активы или погашены обязательства, на основе ставок налога, действовавших на отчетную дату, или о введении которых в действие в ближайшем будущем было достоверно известно по состоянию на отчетную дату.

Отложенные налоги на прибыль признаются по всем временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние и ассоциированные компании, а также совместную деятельность, за исключением тех случаев, когда можно проконтролировать сроки уменьшения временных разниц, и когда высока вероятность, что временные разницы не будут уменьшаться в обозримом будущем.

5 **КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**
(продолжение)

5.15 Операции, выраженные в иностранной валюте

Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в российские рубли по официальным обменным курсам на конец отчетного периода. Операции в иностранной валюте учитываются по обменному курсу на дату совершения операции. Прибыли или убытки, возникшие в результате расчетов по таким операциям, а также на отчетную дату в результате пересчета в рубли денежных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, отражаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе как курсовые разницы.

Бухгалтерские балансы зарубежных дочерних, ассоциированных и совместно контролируемых компаний пересчитываются в российские рубли по официальным курсам на отчетную дату. Отчеты о совокупном доходе этих компаний пересчитываются по средним обменным курсам за год. Разницы, возникающие при пересчете величины чистых активов иностранных дочерних и ассоциированных компаний, учитываются как курсовые разницы и отражаются непосредственно в составе капитала.

Официальный курс обмена доллара США к российскому рублю, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, составлял 30,48 и 30,24 на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Официальный курс обмена евро к российскому рублю, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, составлял 40,33 и 43,39 на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно.

В отношении конвертации российских рублей в другие валюты действуют правила валютного контроля. Российский рубль не является конвертируемой валютой в большинстве стран за пределами Российской Федерации.

5.16 Резервы предстоящих расходов и платежей

Резервы, включая резерв по пенсионным обязательствам и обязательствам, связанным с нанесением ущерба окружающей среде, а также обязательствам, связанным с выводом из эксплуатации основных средств, признаются, если Группа вследствие определенного события в прошлом имеет текущее юридическое или добровольно принятое на себя обязательство, для урегулирования которого с большой степенью вероятности потребуется выбытие ресурсов и которое можно оценить в денежном выражении с достаточной степенью надежности. Обязательства отражаются сразу же после их выявления по текущей справедливой стоимости ожидаемых будущих денежных потоков, связанных с погашением этих обязательств. Первоначальная оценка затрат на ликвидацию основных средств (и последующие изменения в оценках) капитализируются в составе объектов основных средств.

5.17 Капитал

Выкупленные собственные акции

Стоимость приобретения акций ОАО «Газпром» компаниями Группы, включая любые связанные с приобретением затраты, вычитается из общей суммы капитала до тех пор, пока они не будут повторно проданы. В случае последующей продажи акций полученная сумма, за вычетом налога на прибыль, включается в состав капитала. Выкупленные акции отражаются в учете по средневзвешенной стоимости приобретения. Прибыль (убыток), полученные в результате операций с выкупленными акциями, отражаются в консолидированном отчете об изменениях в капитале за вычетом соответствующих расходов, в том числе налоговых платежей.

В случае если в договоре предусмотрено обязательство обратного выкупа собственных акций и других долевого финансовых инструментов за денежные средства или другие финансовые активы, такое обязательство признается по приведенной стоимости исходя из цены выкупа. При первоначальном признании этого обязательства, его справедливая стоимость корректирует капитал. При этом сумма, уплачиваемая сверх рыночной стоимости данного опциона, учитывается в составе капитала. Группа не имела подобных договоров в текущем и предыдущем периодах.

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала в периоде, когда они были рекомендованы Советом директоров и утверждены Общим собранием акционеров.

5 **КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**
(продолжение)

5.18 Признание выручки

Выручка определяется по справедливой стоимости вознаграждения, полученного или подлежащего получению. Если не представляется возможным достоверно оценить справедливую стоимость полученного вознаграждения, то выручка оценивается по справедливой стоимости проданных товаров или услуг.

Выручка от продажи продукции и товаров для целей составления консолидированной финансовой отчетности признается в момент ее поставки покупателям и перехода права собственности и отражается в консолидированной финансовой отчетности за вычетом налога на добавленную стоимость (НДС), акцизов и других аналогичных обязательных платежей. Выручка от продаж услуг по транспортировке газа отражается после предоставления услуг по транспортировке газа, подтверждением чего является доставка газа в соответствии с договором.

Цены на природный газ и тарифы на транспортировку газа конечным потребителям в Российской Федерации преимущественно устанавливаются Федеральной службой по тарифам («ФСТ»). Цены на газ, реализуемый в европейские страны, рассчитываются по формулам, основанным на ценах на ряд нефтепродуктов, в соответствии с условиями долгосрочных договоров. Цены на газ, реализуемый в страны бывшего Советского Союза, определяются различным образом, в том числе по формулам, аналогичным тем, которые используются для европейских стран.

Векселя

Выпущенные Группой векселя первоначально отражаются по справедливой стоимости полученного вознаграждения или по справедливой стоимости векселя, которая определяется с использованием рыночных процентных ставок по аналогичным инструментам.

В последующие периоды векселя отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента. Любые разницы между справедливой стоимостью полученного вознаграждения (за вычетом расходов по сделке) и суммой к погашению отражаются как проценты к уплате в течение срока, на который выдан вексель.

Торговые операции без фактической поставки

Контракты на покупку или продажу активов, формирующих нефинансовые статьи, заключенные с целью совершения торговых операций без фактической поставки, а не исходя из собственного уровня потребления, такие как контракты на продажу или покупку сырья, по которым может быть произведен нетто-расчет с использованием денежных средств или путем заключения другого контракта, учитываются по справедливой стоимости и соответствующие доходы и расходы признаются как чистый доход по торговым операциям без фактической поставки. Эти контракты являются производными финансовыми инструментами, попадающими под действие МСФО (IAS) 39 как для целей оценки так и для целей раскрытия информации. Выручка, полученная по контрактам на покупку или продажу активов, формирующих нефинансовые статьи, заключенных с целью торговли, показана нетто, отражая валовую прибыль по таким контрактам. Такая деятельность осуществляется, в основном, дочерним обществом Группы «Газпром Маркетинг энд Трейдинг Лтд» и относится частично к контрактам на торговлю газом, нефтью, энергией и правами на выбросы загрязняющих веществ.

5.19 Проценты

Проценты к получению и проценты к уплате отражаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе по всем процентным финансовым инструментам по принципу начисления с использованием метода эффективной ставки процента. В состав процентов к получению входят номинальный процент, а также начисленный дисконт и премии. Если возникают сомнения относительно погашения выданных займов, их стоимость списывается до возмещаемой стоимости (используя первоначальную эффективную ставку), а проценты к получению после этого признаются на основе той же эффективной процентной ставки.

5.20 Исследования и разработки (НИОКР)

Затраты на исследования учитываются в составе расходов по мере их возникновения. Затраты на разработку проектов отражаются как нематериальные активы (в составе прочих внеоборотных активов) лишь в том случае, когда ожидается, что такие затраты принесут определенные экономические выгоды в будущем. Прочие затраты на разработки отражаются в составе расходов по мере их возникновения. Однако затраты на разработки, которые первоначально были списаны на расходы, не капитализируются в последующие периоды, даже если они будут отвечать условиям признания активов.

5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ
(продолжение)

5.21 Вознаграждения сотрудников

Пенсионное обеспечение и прочие льготы для лиц пенсионного возраста

Группа применяет систему пенсионного обеспечения с установленными выплатами. Пенсионное обеспечение предоставляется большинству работников Группы. Затраты на пенсионное обеспечение отражаются по методу прогнозируемой условной единицы. Затраты на пенсионное обеспечение начисляются и отражаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе в качестве резерва по пенсионным обязательствам в составе расходов на оплату труда таким образом, чтобы распределить регулярные затраты в течение срока службы сотрудников. Пенсионные обязательства оцениваются по текущей стоимости прогнозируемых оттоков денежных средств с использованием ставок процента, применяемых к государственным ценным бумагам, срок погашения которых примерно соответствует срокам погашения указанных обязательств.

Актуарные прибыли и убытки в отношении активов и обязательств отражаются в составе прибылей и убытков в течение среднего оставшегося срока службы сотрудников, если эти прибыли и убытки превышают «коридор» в размере 10% от непризнанной прибыли или убытка (см. Примечание 23).

Активы плана отражаются по справедливой стоимости с учетом определенных ограничений (см. Примечание 23). Справедливая стоимость активов пенсионного плана основывается на рыночных ценах. Если рыночная стоимость активов пенсионного плана не определяется, то справедливая стоимость активов рассчитывается с помощью различных оценочных методик, включая использование дисконтированных ожидаемых денежных потоков, рассчитанных с применением ставки дисконтирования, которая отражает и риск, связанный с активами пенсионного плана, и ожидаемой датой реализации или выбытия этих активов.

В ходе обычной деятельности Группа уплачивает взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации за своих работников. Обязательные платежи в государственный пенсионный фонд, который может быть определен как пенсионный план с установленными взносами, отражаются в составе операционных расходов как расходы на оплату труда по мере возникновения. Расходы по обеспечению прочих дискреционных пенсионных выплат (включая добровольно принятые на себя обязательства) начисляются и отражаются в составе прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе чтобы распределить регулярные затраты в течение среднего оставшегося срока службы сотрудников.

Расходы на социальные нужды

Группа несет расходы на социальные нужды работников, связанные, в частности, с предоставлением медицинского обслуживания и содержанием объектов социальной инфраструктуры. Эти суммы, по существу, представляют собой неотъемлемые затраты, связанные с наймом производственного персонала, и, соответственно, относятся на операционные расходы в консолидированном отчете о совокупном доходе.

5.22 Изменения в международных стандартах финансовой отчетности

В 2010 году Группа начала применять все стандарты МСФО (IFRS), а также изменения к ним и их интерпретации, которые вступили в силу с 1 января 2010 г. и имеют отношение к ее деятельности.

(а) Стандарты, поправки и интерпретации, вступившие в силу в 2010 г.

Интерпретация (IFRIC) 17 «Распределение неденежных активов между владельцами» (IFRIC 17), применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 г. или после этой даты. Интерпретация разъясняет, как распределяются активы, отличные от денежных (неденежные активы), владельцам. В интерпретации также рассматриваются ситуации, когда компания предоставляет владельцам право выбора при получении неденежных активов или их эквивалентов в денежной форме. Применение этой интерпретации не оказало значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Интерпретация (IFRIC) 18 «Передача активов от потребителей» (IFRIC 18), применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 г. или после этой даты. Интерпретация разъясняет порядок учета передачи активов от потребителей, а именно, условия, при которых актив отвечает критериям отнесения его к этой категории, признание актива и оценка

5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ
(продолжение)

его стоимости при первоначальном признании; выявление отдельно идентифицируемых услуг (одна или более услуга в обмен на переданный актив); признание выручки, а также учет передачи денежных средств от потребителей. Применение этой интерпретации не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправка к Интерпретации (IFRIC) 16 «Хеджирование чистых инвестиций в зарубежную деятельность» (IFRIC 16) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 г. Согласно данной поправке, при хеджировании чистых инвестиций в зарубежную деятельность, держателем инструментов, которые соответствуют определению инструмента хеджирования, может быть любая компания (компания) Группы, включая саму зарубежную компанию, при условии соблюдения требований МСФО (IAS) 39, относящихся к хеджированию чистых инвестиций и касающихся отнесения инструментов к категории инструментов хеджирования, документирования отношений хеджирования и эффективности данных инструментов. В частности, в связи с возможной различной классификацией инструментов на разных уровнях Группы, последняя обязана четко оформить свою стратегию хеджирования в соответствующих документах. Применение этой поправки не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы» (IAS 38) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2010 г. Поправка разъясняет порядок оценки справедливой стоимости нематериальных активов, приобретенных при объединении компании, и разрешает объединение нескольких нематериальных активов в один, если все эти активы имеют одинаковый срок полезного использования. Применение этой поправки не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» (IAS 1) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2010 г. В поправке разъясняется, что потенциальное погашение обязательства путем выпуска акций не имеет значения для его классификации в качестве краткосрочного или долгосрочного. Путем внесения изменений в определение краткосрочного обязательства поправка позволяет классифицировать обязательство в качестве долгосрочного (если компания обладает безусловным правом на отсрочку погашения путем передачи денежных средств или других активов в течение как минимум одного года после отчетного периода) несмотря на тот факт, что контрагент может потребовать от компании погасить обязательство акциями в любое время. Применение этой поправки не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов» (IAS 36) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2010 г. Поправка разъясняет, что единица, генерирующая денежные средства (или группа таких единиц), на которую распределяется гудвилл для целей проведения теста на обесценение активов, не может быть больше операционного сегмента согласно определению п. 5 МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты» (т.е. до объединения сегментов, имеющих сходные экономические характеристики). Применение этой поправки не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты, основанные на акциях» (IFRS 2) применяются к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2010 г. или после этой даты. Поправки разъясняют, каким образом классифицируются выплаты, основанные на акциях в консолидированной финансовой отчетности. В стандарт включены разъяснения, которые были ранее изложены в отмененных интерпретациях IFRIC 8 и IFRIC 11. Поправки более подробно разъясняют интерпретацию IFRIC 11 с целью раскрытия деталей, ранее не включенных в данную интерпретацию. Также поправки разъясняют понятия, включенные в приложение к стандарту. Применение этих поправок не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Все изменения учетной политики были осуществлены в соответствии с положением МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в учетных оценках и ошибки», который требует ретроспективного применения, за исключением случаев, когда новые стандарты требуют иное.

5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ
(продолжение)

(б) Стандарты, поправки и интерпретации к существующим стандартам, не вступившие в силу и не применяемые Группой досрочно.

Поправка к МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: представление в отчетности» (IAS 32) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 февраля 2010 г. или после этой даты. Данная поправка исключает возможность классификации определенных прав на выпуск акций с доходом в иностранной валюте в качестве производных финансовых инструментов. Ожидается, что применение этой поправки не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах» (IAS 24) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2011 г. или после этой даты. МСФО (IAS) 24 был пересмотрен в 2009 г., в результате чего: (а) было упрощено определение понятия связанной стороны, внесена ясность в его предполагаемое значение и устранены несоответствия, (б) частично было предоставлено освобождение от требований раскрытия информации для государственных компаний. В настоящее время Группа оценивает, какое влияние окажут изменения стандарта на консолидированную финансовую отчетность Группы.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» (IFRS 9) (выпущен в ноябре 2009 года) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2013 г. или после этой даты с возможностью досрочного применения. МСФО (IFRS) 9 заменяет части МСФО (IAS) 39, относящиеся к классификации и оценке финансовых активов. Могут быть выделены следующие особенности:

- Финансовые активы должны быть классифицированы в соответствии с двумя основными категориями: которые впоследствии учитываются по справедливой стоимости и которые впоследствии учитываются по амортизированной стоимости. Решение о классификации должно быть принято при первоначальном признании. Классификация зависит от бизнес-модели компании по управлению финансовыми инструментами и характеристик договорных денежных потоков инструмента.

- Финансовый инструмент учитывается последовательно по амортизированной стоимости только если это долговой финансовый инструмент и, одновременно, если (а) бизнес-моделью компании является владение активом с целью получения договорных денежных потоков и (б) договорные денежные потоки предусматривают только выплату основной суммы и процентов (то есть, если актив имеет свойства простого займа). Все остальные долговые финансовые инструменты должны быть классифицированы по справедливой стоимости с признанием прибылей и убытков в составе прибылей и убытков.

- Все долевые инструменты учитываются последовательно по справедливой стоимости. Долевые инструменты, предназначенные для торговли, классифицируются по справедливой стоимости с признанием прибылей и убытков в составе прибылей и убытков. Для всех остальных долевых инструментов может быть сделан выбор (без возможности последующего изменения) при первоначальном признании относить нерезализованные и реализованные прибыли и убытки от изменения справедливой стоимости в состав прочего совокупного дохода, а не в состав прибылей и убытков. В таком случае, возможность списания накопленных прибылей и убытков от изменения справедливой стоимости в состав прибылей и убытков, не предусмотрена. Данный выбор может быть сделан для каждого инструмента отдельно. Дивиденды признаются в составе прибылей и убытков в связи с тем, что они представляют собой доход от инвестиции.

В настоящее время Группа оценивает, какое влияние окажет стандарт на консолидированную финансовую отчетность.

Интерпретация IFRIC 19 «Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами» (IFRIC 19) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2010 г. или после этой даты. Данная интерпретация разъясняет правила учета в случае, когда компания пересматривает условия кредитных договоров в пользу погашения долга посредством выпуска собственных долевых инструментов кредитору. Прибыль или убыток от данной операции признается в составе прибылей и убытков на основе справедливой стоимости долевых инструментов по сравнению с текущей стоимостью долга. Ожидается, что применение этой поправки не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ
(продолжение)

Поправка к Интерпретации (IFRIC) 14 «Предоплата в рамках минимальных требований к финансированию пенсионных планов» (IFRIC 14) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2011 г. или после этой даты. Данная поправка применяется, когда к компании применяются минимальные требования к финансированию пенсионных планов с установленными выплатами. Поправка убирает непредусмотренные выводы, которые могли быть сделаны из IFRIC 14, относящиеся к предоплатам добровольных пенсионных планов, когда существуют минимальные требования к финансированию пенсионных планов. Ожидается, что применение этой поправки не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки к Международным стандартам финансовой отчетности (опубликованы в мае 2010 г., вступают в силу с 1 января 2011 г.). Указанные поправки представляют собой сочетание изменений по существу и разъяснений следующих стандартов и интерпретаций:

Поправка к МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний» (IFRS 3) (i) устанавливает требование проводить оценку по справедливой стоимости (в том случае, если другие стандарты МСФО не требуют оценки на иной основе) доли участия, не обеспечивающей контроль, которая более не является текущей долей участия или не дает держателю право на пропорциональную долю чистых активов в случае ликвидации, (ii) содержит руководство по учету приобретенных при объединении компаний программ выплат, основанных на акциях, в приобретенной компании, которые не были изменены или были добровольно изменены в результате объединения компаний и (iii) разъясняет, что условные вознаграждения, предусматриваемые при приобретении бизнеса, полученные до даты вступления в силу пересмотренного МСФО (IFRS) 3 (выпущенного в январе 2008 г.), должны отражаться в бухгалтерском учете в соответствии с руководством, содержащимся в предыдущей редакции МСФО (IFRS) 3.

Поправка к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» (IFRS 7) разъясняет некоторые требования к раскрытию информации, в частности, (i) сделан особый акцент на увязке количественной и качественной информации, касающейся характера и размера финансовых рисков, (ii) снято требование о раскрытии балансовой стоимости финансовых активов, условия по которым были пересмотрены в результате переговоров, и которые в ином случае уже относились бы к категории просроченных или обесцененных, и (iii) разъясняет, что организация должна раскрывать сумму обеспечения, на которое обращено взыскание, по состоянию на отчетную дату, а не сумму обеспечения, предоставленного организации за отчетный период.

Поправка к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» (IAS 1) разъясняет, что отчет об изменениях в капитале включает такие составляющие, как прибыль и убыток, прочий совокупный доход, общий совокупный доход и операции с акционерами, а также поясняет, что постатейный анализ прочего совокупного дохода можно представлять в примечаниях к финансовой отчетности.

Поправка к МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность» (IAS 27) разъясняет правила перехода к применению поправок к МСФО (IAS) 21, 28 и 31, которые вносятся пересмотренным МСФО (IAS) 27 (с учетом поправок, внесенных в январе 2008 года).

Поправка к МСФО (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность» (IAS 34) приводит дополнительные примеры значительных фактов хозяйственной деятельности и операций, вызывающих необходимость раскрытия в промежуточной сокращенной финансовой отчетности, включая переносы между уровнями иерархии справедливой стоимости, изменения в классификации финансовых активов или условий ведения бизнеса, или экономических условий, влияющих на справедливую стоимость финансовых инструментов компании.

Поправка к IFRIC 13 разъясняет порядок измерения справедливой стоимости поощрительных льгот.

Ожидается, что применение этих поправок не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправка к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2011 г. или после этой даты. Данное изменение требует дополнительного раскрытия размера риска, возникающего при передаче финансовых активов. Изменение включает требование раскрытия по классам финансовых активов,

**5 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ВАЖНЕЙШИХ ПРИНЦИПОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ
(продолжение)**

которые были переданы контрагенту, но остались на балансе компании, следующей информации: характер, балансовая стоимость, описание рисков и выгод, связанных с активом. Также необходимым является раскрытие, позволяющее пользователю понять размер связанного с активом финансового обязательства, а также взаимосвязь между финансовым активом и соответствующим финансовым обязательством. В том случае, если признание актива было прекращено, однако компания все еще подвержена определенным рискам и способна получить определенные выгоды, связанные с переданным активом, требуется дополнительное раскрытие информации для понимания пользователем размера такого риска. Ожидается, что применение этой поправки не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправка к МСФО (IAS) 12 «Налог на прибыль» (IAS 12) применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2012 г. или после этой даты. Данное изменение предусматривает введение допущения о том, что стоимость инвестиционного имущества, учитываемого по справедливой стоимости, полностью возмещается за счет продажи, кроме инвестиционного имущества, владение которым осуществляется в рамках бизнес-модели, направленной на получение практически всех экономических выгод в результате использования данного инвестиционного имущества в течение определенного периода времени, а не в результате его продажи. Интерпретация (SIC) 21 «Налоги на прибыль – возмещение переоцененных неамортизируемых активов», в которой рассматриваются аналогичные вопросы, связанные с неамортизируемыми активами, измеряемыми с помощью модели переоценки в соответствии с МСФО (IAS) 16 «Основные средства», включена в МСФО (IAS) 12 после того, как инвестиционное имущество, оцениваемое по справедливой стоимости, было выведено за рамки применения МСФО (IAS) 16. Ожидается, что применение этой поправки не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

6 СУЩЕСТВЕННЫЕ ДОПУЩЕНИЯ И ОЦЕНКИ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

При подготовке финансовой отчетности руководство использует различные оценки и допущения, которые могут влиять на величину оценки активов и обязательств, а также на информацию в примечаниях к данной отчетности. Руководство также выносит определенные суждения при применении положений учетной политики. Такие оценки и суждения постоянно анализируются на основе исторических данных, прогнозов и ожиданий относительно будущих событий, которые представляются обоснованными с учетом складывающихся обстоятельств. Фактические результаты могут отличаться от указанных оценок, и руководство может пересмотреть свои оценки в будущем, как в положительную, так и в отрицательную сторону с учетом фактов, связанных с каждой оценкой.

Ниже приведены допущения, которые могут иметь наиболее существенное влияние на показатели финансовой отчетности, а также оценки, которые могут привести к значительным изменениям в балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года.

6.1 Консолидация дочерних обществ

Оценки руководства применяются при определении наличия контроля и порядка отражения различных инвестиций в дочерние общества в консолидированной финансовой отчетности Группы.

6.2 Налоговое законодательство и потенциальные налоговые доходы и расходы

Налоговое, валютное и таможенное законодательство Российской Федерации допускает возможность разных толкований (см. Примечание 43).

Потенциальные налоговые доходы и расходы Группы оцениваются руководством по состоянию на каждую отчетную дату. Обязательства по налогу на прибыль оцениваются руководством в соответствии с действующим законодательством. Обязательства по пеням, штрафам и налогам, кроме налога на прибыль, по состоянию на отчетную дату признаются в соответствии с наиболее вероятной оценкой руководства предстоящих расходов по этим налогам.

6 СУЩЕСТВЕННЫЕ ДОПУЩЕНИЯ И ОЦЕНКИ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

6.3 Допущения, использованные при определении суммы резервов

Резерв на снижение стоимости дебиторской задолженности

Резерв на снижение стоимости дебиторской задолженности создается исходя из оценки Группой платежеспособности конкретных покупателей и возмещаемой стоимости долга, равной текущей стоимости ожидаемых потоков денежных средств. Если происходит ухудшение кредитоспособности какого-либо из крупных покупателей или фактические убытки от невыполнения обязательств должниками выше или ниже оценки Группы, фактические результаты могут отличаться от указанных оценок. Начисления (и восстановления) резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности могут быть существенными (см. Примечание 10).

Снижение стоимости основных средств

Прогнозирование потоков денежных средств при проведении тестирования на возможное снижение стоимости основных средств требует применения ряда существенных допущений и оценок в отношении таких показателей, как объемы производства и добычи, цены на природный газ, нефть и продукты их переработки и электроэнергию, операционных расходов, капитальных вложений, запасов углеводородов, а также таких макроэкономических показателей, как темпы инфляции и ставка дисконта. Кроме того, допущения применяются при определении генерирующих групп активов, по которым проводится тест на обесценение.

Стоимость от использования активов или генерирующих групп активов, связанных с добычей газа и нефти, определяется на основе прогнозируемых объемов их добычи, которые включают доказанные и разведанные запасы, а также определенную часть запасов, которые могут перейти в категорию доказанных и вероятных в будущем. Начисления резерва под снижение стоимости основных средств представлены в Примечании 12.

Учет резервов на обесценение

Отражение в учете обесценения включает создание резервов на снижение стоимости объектов незавершенного строительства, финансовых активов, прочих долгосрочных активов и товарно-материальных запасов. Учитывая специфику производственного цикла Группы, некоторые важные решения по проектам капитального строительства принимаются по окончании финансового года. Поэтому, как правило, расходы по начислению резервов или доходы от восстановления резервов в четвертом квартале финансового года превышают соответствующие расходы и доходы других кварталов.

6.4 Затраты на восстановление участков проведения работ и охрану окружающей среды

Затраты на восстановление участков проведения работ, которые могут возникнуть в конце срока эксплуатации каких-либо производственных объектов Группы, признаются при наличии текущего правового или добровольно принятого на себя обязательства, возникшего в результате событий прошлых периодов, и вероятности оттока ресурсов в связи с необходимостью погасить такое обязательство, а также при наличии возможности дать обоснованную оценку данного обязательства. Стоимость амортизируется линейным способом в течение всего срока эксплуатации этих активов с отнесением в состав прибылей и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе. Изменения в оценке существующего обязательства по выбытию актива, которые являются результатом изменений в оценке сроков или величины оттока денежных средств, или изменений в ставке дисконта приводят к корректировке стоимости соответствующего актива в текущем периоде. МСФО предусматривают отражение обязательств в отношении таких затрат. Расчет суммы таких обязательств и определение времени их возникновения в значительной степени являются оценочными. Такая оценка основывается на анализе затрат и технических решений, базирующихся на существующих технологиях, и выполняется в соответствии с действующим на данный момент законодательством об охране окружающей среды. Обязательства по восстановлению участков проведения работ могут меняться в связи с изменением законов и норм, а также изменением их толкования.

6 СУЩЕСТВЕННЫЕ ДОПУЩЕНИЯ И ОЦЕНКИ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

6.5 Сроки полезного использования основных средств

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 принимает во внимание такие факторы, как объем производства, запасы, темпы технического устаревания, физический износ и условия эксплуатации. Изменения в указанных предпосылках могут повлиять на коэффициенты амортизации в будущем.

Если срок полезного использования основных средств был бы на 10% меньше или на 10% больше, чем по оценке руководства компании, сумма амортизационных отчислений была бы на 26 991 млн. руб. больше или на 21 991 млн. руб. меньше за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. (2009 г.: больше на 24 577 млн. руб. или меньше на 20 109 млн. руб.).

Исходя из условий лицензий и предыдущего опыта, руководство считает, что действующие лицензии на те месторождения углеводородов, которые, как ожидается, будут продуктивными после окончания срока их действия, будут продлены за небольшую дополнительную стоимость.

В связи с ожидаемым продлением лицензий на эксплуатацию месторождений, амортизация по объектам основных средств производственного назначения начислялась исходя из сроков эксплуатации, даже в тех случаях, когда эти сроки превышают сроки действия текущих лицензий.

6.6 Оценка справедливой стоимости финансовых инструментов

Определение справедливой стоимости контрактов на покупку (продажу) энергоносителей, сырьевых фьючерсов и свопов осуществляется на основе рыночных данных, полученных на дату проведения оценки (Уровень 1 в соответствии с классификацией производных финансовых инструментов). Для оценки финансовых инструментов, по которым отсутствует активный рынок, применяются традиционные модели оценки. Справедливая стоимость рассчитана исходя из напрямую или косвенно наблюдаемых рыночных данных (Уровень 2 в соответствии с классификацией производных финансовых инструментов). Справедливая стоимость Сертифицированных Сокращенных Выбросов (ССВ) в отношении приобретения прав на осуществление выбросов после 2012 г., возникающих в результате зарегистрированных до 2012 г. проектов Механизма чистого развития, основывается на вводных данных, которые не базируются на наблюдаемых рыночных данных (Уровень 3 в соответствии с классификацией производных финансовых инструментов) (см. Примечание 22). В тех случаях, когда применяемая методика оценки предусматривает использование значительного объема данных, по которым отсутствует рыночная информация, например, данных долгосрочных ценовых допущений, контракты были отнесены к третьему уровню по классификации производных финансовых инструментов.

Оценка существенности непосредственного влияния на справедливую стоимость требует суждения и может оказать эффект на классификацию производных финансовых инструментов по уровням.

6.7 Оценка справедливой стоимости приобретений

При учете объединений компаний, цена приобретения, уплаченная за приобретение компании, относится на ее активы и обязательства на основании расчетной справедливой стоимости приобретенных активов и принятых обязательств на дату приобретения. Превышение цены приобретения над справедливой стоимостью приобретенных чистых материальных и идентифицируемых нематериальных активов отражается как гудвил. Значительная доля профессионального суждения задействована в оценке индивидуальной справедливой стоимости основных средств и идентифицируемых нематериальных активов. Мы используем всю имеющуюся информацию для определения этой справедливой стоимости и, в отношении определенных приобретений, привлекаем помощь сторонних консультантов.

Оценки, использованные для определения справедливой стоимости, основываются на допущениях, которые считаются обоснованными, но являются неопределенными по своей сути. Соответственно, фактические результаты могут отличаться от прогнозируемых результатов, использованных для определения справедливой стоимости.

6 СУЩЕСТВЕННЫЕ ДОПУЩЕНИЯ И ОЦЕНКИ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

6.8 Учет активов и обязательств пенсионного плана

Оценка обязательств пенсионного плана основана на использовании актуарных методик и предположений (см. Примечание 23). Фактические результаты могут отличаться от расчетных и оценки Группы могут быть скорректированы в будущем исходя из изменений экономического положения. Кроме того, некоторые активы пенсионного плана, относящиеся к НПФ «Газфонд», отражены по справедливой стоимости, рассчитанной с использованием оценочных методик. Руководство применяет допущения и суждения относительно выбранных моделей, объемов потоков денежных средств и их распределения во времени, а также других показателей, включая ставку дисконта. Признание активов пенсионного плана ограничено оценкой текущей стоимости будущих выгод, доступных для Группы в рамках данного плана. Стоимость будущих выгод определяется на основе актуарных методик и предпосылок. Влияние ограничения активов пенсионного плана в соответствии с МСФО (IAS) 19 представлено в Примечании 23. Стоимость активов пенсионного плана и данные ограничения могут быть скорректированы в будущем.

7 СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Группа осуществляет свою деятельность как вертикально интегрированное производство, и почти вся внешняя продажа газа осуществляется сегментом «Поставка газа».

Совет директоров и Правление ОАО «Газпром» (Органы управления) принимают ключевые решения при осуществлении руководства деятельностью Группы, оценивают результаты деятельности и распределяют ресурсы, используя различную внутреннюю финансовую информацию.

На основе данной информации были определены следующие отчетные сегменты:

- Добыча газа – геологоразведка и добыча газа;
- Транспортировка – транспортировка газа;
- Поставка газа – продажа газа в Российской Федерации и за ее пределами;
- Хранение газа – хранение добытого и приобретенного газа в подземных хранилищах;
- Добыча нефти и газового конденсата – добыча и разведка нефти и газового конденсата, продажа нефти и газового конденсата;
- Переработка – переработка нефти, газового конденсата и прочих углеводородов и продажа продуктов переработки;
- Производство и продажа электрической и тепловой энергии.

Результаты по прочим видам деятельности отражены как «Все прочие сегменты».

Выручка от межсегментной продажи состоит, главным образом, из следующих операций:

- Добыча газа - продажа газа сегментам «Поставка газа» и «Переработка»;
- Транспортировка - оказание услуг по транспортировке газа сегменту «Поставка газа»;
- Поставка газа - продажа газа сегменту «Транспортировка» на операционные нужды и сегменту «Производство и продажа электрической и тепловой энергии»;
- Хранение газа – оказание услуг по хранению газа сегменту «Поставка газа»;
- Добыча нефти и газового конденсата - продажа нефти и газового конденсата сегменту «Переработка» для последующей переработки;
- Переработка - продажа продуктов переработки углеводородов другим сегментам.

Внутренние трансфертные цены, в основном, для сегментов «Добыча газа», «Транспортировка» и «Хранение газа», устанавливаются руководством Группы с целью обеспечения потребностей финансирования конкретных дочерних обществ в рамках каждого отдельного сегмента.

Органы управления Группы оценивают результаты деятельности, активы и обязательства по операционным сегментам на основе внутренней финансовой отчетности. Результаты отдельных существенных операций и событий, таких как приобретение бизнеса, а также ряд корректировок, которые могут быть необходимы для приведения внутренней финансовой информации Группы к соответствующим показателям, отраженным в консолидированной финансовой отчетности по МСФО, рассматриваются Органами управления в целом по Группе без распределения по операционным сегментам. Прибыли и убытки от финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, и доходы и расходы по финансированию также не распределяются по операционным сегментам.

ОАО «ГАЗПРОМ»
 ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
 (в миллионах российских рублей)

7 СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ (продолжение)

	Добыча газа	Транспор- тировка	Поставка газа	Хранение газа	Добыча нефти и газового конденсата	Пере- работка	Производ- ство и продажа электричес- кой и тепловой энергии	Все прочие сегменты	Итого
За год, закончившийся 31 декабря 2010 г.									
Выручка по сегментам	<u>340 918</u>	<u>651 483</u>	<u>2 367 366</u>	<u>25 823</u>	<u>446 507</u>	<u>717 607</u>	<u>295 436</u>	<u>174 962</u>	<u>5 020 102</u>
Выручка от межсегментных продаж	334 524	558 852	187 555	24 892	250 433	8 545	-	-	1 364 801
Выручка от внешних продаж	6 394	92 631	2 179 811	931	196 074	709 062	295 436	174 962	3 655 301
Финансовый результат по сегментам	<u>45 102</u>	<u>37 309</u>	<u>715 260</u>	<u>3 860</u>	<u>77 064</u>	<u>84 901</u>	<u>28 753</u>	<u>(4 928)</u>	<u>987 321</u>
Амортизация	74 948	249 734	5 618	9 153	43 205	22 441	18 631	16 584	440 314
Доля чистой прибыли (убытка) ассоцииро- ванных и совместно контролируемых компаний	7 093	(16 097)	19 390	-	40 226	1 530	-	24 378	76 520
За год, закончившийся 31 декабря 2009 г.									
Выручка по сегментам	<u>297 637</u>	<u>551 536</u>	<u>2 092 946</u>	<u>20 308</u>	<u>364 473</u>	<u>547 350</u>	<u>196 740</u>	<u>146 702</u>	<u>4 217 692</u>
Выручка от межсегментных продаж	292 164	485 973	118 693	19 470	188 070	6 845	-	-	1 111 215
Выручка от внешних продаж	5 473	65 563	1 974 253	838	176 403	540 505	196 740	146 702	3 106 477
Финансовый результат по сегментам	<u>33 953</u>	<u>16 902</u>	<u>536 355</u>	<u>4 303</u>	<u>79 531</u>	<u>48 994</u>	<u>14 304</u>	<u>(12 151)</u>	<u>722 191</u>
Амортизация	67 432	226 740	4 525	6 893	37 307	17 372	13 175	14 062	387 506
Доля чистой прибыли (убытка) ассоцииро- ванных и совместно контролируемых компаний	7 138	940	19 980	-	15 788	(626)	975	18 362	62 557

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

7 СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ (продолжение)

Ниже представлено приведение финансового результата по операционным сегментам к прибыли до налогообложения в консолидированном отчете о совокупном доходе:

Прим.		За год, закончившийся 31 декабря	
		2010 г.	2009 г.
	Финансовый результат по сегментам	987 321	722 191
	Разница в амортизации основных средств	196 698	166 309
	Расходы по обязательствам пенсионного плана	(58 473)	(7 677)
	Расходы, связанные с начислением прочих резервов	-	(2 181)
40	Прибыль от выбытия доли в ОАО «НОВАТЭК»	77 375	-
	Приобретение доли меньшинства в ОАО «Газпром нефть»	-	13 865
34		-	105 470
38	Прибыль от сделки по обмену активами	-	105 470
27	Чистые доходы (расходы) по финансированию	2 694	(65 688)
	Прибыль от выбытия финансовых активов, имеющих в наличии для продажи	3 292	6 319
	Доля чистой прибыли ассоциированных и совместно контролируемых компаний	76 520	62 557
13	Прочее	(11 724)	(21 730)
	Прибыль до налогообложения	1 273 703	979 435

Ниже представлено приведение выручки от внешних продаж по отчетным сегментам к выручке от продаж в консолидированном отчете о совокупном доходе:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Выручка от внешних продаж по отчетным сегментам	3 480 339	2 959 775
Выручка от внешних продаж по прочим сегментам	174 962	146 702
Выручка от внешних продаж по сегментам	3 655 301	3 106 477
Разницы по внешним продажам	(58 247)	(115 476)
Выручка от продаж в отчете о совокупном доходе	3 597 054	2 991 001

Активы Группы, в основном, расположены в Российской Федерации. Активы по сегментам состоят, главным образом, из основных средств, дебиторской задолженности и предоплаты, инвестиций в ассоциированные и совместно контролируемые компании и запасов. Денежные средства и их эквиваленты, денежные средства с ограничением к использованию, НДС к возмещению, финансовые активы и прочие оборотные и внеоборотные активы не распределяются по сегментам и рассматриваются по Группе в целом.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

7 СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ (продолжение)

	Добыча газа	Транспор- тировка	Поставка газа	Хране- ние газа	Добыча нефти и газового конден- сата	Пере- работка	Производ- ство и продажа электри- ческой и тепловой энергии	Все прочие сегменты	Итого
По состоянию на 31 декабря 2010 г.									
Активы по сегментам	<u>1 466 058</u>	<u>4 000 952</u>	<u>1 048 594</u>	<u>169 146</u>	<u>1 094 309</u>	<u>819 440</u>	<u>487 046</u>	<u>643 132</u>	<u>9 728 677</u>
Инвестиции в ассоциированные и совместно контролируемые компании	23 600	112 892	91 503	-	435 890	36 964	48	56 260	757 157
Капитальные вложения	215 236	407 571	37 578	17 355	95 289	78 712	46 239	22 153	920 133
По состоянию на 31 декабря 2009 г.									
Активы по сегментам	<u>1 438 222</u>	<u>3 323 087</u>	<u>874 339</u>	<u>125 069</u>	<u>1 124 222</u>	<u>747 980</u>	<u>470 221</u>	<u>546 336</u>	<u>8 649 476</u>
Инвестиции в ассоциированные и совместно контролируемые компании	102 503	102 801	88 991	-	438 655	34 439	-	27 316	794 705
Капитальные вложения	218 921	231 723	27 185	9 549	84 749	41 557	26 139	20 959	660 782

Приведение активов по операционным сегментам к итогу активов в консолидированном бухгалтерском балансе:

	<u>31 декабря 2010 г.</u>	<u>31 декабря 2009 г.</u>
Активы по отчетным сегментам	9 085 545	8 103 140
Активы по прочим сегментам	<u>643 132</u>	<u>546 336</u>
Итого активы по сегментам	9 728 677	8 649 476
Чистая разница в стоимости основных средств*	(1 709 952)	(1 399 885)
Капитализированные проценты по займам	192 154	143 967
Расходы, связанные с ликвидацией скважин	65 017	55 466
Денежные средства и их эквиваленты	440 786	249 759
Денежные средства с ограничением к использованию	3 669	4 872
Краткосрочные финансовые активы	7 435	52 137
НДС к возмещению	158 390	139 718
Прочие оборотные активы	171 976	107 044
Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	191 417	106 658
Прочие внеоборотные активы	498 663	467 659
Межсегментные активы	(659 640)	(380 774)
Прочее	<u>147 401</u>	<u>172 431</u>
Итого активы в бухгалтерском балансе	9 235 993	8 368 528

*Разница в стоимости основных средств относится к поправкам, связанными с приведением стоимости основных средств по РСБУ к стоимости по МСФО, такими как сторнирование переоценки основных средств, учитываемой в соответствии с РСБУ или поправки связанные с функционированием группы в условиях гиперинфляции, не учитываемые для целей подготовки отчетности в соответствии с РСБУ.

Обязательства по сегментам состоят преимущественно из кредиторской задолженности, возникающей в ходе текущей деятельности. Задолженность по уплате налога на прибыль, отложенные обязательства по налогу на прибыль, резервы предстоящих расходов и платежей, а также краткосрочные и долгосрочные заемные средства, включая текущую часть обязательств по долгосрочным займам, краткосрочные и долгосрочные векселя к уплате и прочие долгосрочные обязательства рассматриваются по Группе в целом.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

7 СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ (продолжение)

	Добыча газа	Транспор- тировка	Постав- ка газа	Хранение газа	Добыча нефти и газового конден- сата	Пере- работка	Производство и продажа электрической и тепловой энергии	Все прочие сегменты	Итого
Обязательства по сегментам									
31 декабря 2010 г.	105 270	306 784	433 569	7 309	228 315	123 422	32 275	148 954	1 385 898
31 декабря 2009 г.	111 421	135 788	195 403	1 407	214 098	98 545	35 760	141 694	934 116

Приведение обязательств по операционным сегментам к итогу обязательств в консолидированном бухгалтерском балансе:

	<u>31 декабря 2010 г.</u>	<u>31 декабря 2009 г.</u>
Обязательства по отчетным сегментам	1 236 944	792 422
Обязательства по прочим сегментам	<u>148 954</u>	<u>141 694</u>
Итого обязательства по сегментам	1 385 898	934 116
Задолженность по текущему налогу на прибыль	45 649	37 267
Краткосрочные заемные средства и текущая часть обязательств по долгосрочным займам	190 845	424 855
Краткосрочные векселя к уплате	207	11 761
Долгосрочные займы	1 124 395	1 184 457
Долгосрочные векселя к уплате	-	4 592
Резервы предстоящих расходов и платежей	200 040	143 591
Отложенное обязательство по налогу на прибыль	333 143	321 524
Прочие долгосрочные обязательства	30 793	17 151
Дивиденды	2 258	1 924
Межсегментные обязательства	(659 640)	(380 774)
Прочее	<u>46 044</u>	<u>18 743</u>
Итого обязательства в бухгалтерском балансе	2 699 632	2 719 207

8 ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ И ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА С ОГРАНИЧЕНИЕМ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

В составе денежных средств и их эквивалентов в консолидированном бухгалтерском балансе отражены наличные денежные средства и средства на счетах в банках. В составе денежных средств с ограничением к использованию отражены денежные средства и их эквиваленты, которые не подлежат использованию на иные цели, кроме предусмотренных условиями некоторых займов. Кроме того, денежные средства с ограничением к использованию в соответствии с банковским законодательством включают остатки денежных средств в дочерних банках в размере ноль млн. руб. и 1 233 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. По состоянию на 31 декабря 2009 г. эти остатки в дочерних банках Группы относились, в основном, к деятельности ЗАО «Газэнергопромбанк». Группа прекратила отражать ЗАО «Газэнергопромбанк» в качестве дочернего общества начиная с апреля 2010 г. (см. Примечание 39).

Ниже в таблице представлен анализ кредитного качества банков, в которых Группа держит денежные средства и их эквиваленты, по внешним кредитным рейтингам, присвоенным банкам, в которых размещены денежные средства. Соответствующие рейтинги опубликованы Standard and Poor's и другими кредитными агентствами. Рейтинги условно приведены к классификации, применяемой Standard & Poor's:

	<u>31 декабря</u>	
	<u>2010 г.</u>	<u>2009 г.</u>
Денежные средства в кассе	261	4 495
Внешний кредитный рейтинг ВВ и выше	400 038	231 486
Внешний кредитный рейтинг В	20 073	3 899
Внешний кредитный рейтинг отсутствует	<u>20 414</u>	<u>9 879</u>
Итого денежные средства и их эквиваленты	440 786	249 759

Опубликованный агентством Standard & Poor's суверенный кредитный рейтинг Российской Федерации – ВВВ (прогноз стабильный) (по международной шкале в иностранной валюте).

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 г.
(в миллионах российских рублей)

9 КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Анализ краткосрочных финансовых активов с точки зрения иерархии справедливой стоимости приведен в таблице ниже:

	31 декабря							
	2010 г.			2009 г.				
	Расчетные данные на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 1)	Расчетные данные не на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 2)	Расчетные данные не на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 3)	Итого	Расчетные данные на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 1)	Расчетные данные на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 2)	Расчетные данные не на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 3)	Итого
Финансовые активы, предназначенные для торговли:	2 599	90	-	2 689	7 591	14 348	-	21 939
Облигации	328	90	-	418	5 598	50	-	5 648
Долевые ценные бумаги	2 271	-	-	2 271	1 993	-	-	1 993
Векселя	-	-	-	-	-	14 298	-	14 298
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи:	-	4 746	-	4 746	11 339	10 069	8 790	30 198
Облигации (за вычетом резерва на снижение стоимости в размере ноль млн. руб. и 149 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	-	-	-	-	11 339	4 250	-	15 589
Векселя (за вычетом резерва на снижение стоимости в размере 427 млн. руб. и 47 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	-	4 746	-	4 746	-	5 819	8 790	14 609
Итого краткосрочные финансовые активы	2 599	4 836	-	7 435	18 930	24 417	8 790	52 137

Финансовые активы, предназначенные для торговли, находящиеся на балансе дочерних банков Группы, составляют ноль млн. руб. и 19 182 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. По состоянию на 31 декабря 2009 г. данные финансовые активы, в основном, включали в себя активы ЗАО «Газэнергопромбанк». Группа прекратила отражать ЗАО «Газэнергопромбанк» в качестве дочернего общества начиная с апреля 2010 г. (см. Примечание 39).

Ниже в таблице представлен анализ кредитного качества краткосрочных финансовых активов (за исключением долевых ценных бумаг) по внешним кредитным рейтингам, присужденным соответствующим контрагентам либо финансовым инструментам (рейтинги опубликованы Standard & Poor's и другими кредитными агентствами). Рейтинги условно приведены к классификации, применяемой Standard and Poor's:

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Внешний кредитный рейтинг ВВ и выше	4 621	33 790
Внешний кредитный рейтинг В	298	3 368
Внешний кредитный рейтинг отсутствует	245	12 986
	5 164	50 144

По состоянию на 31 декабря 2009 г. краткосрочные финансовые активы, по которым внешний кредитный рейтинг отсутствует, представлены, в основном, инвестициями в долговые ценные бумаги, обращающиеся на российском рынке, и не котирующиеся на организованных торговых площадках.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

10 ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Финансовые активы		
Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков (за вычетом резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности в размере 162 374 млн. руб. и 126 977 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	400 252	393 554
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности в размере 12 641 млн. руб. и 25 063 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	<u>139 351</u>	<u>189 406</u>
	539 603	582 960
Нефинансовые активы		
Авансы выданные и предоплата (за вычетом резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности в размере 464 млн. руб. и 1 021 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	<u>218 297</u>	<u>263 765</u>
Итого дебиторская задолженность и предоплата	<u>757 900</u>	<u>846 725</u>

Оценочная справедливая стоимость краткосрочной дебиторской задолженности приблизительно равна ее балансовой стоимости.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно 235 782 млн. руб. и 268 393 млн. руб. дебиторской задолженности покупателей и заказчиков за вычетом резерва на снижение стоимости выражены в иностранной валюте, главным образом, в долларах США и евро.

Прочая дебиторская задолженность, находящаяся на балансе дочерних банков Группы, составляет ноль млн. руб. и 42 640 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Эта сумма, в основном, представляет собой депозиты в других банках и кредиты, выданные клиентам банков на коммерческих условиях в зависимости от кредитных рисков и сроков погашения. По состоянию на 31 декабря 2009 г. прочая дебиторская задолженность, находящаяся на балансе дочерних банков Группы, включала, в основном, активы ЗАО «Газэнергопромбанк». Группа прекратила отражать ЗАО «Газэнергопромбанк» в качестве дочернего общества начиная с апреля 2010 г. (см. Примечание 39).

Прочая дебиторская задолженность включает, в основном, задолженность российских покупателей.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. среднегодовые эффективные ставки процентов по банковским депозитам и займам в российских рублях составили 12,8%, а в иностранной валюте – 8,3%.

Справедливая стоимость банковских депозитов и займов приблизительно равна их балансовой стоимости, так как большинство из них являются краткосрочными и выданы на коммерческих условиях.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. дебиторская задолженность покупателей и заказчиков на суммы 22 570 млн. руб. и 26 004 млн. руб. соответственно, является просроченной, но не обесцененной.

В основном, указанная задолженность относится к дебиторам, в отношении которых не отмечено фактов существенных неплатежей. Анализ данной дебиторской задолженности по срокам давности приведен ниже в таблице:

Срок давности от установленного срока погашения	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
до 6 месяцев	7 722	14 326
от 6 до 12 месяцев	2 358	6 645
от 1 до 3 лет	12 374	3 196
свыше 3 лет	<u>116</u>	<u>1 837</u>
	<u>22 570</u>	<u>26 004</u>

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

10 ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. дебиторская задолженность покупателей и заказчиков в размере соответственно 162 924 млн. руб. и 132 602 млн. руб. была обесцененной, и в отношении нее был создан резерв. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. сумма резерва составила 162 374 млн. руб. и 126 977 млн. руб. соответственно. Обесцененная дебиторская задолженность относится, в основном, к продажам газа в некоторые регионы Российской Федерации и государства бывшего СССР, в которых отмечается сложная экономическая ситуация. Согласно оценке руководства, ожидается, что часть дебиторской задолженности будет погашена. Анализ данной задолженности по срокам давности от установленного срока погашения приведен ниже:

Срок давности от установленного срока погашения	Общая сумма задолженности		Суммы резерва		Сумма задолженности за вычетом резерва	
	31 декабря		31 декабря		31 декабря	
	2010 г.	2009 г.	2010 г.	2009 г.	2010 г.	2009 г.
до 6 месяцев	22 184	15 129	(22 105)	(12 546)	79	2 583
от 6 до 12 месяцев	15 758	19 107	(15 735)	(17 724)	23	1 383
от 1 до 3 лет	51 223	38 893	(50 881)	(38 402)	342	491
свыше 3 лет	<u>73 759</u>	<u>59 473</u>	<u>(73 653)</u>	<u>(58 305)</u>	<u>106</u>	<u>1 168</u>
	162 924	132 602	(162 374)	(126 977)	550	5 625

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. дебиторская задолженность покупателей и заказчиков на суммы 377 132 млн. руб. и 361 925 млн. руб. соответственно, не является просроченной или обесцененной. Основываясь на предыдущем опыте, руководство различает платежное поведение покупателей по географическому признаку.

Анализ кредитного качества этих активов может быть представлен следующим образом:

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Дебиторская задолженность покупателей из Европы и других стран за газ, нефть, газовый конденсат и продукты нефтегазопереработки	183 652	182 501
Дебиторская задолженность покупателей из стран бывшего СССР (кроме Российской Федерации) за газ, нефть, газовый конденсат и продукты нефтегазопереработки	48 226	69 664
Дебиторская задолженность российских покупателей за газ, нефть, газовый конденсат и продукты нефтегазопереработки	96 012	40 305
Дебиторская задолженность покупателей электрической и тепловой энергии	22 815	13 807
Дебиторская задолженность за услуги по транспортировке газа	1 895	5 488
Прочая задолженность покупателей и заказчиков	<u>24 532</u>	<u>50 160</u>
Итого дебиторская задолженность покупателей и заказчиков, которая не является просроченной или обесцененной	377 132	361 925

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. дебиторская задолженность покупателей и заказчиков, условия погашения которой были пересмотрены и которая, в противном случае, была бы просроченной, составила 1 316 млн. руб. и 3 021 млн. руб. соответственно.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

10 ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА (продолжение)

Изменение резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности покупателей и заказчиков и прочей дебиторской задолженности представлено в таблице ниже:

	Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков		Прочая дебиторская задолженность	
	За год, закончившийся 31 декабря		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.	2010 г.	2009 г.
Резерв на снижение стоимости дебиторской задолженности на начало года	126 977	96 599	25 063	16 426
Начисление резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности*	38 755	28 303	2 678	1 130
Выбытие дочерних обществ	-	-	(6 330)	-
Списание дебиторской задолженности в течение года**	(3 056)	(2 345)	(7 980)	(846)
Восстановление ранее созданного резерва*	(302)	(2 062)	(790)	(3 203)
Влияние дисконтирования*	-	(697)	-	-
Изменение резерва в связи с приобретением дочерних обществ	-	7 179	-	11 556
Резерв на снижение стоимости дебиторской задолженности на конец года	162 374	126 977	12 641	25 063

*Суммы по начислению и восстановлению резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности и эффект дисконтирования дебиторской задолженности включены в резерв под обесценение активов и прочие резервы в консолидированном отчете о совокупном доходе.

**Если отсутствует вероятность получения денежных средств по обесцененной дебиторской задолженности под которую ранее создавался резерв на снижение стоимости дебиторской задолженности, то сумма задолженности списывается за счет данного резерва.

11 ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Газ в трубопроводах и хранилищах	164 448	135 701
Сырье и материалы (за вычетом резерва на снижение стоимости в размере 2 317 млн. руб. и 2 622 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	100 025	104 851
Товары для перепродажи (за вычетом резерва на снижение стоимости в размере 268 млн. руб. и 918 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	19 990	12 651
Нефть и продукты переработки	41 276	33 516
	325 739	286 719

ОАО «ГАЗПРОМ»
 ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
 (в миллионах российских рублей)

12 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

	Трубо- проводы	Сква- жины	Машины и обору- дование	Здания и дороги	Лицензии на добычу	Объекты социальной сферы	Незавер- шенное строи- тельство	Итого
По состоянию на 31.12.08								
Первоначальная стоимость	1 802 481	710 643	1 348 119	1 332 316	328 745	82 248	759 007	6 363 559
Накопленная амортизация	(871 666)	(270 660)	(605 343)	(494 672)	(73 964)	(26 732)	-	(2 343 037)
Остаточная стоимость на 31.12.08	930 815	439 983	742 776	837 644	254 781	55 516	759 007	4 020 522
Амортизация	(47 962)	(26 139)	(81 698)	(48 254)	(17 988)	(2 404)	-	(224 445)
Поступление	97	56	8 113	1 062	19 960	394	737 560	767 242
Приобретение дочерних обществ	-	18 885	110 059	116 323	102 060	51	42 614	389 992
Курсовая разница	(1 110)	(2 387)	(1 622)	(5 018)	(587)	(65)	(2 512)	(13 301)
Передача	62 986	92 362	147 339	129 086	-	857	(432 630)	-
Выбытие	(625)	(2 923)	(3 839)	(7 479)	-	(2 890)	(13 348)	(31 104)
Увеличение резерва на снижение стоимости	-	-	(2 013)	(1 623)	-	-	(6 047)	(9 683)
Остаточная стоимость на 31.12.09	944 201	519 837	919 115	1 021 741	358 226	51 459	1 084 644	4 899 223
По состоянию на 31.12.09								
Первоначальная стоимость	1 863 068	813 580	1 606 630	1 559 210	450 178	78 487	1 084 644	7 455 797
Накопленная амортизация	(918 867)	(293 743)	(687 515)	(537 469)	(91 952)	(27 028)	-	(2 556 574)
Остаточная стоимость на 31.12.09	944 201	519 837	919 115	1 021 741	358 226	51 459	1 084 644	4 899 223
Амортизация	(48 912)	(29 954)	(96 359)	(54 576)	(16 557)	(2 425)	-	(248 783)
Поступление	39	10	12 420	3 223	1 394	1 713	996 358	1 015 157
Приобретение дочерних обществ	-	-	4 750	9 521	-	-	232	14 503
Курсовая разница	393	55	136	396	(6)	20	868	1 862
Передача	96 153	101 831	185 715	169 124	930	6 656	(560 409)	-
Выбытие	(579)	(3 168)	(24 016)	(7 959)	(2 290)	(2 448)	(32 649)	(73 109)
Выбытие дочерних обществ	-	(1 105)	(1 012)	(8 459)	(98 148)	(3)	(13 076)	(121 803)
Увеличение резерва на снижение стоимости	-	-	-	-	-	-	(621)	(621)
Остаточная стоимость на 31.12.10	991 295	587 506	1 000 749	1 133 011	243 549	54 972	1 475 347	5 486 429
По состоянию на 31.12.10								
Первоначальная стоимость	1 959 053	910 240	1 787 674	1 722 143	352 058	82 818	1 475 347	8 289 333
Накопленная амортизация	(967 758)	(322 734)	(786 925)	(589 132)	(108 509)	(27 846)	-	(2 802 904)
Остаточная стоимость на 31.12.10	991 295	587 506	1 000 749	1 133 011	243 549	54 972	1 475 347	5 486 429

На каждую дату составления консолидированного бухгалтерского баланса руководство производит оценку признаков снижения возмещаемой стоимости активов ниже их балансовой стоимости. Основные средства производственного назначения показаны за минусом резерва на снижение стоимости в сумме 54 387 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.

12 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

Объекты незавершенного строительства показаны за вычетом резерва на снижение стоимости на сумму 96 146 млн. руб. и 97 157 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Начисленные резервы на снижение стоимости объектов незавершенного строительства относятся, главным образом, к проектам, выполнение которых приостановлено на неопределенное время.

В состав основных средств включены полученные Группой в процессе приватизации активы социальной сферы (жилые дома, пансионаты, школы и медицинские учреждения) с остаточной стоимостью 1 354 млн. руб. и 2 265 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно.

В стоимость поступивших основных средств включены начисленные и капитализированные проценты по займам на сумму 62 392 млн. руб. и 45 516 млн. руб. за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Ставки капитализации в размере 7,86% и 8,17% за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно, представляют собой средневзвешенную фактическую стоимость привлеченных займов.

Амортизационные отчисления, отраженные в консолидированном отчете о совокупном доходе, не включают в себя суммы начисленной амортизации, отнесенной на стоимость объектов, построенных хозяйственным способом (и таким образом капитализированной, а не включенной в состав расходов), в размере 2 644 млн. руб. и 2 795 млн. руб. за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Амортизационные отчисления, отраженные в консолидированном отчете о совокупном доходе, включают в себя эффект от изменения суммы амортизации, капитализированной в стоимости товарно-материальных запасов. За год, закончившийся 31 декабря 2010 г. данный эффект составил 5 285 млн. руб. - увеличение капитализированной амортизации, в то время как за 2009 год данный эффект был равен 1 154 млн. руб. – уменьшение капитализированной амортизации.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

13 ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫЕ КОМПАНИИ

Прим.		Стоимость инвестиций на 31 декабря		Доля чистой прибыли (убытка) ассоциированных и совместно контролируемых компаний за	
		2010 г.	2009 г.	2010 г.	2009 г.
41,42	«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»*	153 871	187 323	31 336	8 673
41	ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние общества	151 826	151 671	2 812	3 597
41	ОАО «Томскнефть» ВНК и его дочерние общества	65 286	69 614	1 651	4 390
41	ОАО «Белтрансгаз»**	53 678	50 340	(14 814)	742
41	Группа Газпромбанк	50 362	22 284	24 386	18 362
41	«ВИНГАЗ ГмбХ и Ко. КГ»	41 798	46 344	4 125	3 481
42	«Норд Стрим АГ»	39 066	32 373	(1 587)	(729)
35,41	«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»	38 395	35 933	2 462	(1 358)
36	ООО «Ямал развитие» и его дочерние общества***	27 984	-	(139)	-
41	ТОО «КазРосГаз»	27 034	18 675	9 521	9 941
41	ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	19 940	19 272	668	(1 678)
	«Штокман Девелопмент АГ»	17 741	14 298	(442)	102
41,42	АО «СТГ ЕвроПол ГАЗ»	17 314	17 744	(171)	596
	«Винтерсхалл АГ»	11 003	11 325	2 023	1 690
	ЗАО «Нортгаз»	5 023	4 331	783	455
41	АО «Латвияс Газе»	4 255	4 326	529	406
41	АО «Газум»	4 040	4 507	735	789
42	ЗАО «Ачимгаз»	3 054	1 650	1 404	(532)
41	АО «Лиетувос дуйос»	3 011	2 796	714	698
41,42	«Трубопроводная компания «Голубой поток» Б.В.»	2 093	1 603	475	331
40,41	ОАО «НОВАТЭК»****	-	78 929	7 553	5 050
	Прочие (за вычетом резерва на снижение стоимости в размере 2 096 млн. руб. и 2 452 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	<u>20 383</u>	<u>19 367</u>	<u>2 496</u>	<u>7 551</u>
		757 157	794 705	76 520	62 557

* Инвестиции в «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» уменьшились, в основном, из-за погашения подлежащих выкупу компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» собственных привилегированных акций и выплаченных дивидендов.

** В феврале 2009 г. Группа приобрела 12,5% долю в ОАО «Белтрансгаз» за 625 млн. долл. США. В результате доля Группы в ОАО «Белтрансгаз» увеличилась до 37,5%. В феврале 2010 г. Группа заплатила 625 млн. долл. США за приобретение 12,5% доли в ОАО «Белтрансгаз», тем самым увеличив долю Группы в ОАО «Белтрансгаз» до 50%.

*** В июле 2010 г. была создана компания ООО «Ямал развитие», совместно контролируемая Группой и ОАО «НОВАТЭК». В ноябре 2010 г. Группа продала 51% долю в уставном капитале ООО «СеверЭнергия» компании ООО «Ямал развитие». В результате данной операции эффективная доля Группы в уставном капитале ООО «СеверЭнергия» составила 25,5% на 31 декабря 2010 г. (см. Примечание 36).

****В декабре 2010 г. Группа продала 9,4% акций ОАО «НОВАТЭК». В результате этой сделки Группа прекратила оказывать существенное влияние на компанию ОАО «НОВАТЭК». Оставшаяся доля учитывается в составе долгосрочных финансовых активов, имеющих в наличии для продажи (см. Примечание 40).

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

13 ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Стоимость инвестиций в ассоциированные и совместно контролируемые компании на начало отчетного периода	794 705	772 143
Увеличение доли в ОАО «Белтрансгаз»	18 844	22 134
Доля чистой прибыли ассоциированных и совместно контролируемых компаний	76 520	62 557
Доходы, полученные от ассоциированных и совместно контролируемых компаний	(59 776)	(22 889)
Приобретение контроля над ОАО «ТГК-1» (см. Примечание 37) и ОАО «Московский НПЗ» (см. Примечание 35)	-	(49 359)
Погашение подлежащих выкупу компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» собственных привилегированных акций	(34 401)	(50 942)
Выбытие доли в ОАО «НОВАТЭК» (см. Примечание 40)	(84 978)	-
Вложение в ООО «Ямал развитие» (см. Примечание 36)	28 123	-
Изменение в прочем совокупном доходе ассоциированных и совместно контролируемых компаний	4 100	7 098
Курсовые разницы	(7 048)	4 465
Прочие приобретения и выбытия	<u>21 068</u>	<u>49 498</u>
Стоимость инвестиций в ассоциированные и совместно контролируемые компании на конец отчетного периода	757 157	794 705

Обобщенная финансовая информация о крупнейших ассоциированных и совместно контролируемых компаниях Группы представлена ниже:

	Активы	Обязательства	Выручка	Прибыль (убыток)
31 декабря 2010 г.				
Группа Газпромбанк*	1 951 621	1 729 740	95 091	56 881
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»	635 952	328 714	184 802	68 435
ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние общества	616 075	308 500	132 395	5 610
«Норд Стрим АГ»	200 773	122 148	1	(2 035)
«ВИНГАЗ ГмбХ и Ко. КГ»	177 515	135 063	280 942	13 229
ООО «Ямал развитие» и его дочерние общества**	147 264	37 548	-	(545)
ОАО «Томскнефть» ВНК и его дочерние общества	123 462	63 788	81 446	3 302
ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	75 114	53 155	92 680	2 867
ОАО «Белтрансгаз»	69 257	31 360	139 557	6 148
«Трубопроводная компания «Голубой поток» Б.В.»	68 844	60 612	8 249	1 901
ТОО «КазРосГаз»	55 627	1 558	36 052	19 043
АО «СТГ ЕвРоПол ГАЗ»	50 932	14 861	11 126	(375)
«Штокман Девелопмент АГ»	40 536	5 749	-	(624)
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»	37 426	24 321	48 124	4 924
«Винтерсхалл АГ»	34 305	22 972	65 403	4 129
АО «Газум»	33 358	17 196	51 936	2 940
АО «Лиетувос дуйос»	31 643	7 363	21 109	1 926
АО «Латвияс Газе»	24 423	5 164	20 754	1 555
ЗАО «Нортгаз»	13 224	3 376	5 030	1 662
ЗАО «Ачимгаз»	10 153	4 044	4 725	2 808

* Показатель выручки Группы Газпромбанк определен в соответствии с учетной политикой Группы и включает выручку медиа-бизнеса, машиностроения и прочих небанковских компаний. Прибыль Группы Газпромбанк включает прибыль от прекращаемой деятельности (нефтехимического бизнеса) в размере 26 549 млн. руб.

** Убытки ООО «Ямал развитие» и его дочерних обществ за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., раскрыты с даты приобретения (см. Примечание 36).

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

13 ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

	Активы	Обязательства	Выручка	Прибыль (убыток)
31 декабря 2009 г.				
Группа Газпромбанк*	1 741 142	1 545 148	80 458	54 255
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»	675 299	296 811	107 554	17 347
ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние общества	615 441	290 969	121 412	7 215
ОАО «НОВАТЭК»	193 639	60 199	89 954	26 043
«ВИНГАЗ ГмбХ и Ко. КГ»	148 268	112 416	340 916	6 450
ОАО «Томскнефть» ВНК и его дочерние общества	144 011	75 477	71 666	8 780
«Норд Стрим АГ»	120 755	55 255	2	(1 429)
ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	69 709	49 085	67 756	(3 241)
«Трубопроводная компания «Голубой поток» Б.В.»	69 520	63 245	7 938	1 322
АО «СТГ ЕвроПол ГАЗ»	55 061	18 096	14 662	1 202
ОАО «Белтрансгаз»	53 173	22 411	103 555	2 455
ТОО «КазРосГаз»	38 487	1 136	39 643	19 882
«Штокман Девелопмент АГ»	34 705	6 670	-	200
АО «Газум»	34 429	16 399	45 159	3 157
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»**	32 053	29 125	43 564	(2 322)
АО «Лиетувос дуйос»	31 701	6 960	15 535	1 160
«Винтерсхалл АГ»	30 413	19 124	61 542	3 448
АО «Латвияс Газе»	27 993	8 033	19 699	1 193
ЗАО «Нортгаз»	10 331	1 840	4 280	888
ЗАО «Ачимгаз»	10 122	6 822	2 760	(98)

* Показатель выручки Группы Газпромбанк определен в соответствии с учетной политикой Группы и включает выручку медиа-бизнеса, машиностроения и прочих небанковских компаний. Прибыль Группы Газпромбанк включает прибыль от прекращаемой деятельности (нефтехимического бизнеса) в размере 14 730 млн. руб.

**Выручка и прибыль «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» за год, закончившийся 31 декабря 2009 г., раскрыты с даты приобретения.

Оценочная справедливая стоимость доли Группы в ассоциированных и совместно контролируемых компаниях, определенная на основе публикуемых рыночных котировок, приведена в таблице ниже:

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
ОАО «НОВАТЭК»	-	117 538
ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	20 046	19 748
АО «Лиетувос дуйос»	5 134	4 539
АО «Латвияс Газе»	3 735	3 382

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

13 ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Крупнейшие ассоциированные и совместно контролируемые компании

Наименование	Страна	Вид деятельности	% участия в голосующих акциях на 31 декабря*	
			2010 г.	2009 г.
ЗАО «Ачимгаз»	Россия	Разработка и добыча газа и газового конденсата	50	50
ОАО «Белтрансгаз»	Беларусь	Транспортировка и поставка газа	50	38
«Босфорус Газ Корпорэйшн А.С.»	Турция	Продажа газа	51	51
«ВИНГАЗ ГмбХ и Ко. КГ»	Германия	Транспортировка и продажа газа	50	50
«Винтерсхалл АГ»	Германия	Добыча нефти и продажа газа	49	49
«Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус ГмбХ и Ко. КГ» (ВИЕХ)	Германия	Продажа газа	50	50
«Газ Проджект Девелопмент Сентрал Эйша АГ»	Швейцария	Добыча газа	50	50
ОАО «Газпромбанк»	Россия	Банковская	45	44
АО «Газум»	Финляндия	Продажа газа	25	25
«Трубопроводная компания «Голубой поток» Б.В.»	Нидерланды	Строительство, транспортировка газа	50	50
АО «СТГ ЕвРоПол ГАЗ»	Польша	Транспортировка и продажа газа	48	48
ТОО «КазРосГаз»	Казахстан	Переработка и продажа газа и продуктов переработки	50	50
АО «Латвияс Газе»	Латвия	Транспортировка и продажа газа	34	34
АО «Лиетувос дуйос»	Литва	Транспортировка и продажа газа	37	37
АО «Молдовагаз»	Молдова	Транспортировка и продажа газа	50	50
ОАО «НОВАТЭК»	Россия	Добыча и продажа газа	-	19
«Норд Стрим АГ»	Швейцария	Строительство, транспортировка газа	51	51
ЗАО «Нортгаз»	Россия	Добыча и продажа газа и газового конденсата	51	51
АО «Овергаз Инк.»	Болгария	Продажа газа	50	50
ЗАО «Панрусгаз»	Венгрия	Продажа газа	40	40
АО «Прометей Газ»	Греция	Продажа газа, строительство	50	50
«РосУкрЭнерго АГ»	Швейцария	Продажа газа	50	50
ОАО «Газпром нефтехим Салават» (ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»)**	Россия	Переработка и продажа нефтепродуктов	50	50
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»	Нидерланды	Добыча нефти	50	50
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»	Бермудские острова	Добыча нефти, производство сжиженного природного газа	50	50
ОАО «НГК «Славнефть»	Россия	Добыча нефти, продажа нефти и нефтепродуктов	50	50
ОАО «Томскнефть» ВНК	Россия	Добыча нефти	50	50
АО «Турусгаз»	Турция	Продажа газа	45	45
«Штокман Девелопмент АГ»	Швейцария	Разработка и добыча газа	51	51
ООО «Ямал развитие»***	Россия	Инвестиционная, управление активами	50	-

* Суммарная доля компаний Группы в уставном капитале объектов вложений.

** Общество было переименовано в 2011 году (в скобках указано прежнее наименование).

***ООО «Ямал развитие» принадлежит доля в размере 51% уставного капитала ООО «СеверЭнергия» (см. Примечание 36).

14 ДОЛГОСРОЧНАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Долгосрочная дебиторская задолженность и предоплата (за вычетом резерва на снижение стоимости в размере 22 139 млн. руб. и 24 915 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	169 124	193 319
Авансы на капитальное строительство (за вычетом резерва на снижение стоимости в размере 331 млн. руб. и 7 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	<u>267 308</u>	<u>219 990</u>
	436 432	413 309

Долгосрочная дебиторская задолженность, находящаяся на балансе дочерних банков Группы, составляет ноль млн. руб. и 62 967 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Эта сумма, в основном, представляет собой депозиты в других банках и долгосрочные кредиты, выданные клиентам банков на коммерческих условиях в зависимости от кредитных рисков и сроков погашения. По состоянию на 31 декабря 2009 г. прочая дебиторская задолженность, находящаяся на балансе дочерних банков Группы, включала, в основном, активы ЗАО «Газэнергопромбанк». Группа прекратила отражать ЗАО «Газэнергопромбанк» в качестве дочернего общества начиная с апреля 2010 г. (см. Примечание 39).

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. долгосрочная дебиторская задолженность и предоплата с балансовой стоимостью 169 124 млн. руб. и 193 319 млн. руб. имеют оценочную справедливую стоимость 147 374 млн. руб. и 185 649 млн. руб., соответственно.

Долгосрочная дебиторская задолженность и предоплата включает предоплату в сумме 1 962 млн. руб. и 3 254 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. в состав задолженности включена также долгосрочная дебиторская задолженность в размере соответственно 58 621 млн. руб. и 101 092 млн. руб., которая была обесцененной, и в отношении которой был создан резерв. Данная задолженность на 31 декабря 2009 г. относилась, в основном, к деятельности дочерних банков Группы. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. сумма резерва составила 22 139 млн. руб. и 24 915 млн. руб. соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. долгосрочная дебиторская задолженность на суммы 48 млн. руб. и 13 млн. руб. соответственно, является просроченной, но не обесцененной.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. долгосрочная дебиторская задолженность на суммы 132 594 млн. руб. и 117 129 млн. руб. соответственно, не является просроченной или обесцененной. Анализ этих активов может быть представлен следующим образом:

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Дебиторская задолженность, относящаяся к деятельности дочерних банков Группы	-	121
Займы, предоставленные другим организациям на срок более 12 месяцев	74 328	77 000
Долгосрочная дебиторская задолженность покупателей и заказчиков	4 664	5 440
Прочая долгосрочная дебиторская задолженность	<u>53 602</u>	<u>34 568</u>
Итого долгосрочная дебиторская задолженность, которая не является просроченной или обесцененной	132 594	117 129

Руководство, основываясь на прошлом опыте, оценивает долгосрочные займы, предоставленные другим организациям, выданные, в основном, с целью финансирования капитального строительства, как имеющие надежное кредитное качество.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. дебиторская задолженность покупателей и заказчиков, условия погашения которой были пересмотрены, и которая в противном случае была бы просроченной, составила 346 млн. руб. и 1 737 млн. руб. соответственно.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 г.
(в миллионах российских рублей)

14 ДОЛГОСРОЧНАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРЕДОПЛАТА (продолжение)

Ниже в таблице представлено движение резерва на снижение стоимости долгосрочной дебиторской задолженности и предоплаты:

	За год, закончившийся	
	31 декабря 2010 г.	2009 г.
Резерв на снижение стоимости дебиторской задолженности на начало года	24 915	17 303
Начисление резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности*	7 343	6 512
Выбытие дочерних обществ	(12 203)	-
Восстановление ранее созданного резерва*	(1 295)	(2 981)
Изменение резерва в связи с приобретением дочерних обществ	3 379	4 081
Резерв на снижение стоимости дебиторской задолженности на конец года	22 139	24 915

* Суммы по начислению и восстановлению резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности включены в резерв под обесценение активов и прочие резервы в консолидированном отчете о совокупном доходе.

15 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ, ИМЕЮЩИЕСЯ В НАЛИЧИИ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Анализ долгосрочных финансовых активов с точки зрения иерархии справедливой стоимости приведен в таблице ниже:

	31 декабря							
	2010 г.				2009 г.			
	Расчетные данные на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 1)	Расчетные данные не на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 2)	Расчетные данные не на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 3)	Итого	Расчетные данные на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 1)	Расчетные данные не на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 2)	Расчетные данные не на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 3)	Итого
Долевые ценные бумаги*	166 000	22 006	865	188 871	49 047	25 709	2 555	77 311
Долговые ценные бумаги	24	2 522	-	2 546	12 896	16 116	335	29 347
	166 024	24 528	865	191 417	61 943	41 825	2 890	106 658

* По состоянию на 31 декабря 2010 г. вложения в долевые ценные бумаги включают инвестицию в ОАО «НОВАТЭК» в сумме 110 471 млн. руб. (см. Примечание 40).

Долговые ценные бумаги включают в себя государственные и муниципальные облигации, корпоративные облигации и векселя, находящиеся на балансе компаний Группы, кредитное качество которых оценивается руководством как высокое.

Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, находящиеся на балансе дочерних банков Группы, составляют ноль млн. руб. и 25 809 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. данные финансовые активы, в основном, включали в себя активы ЗАО «Газэнергопромбанк». Группа прекратила отражать ЗАО «Газэнергопромбанк» в качестве дочернего общества начиная с апреля 2010 г. (см. Примечание 39).

Движение по долгосрочным финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи	За год, закончившийся	
	31 декабря 2010 г.	2009 г.
Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на начало года	106 658	48 186
Переклассификация инвестиции в ОАО «НОВАТЭК» (см. Примечание 40)	104 484	-
Увеличение справедливой стоимости долгосрочных финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	23 798	34 220
Результат приобретений долгосрочных финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	4 151	32 489
Увеличение долгосрочных финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, в результате консолидации дочерних обществ	-	5 769

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

15 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ, ИМЕЮЩИЕСЯ В НАЛИЧИИ ДЛЯ ПРОДАЖИ (продолжение)

Движение по долгосрочным финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Изменение порядка отражения ЗАО «Газэнергопромбанк»	(10 207)	-
Результат выбытий долгосрочных финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	(37 679)	(13 346)
Восстановление (начисление) резерва под обесценение по долгосрочным финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи	<u>212</u>	<u>(660)</u>
Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на конец года	191 417	106 658

По данной категории активов максимальная подверженность кредитному риску равна справедливой стоимости долговых ценных бумаг, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи. Величина обесценения финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, была рассчитана на основе рыночных котировок.

Условия погашения по включенным в данную категорию финансовым активам, которые не являются просроченными или обесцененными, не пересматривались в отчетном периоде.

16 ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. прочие долгосрочные активы включают НДС по незавершенному строительству в сумме 107 969 млн. руб. и 87 255 млн. руб. соответственно.

В состав прочих внеоборотных активов включены чистые активы пенсионного плана в сумме 254 304 млн. руб. и 243 982 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно (см. Примечание 23).

17 КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Финансовые обязательства		
Кредиторская задолженность перед поставщиками и подрядчиками	275 098	215 583
Кредиторская задолженность по приобретенным основным средствам	159 470	103 119
Задолженность дочерних банков Группы	-	30 006
Прочая кредиторская задолженность	<u>114 215</u>	<u>121 548</u>
	548 783	470 256
Нефинансовые обязательства		
Авансы полученные	152 672	30 514
Начисленные обязательства и доходы будущих периодов	<u>1 185</u>	<u>1 305</u>
	<u>153 857</u>	<u>31 819</u>
	702 640	502 075

Задолженность дочерних банков Группы представляет собой, главным образом, денежные средства клиентов банков, размещенные на коммерческих условиях. Ставки варьировались от 0,03% до 11,4% годовых на 31 декабря 2009 г. Данные финансовые обязательства, в основном, включали в себя обязательства ЗАО «Газэнергопромбанк». Группа прекратила отражать ЗАО «Газэнергопромбанк» в качестве дочернего общества начиная с апреля 2010 г. (см. Примечание 39).

Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам в сумме 26 534 млн. руб. и 48 906 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно была выражена в иностранной валюте, главным образом, в долларах США и евро. Балансовая стоимость кредиторской задолженности приблизительно равна справедливой стоимости.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

18 ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО РАСЧЕТАМ С БЮДЖЕТОМ И ВНЕБЮДЖЕТНЫМИ ФОНДАМИ

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
НДС	32 365	28 239
Налог на добычу полезных ископаемых	18 273	15 293
Налог на имущество	10 708	8 183
Акциз	4 297	5 593
Штрафы и пени по расчетам с бюджетом и внебюджетными фондами	628	1 536
Прочие налоги	<u>5 650</u>	<u>13 130</u>
	71 921	71 974
За вычетом: долгосрочной части реструктурированной задолженности перед бюджетом	<u>(1)</u>	<u>(40)</u>
	71 920	71 934

19 КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА, ВЕКСЕЛЯ И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ДОЛГОСРОЧНЫМ ЗАЙМАМ

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Краткосрочные займы:		
займы в российских рублях	16 111	119 178
займы в иностранной валюте	<u>47 163</u>	<u>71 998</u>
	63 274	191 176
Текущая часть долгосрочных займов (см. Примечание 20)	<u>127 571</u>	<u>233 679</u>
	190 845	424 855

Фиксированные процентные ставки по рублевым краткосрочным займам в течение 2010 и 2009 гг. варьировались в среднем от 0,3% до 15,5% и от 9,6% до 20,2% соответственно. Фиксированные процентные ставки по валютным краткосрочным займам в течение 2010 и 2009 гг. варьировались в среднем от 6% до 9,8% и от 5,5% до 12% соответственно. Кроме того, в течение 2010 и 2009 гг. по валютным краткосрочным займам применялись, в основном, ставки ЛИБОР.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. краткосрочные займы, находящиеся на балансе дочерних банков Группы, составляют ноль млн. руб. и 90 319 млн. руб. соответственно. По состоянию на 31 декабря 2009 г. данные краткосрочные займы, в основном, включали в себя займы ЗАО «Газэнергопромбанк». Группа прекратила отражать ЗАО «Газэнергопромбанк» в качестве дочернего общества начиная с апреля 2010 г. (см. Примечание 39).

Средний процент по краткосрочным векселям к уплате в течение 2009 г. варьировался в среднем от 4,03% до 8,47% .

Справедливая стоимость краткосрочных обязательств приблизительно равна их балансовой стоимости.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

20 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ И ВЕКСЕЛЯ

	Валюта	Окончательный срок погашения	31 декабря	
			2010 г	2009 г.
Долгосрочные займы:				
Облигации участия в кредите, выпущенные в апреле 2009 г. ¹	Долл. США	2019	69 771	69 238
«Королевский Банк Шотландии» АГ	Долл. США	2013	55 046	54 625
Облигации участия в кредите, выпущенные в октябре 2007 г. ¹	Евро	2018	51 220	55 100
Облигации участия в кредите, выпущенные в июне 2007 г. ¹	Долл. США	2013	48 963	48 589
«Натиксис СА» ²	Долл. США	2015	45 721	-
Облигации участия в кредите, выпущенные в мае 2005 г. ¹	Евро	2015	41 715	44 875
Облигации участия в кредите, выпущенные в ноябре 2006 г. ¹	Долл. США	2016	41 421	41 104
Облигации участия в кредите, выпущенные в декабре 2005 г. ¹	Евро	2012	40 445	43 509
Облигации участия в кредите, выпущенные в марте 2007 г. ¹	Долл. США	2022	40 437	40 128
«Уайт Найтс Финанс Б.В.»	Долл. США	2014	39 744	39 441
Облигации участия в кредите, выпущенные в июле 2009 г. ¹	Долл. США	2014	39 386	39 094
Облигации участия в кредите, выпущенные в августе 2007 г. ¹	Долл. США	2037	39 137	38 838
Облигации участия в кредите, выпущенные в апреле 2004 г. ¹	Долл. США	2034	37 124	36 841
Облигации участия в кредите, выпущенные в июле 2009 г. ¹	Евро	2015	36 809	38 144
Облигации участия в кредите, выпущенные в апреле 2008 г. ¹	Долл. США	2018	34 131	33 871
Облигации участия в кредите, выпущенные в октябре 2006 г. ¹	Евро	2014	32 804	35 289
Облигации участия в кредите, выпущенные в ноябре 2010 г. ¹	Долл. США	2015	30 615	-
Облигации участия в кредите, выпущенные в июне 2007 г. ¹	Евро	2014	28 490	30 649
«ВестЛБ АГ» ²	Долл. США	2013	25 744	30 446
Структурированные облигации участия в кредите, выпущенные в июле 2004 г. ³	Долл. США	2020	22 747	27 118
Облигации участия в кредите, выпущенные в ноябре 2006 г. ¹	Евро	2017	20 975	22 564
Облигации участия в кредите, выпущенные в марте 2007 г. ¹	Евро	2017	20 347	21 888
Российские облигации, выпущенные в апреле 2010 г. ⁷	Росс. рубли	2013	20 000	-
Российский национальный коммерческий банк (ОАО)	Долл. США	2012	19 018	18 872
Облигации участия в кредите, выпущенные в апреле 2009 г. ¹	Шв. франк	2011	17 209	15 472
ОАО «Сбербанк России»				
(АК Сберегательный банк РФ (ОАО))	Долл. США	2012	16 643	25 937
«Кредит Свисс Интернэшнл»	Долл. США	2017	15 989	15 867
Облигации участия в кредите, выпущенные в июле 2008 г. ¹	Долл. США	2013	15 671	15 551
«Бэнк оф Токио-Митцубиси ЮэФДжей Лтд.»	Долл. США	2012	15 259	15 184
«Дж.П. Морган Чейз Банк»	Долл. США	2012	12 847	12 757

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 г.
(в миллионах российских рублей)

20 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ И ВЕКСЕЛЯ (продолжение)

	Валюта	Окончательный срок погашения	31 декабря	
			2010 г.	2009 г.
Облигации участия в кредите, выпущенные в апреле 2008 г. ¹	Долл. США	2013	12 390	12 295
ОАО «Банк ВТБ»	Долл. США	2012	12 317	12 226
«Дойче Банк АГ»	Долл. США	2014	11 410	16 144
Российские облигации, выпущенные в апреле 2009 г. ⁷	Росс. рубли	2019	11 173	10 427
«Королевский Банк Шотландии» АГ ²	Долл. США	2012	10 774	24 550
«Ситибанк Интернэшнл плс» ²	Долл. США	2021	10 269	-
Российские облигации, выпущенные в июне 2009 г.	Росс. рубли	2012	10 011	10 007
«Дойче Банк АГ»	Долл. США	2014	9 217	-
«Бэнк оф Токио-Митсубиси ЮэфДжей Лтд.»	Долл. США	2015	9 198	-
«Евроферт Трейдинг Лимитед ллс» ⁵	Росс. рубли	2015	8 600	-
Облигации участия в кредите, выпущенные в ноябре 2007 г. ¹	Японские йены	2012	8 017	7 956
Российские облигации, выпущенные в июле 2009 г. ⁷	Росс. рубли	2016	8 000	8 429
«Креди Агриколь КИБ» ²	Долл. США	2013	7 633	-
«БНП Париба СА» ²	Евро	2022	7 108	-
ГК «Внешэкономбанк»	Росс. рубли	2025	6 621	-
«Дойче Банк АГ»	Долл. США	2014	6 115	6 058
«Королевский Банк Шотландии» АГ ²	Долл. США	2013	5 521	5 479
Российские облигации, выпущенные в феврале 2007 г.	Росс. рубли	2014	5 134	5 133
Российские облигации, выпущенные в ноябре 2006 г.	Росс. рубли	2011	5 061	5 060
Российские облигации, выпущенные в декабре 2009 г. ⁶	Росс. рубли	2014	5 039	5 038
Российские облигации, выпущенные в июне 2009 г.	Росс. рубли	2014	5 006	5 004
Российские облигации, выпущенные в июле 2009 г. ⁸	Росс. рубли	2011	5 000	5 000
«Евроферт Трейдинг Лимитед ллс» ⁵	Росс. рубли	2015	5 000	-
Российские облигации, выпущенные в марте 2006 г. ⁶	Росс. рубли	2016	4 910	4 909
Российские облигации, выпущенные в сентябре 2006 г. ⁶	Росс. рубли	2011	4 801	4 799
ЗАО «Райффайзенбанк»	Долл. США	2013	3 050	-
ОАО «Нордеа Банк»	Долл. США	2014	3 048	-
«Дойче Банк АГ»	Долл. США	2011	2 907	5 770
«Газстрим СА»	Долл. США	2012	2 368	3 525
«БНП Париба СА» ²	Евро	2023	2 211	2 070
ОАО «ТрансКредитБанк»	Росс. рубли	2012	1 970	2 718
Российские облигации, выпущенные в апреле 2007 г. ⁵	Росс. рубли	2012	1 547	2 916
«Дж.П. Морган Чейз Банк»	Долл. США	2011	1 528	3 034
ОАО «Сбербанк России» (АК Сберегательный банк РФ (ОАО))	Долл. США	2010	-	70 564
Облигации участия в кредите, выпущенные в сентябре 2003 г. ¹	Евро	2010	-	44 278
ГК «Внешэкономбанк»	Долл. США	2010	-	22 751
«Креди Агриколь КИБ» ²	Долл. США	2010	-	18 156
«Кредит Свисс Интернэшнл»	Евро	2010	-	10 860
«Коммерцбанк АГ» ²	Долл. США	2010	-	9 474

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

20 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ И ВЕКСЕЛЯ (продолжение)

	Валюта	Окончательный срок погашения	31 декабря	
			2010 г.	2009 г.
«Королевский Банк Шотландии» АГ ²	Долл. США	2010	-	8 152
ОАО «Газпромбанк»	Росс. рубли	2010	-	7 500
ООО «Арагон» ⁴	Евро	2010	-	7 343
Облигации участия в кредите, выпущенные в ноябре 2007 г. ¹	Японские йены	2010	-	5 302
Российские облигации, выпущенные в феврале 2005 г.	Росс. рубли	2010	-	5 159
Российские облигации, выпущенные в июле 2007 г. ⁵	Росс. рубли	2010	-	5 001
«Винтерсхалл Холдинг ГмбХ» ⁴	Евро	2010	-	4 906
«Е.ОН Рургаз АГ»	Евро	2010	-	4 589
«Голден Гейтс Б.В.»	Росс. рубли	2010	-	3 227
Прочие долгосрочные займы	Различные	Различные	<u>63 584</u>	<u>111 336</u>
Итого долгосрочных займов			1 251 966	1 418 136
За вычетом: текущей части обязательств по долгосрочным займам			<u>(127 571)</u>	<u>(233 679)</u>
			1 124 395	1 184 457

¹ Эмитентом выпуска данных облигаций выступил «Газ Капитал С.А.».

² Данные кредиты получены от синдикатов банков, в качестве кредитора указан банк-агент.

³ Эмитентом выпуска данных облигаций выступил «Газпром Интернэшнл С.А.».

⁴ Займы получены для финансирования проекта освоения Южно-Русского нефтегазового месторождения.

⁵ Данные облигации были выпущены ОАО «ОГК-2» и ОАО «ОГК-6».

⁶ Данные облигации были выпущены ОАО «Мосэнерго».

⁷ Данные облигации были выпущены ОАО «Газпром нефть».

⁸ Данные облигации были выпущены ОАО «ТГК-1».

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Займы		
в российских рублях (включая текущую часть в размере 28 473 млн. руб. и 15 778 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	129 071	154 887
в иностранной валюте (включая текущую часть в размере 99 098 млн. руб. и 217 901 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	<u>1 122 895</u>	<u>1 263 249</u>
	1 251 966	1 418 136

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Анализ займов по срокам погашения:		
От одного до двух лет	166 853	162 848
От двух до пяти лет	551 310	527 212
Свыше пяти лет	<u>406 232</u>	<u>494 397</u>
	1 124 395	1 184 457

В состав долгосрочных займов входят займы с фиксированной ставкой процента, балансовая стоимость которых составила 1 065 435 млн. руб. и 1 149 288 млн. руб., а справедливая – 1 130 206 млн. руб. и 1 199 339 млн. руб. на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Все прочие долгосрочные займы получены под плавающие процентные ставки, базирующиеся, в основном, на ставке ЛИБОР, и их балансовая стоимость приблизительно равна справедливой стоимости.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. долгосрочные займы, находящиеся на балансе дочерних банков Группы, составляют ноль млн. руб. и 57 365 млн. руб. По состоянию на 31 декабря 2009 г. данные долгосрочные займы, в основном, включали в себя займы ЗАО «Газэнергопромбанк». Группа прекратила отражать ЗАО «Газэнергопромбанк» в качестве дочернего общества начиная с апреля 2010 г. (см. Примечание 39).

В 2010 и 2009 гг. Группа не совершала существенных операций по хеджированию своих валютных рисков или рисков изменения процентных ставок по основной части финансовых обязательств.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

20 ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ И ВЕКСЕЛЯ (продолжение)

Средневзвешенные эффективные ставки процента на отчетную дату составили:

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Долгосрочные рублевые займы с фиксированной ставкой процента	10,76%	11,74%
Долгосрочные займы в иностранной валюте с фиксированной ставкой процента	7,25%	7,47%
Долгосрочные займы в иностранной валюте с плавающей ставкой процента	3,01%	2,10%

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 г. долгосрочные займы, включая текущую часть по долгосрочным обязательствам, на общую сумму 22 747 млн. руб. и 27 118 млн. руб. соответственно обеспечены выручкой от продаж газа в Западную Европу.

Группа не имеет субординированных займов и долговых обязательств, конвертируемых в акции ОАО «Газпром» (см. Примечание 24).

Средний процент по долгосрочным векселям к уплате в течение 2009 г. варьировался в среднем от 4,03% до 8,47%. Сроки погашения данных векселей варьировались от одного до пяти лет.

21 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Отраженная в консолидированной финансовой отчетности прибыль до налогообложения соотносится с суммой налога на прибыль следующим образом:

Прим.	За год, закончившийся	
	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
	<u>1 273 703</u>	<u>979 435</u>
	(254 741)	(195 887)
	Налоговый эффект от статей, которые не вычитаются или не принимаются в расчет налогооблагаемой базы:	
	Не учитываемые при расчете налога на прибыль расходы	
	(56 662)	(33 572)
40	Не учитываемый при расчете налога на прибыль доход от выбытия доли в ОАО «НОВАТЭК»	
	15 475	-
13	Не учитываемая для целей налогообложения прибыль ассоциированных и совместно контролируемых компаний	
	15 304	12 511
38	Не учитываемый при расчете налога на прибыль доход от сделки по обмену активами	
	-	21 094
34	Не учитываемый при расчете налога на прибыль доход от приобретения доли меньшинства в ОАО «Газпром нефть»	
	-	2 773
	<u>4 914</u>	<u>7 439</u>
	(275 710)	(185 642)

Отличия, существующие между критериями признания активов и обязательств, отраженных в консолидированной финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО, и для целей налогообложения, приводят к возникновению некоторых временных разниц. Налоговый эффект изменения этих временных разниц отражен по законодательно установленной ставке 20%.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

21 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (продолжение)

	Признание и сторнирование		Признание и сторнирование		
	31 декабря 2010 г.	временных разниц	31 декабря 2009 г.	временных разниц	31 декабря 2008 г.
Налоговый эффект налогооблагаемых временных разниц:					
Основные средства	(316 567)	(11 941)	(304 626)	(55 920)	(248 706)
Финансовые активы	(18 222)	(518)	(17 704)	1 628	(19 332)
Товарно-материальные запасы	(2 571)	797	(3 368)	(1 547)	(1 821)
	(337 360)	(11 662)	(325 698)	(55 839)	(269 859)
Налоговый эффект вычитаемых временных разниц:					
Перенос налоговых убытков на будущие периоды	818	(1 421)	2 239	906	1 333
Прочие вычитаемые временные разницы	3 399	1 464	1 935	(1 312)	3 247
Итого чистых отложенных налоговых обязательств	(333 143)	(11 619)	(321 524)	(56 245)	(265 279)

Временные налогооблагаемые разницы признанные за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., включают в себя эффект в сумме 12 983 млн. руб. от применения специального коэффициента 2 к основной норме амортизации в отношении основных средств, используемых для работы в условиях агрессивной среды. Выбытие временных налогооблагаемых разниц в отношении основных средств в сумме 21 046 млн. руб. связано с изменением порядка отражения ООО «СеверЭнергия» (см. Примечание 36).

Признанные временные налогооблагаемые разницы в отношении основных средств за год, закончившийся 31 декабря 2009 г., включают эффект от приобретения контрольного пакета акций «Сибирь Энерджи плс» (см. Примечание 35) и «Нефтяная индустрия Сербии» (см. Примечание 33) в сумме 18 652 млн. руб., ООО «СеверЭнергия» (см. Примечание 36) в сумме 20 456 млн. руб. и ОАО «ТГК-1» (см. Примечание 37) в сумме 13 837 млн. руб.

Временные разницы, связанные с нераспределенной прибылью дочерних обществ, составляют 575 464 млн. руб. и 467 160 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 г. соответственно. Отложенное налоговое обязательство по этим временным разницам не было отражено в консолидированной финансовой отчетности, так как руководство осуществляет контроль над возможным сторнированием вышеуказанных разниц и считает, что они не будут сторнированы в обозримом будущем.

Активы и обязательства по отложенным налогам возникают, прежде всего, в результате различий между стоимостью основных средств для целей налогообложения и их стоимостью для целей консолидированной финансовой отчетности. Данные различия для основных средств исторически обусловлены тем фактом, что значительная часть стоимости для целей налогообложения основывается на данных независимой оценки, последняя из которых, принимаемая для целей налогообложения, была отражена по состоянию на 1 января 2001 г., в то время как в консолидированной финансовой отчетности основные средства отражаются по первоначальной стоимости с учетом эквивалента покупательной способности рубля до 31 декабря 2002 г.

С 1 января 2002 г. переоценка основных средств для целей российской отчетности не отражается для целей налогового учета, и поэтому не влияет на временные разницы.

21 НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (продолжение)

В соответствии с налоговым законодательством Российской Федерации, налоговые убытки и текущая сумма переплаты по налогу на прибыль одних компаний не могут быть зачтены против налогооблагаемой прибыли и текущей задолженности по налогу на прибыль других компаний Группы. Кроме того, налоговая база формируется отдельно по основной деятельности, доходам от операций с ценными бумагами и доходам от обслуживающих производств и хозяйств. Налоговые убытки, полученные в рамках одного из этих видов деятельности, не могут уменьшать налогооблагаемую прибыль, полученную в рамках других видов деятельности. Кроме того, отложенные налоговые активы одной компании (вида деятельности) Группы не подлежат зачету против отложенных налоговых обязательств другой компании (вида деятельности) Группы. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. отложенные налоговые активы на сумму 27 154 млн. руб. и 24 129 млн. руб. не были признаны в отношении вычитаемых временных разниц, так как вероятность получения налогооблагаемой прибыли, достаточной для получения связанных с этими отложенными налоговыми активами экономических выгод, достаточно низка.

22 ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

На 31 декабря 2010 г. у Группы оставались незакрытые контракты по покупке/продаже товаров, которые оцениваются по справедливой стоимости. Справедливая стоимость производных финансовых инструментов определяется на основе рыночных котировок на дату измерения или на основе расчета по согласованной формуле цены.

Для управления валютным риском Группа по возможности использует финансовые инструменты на покупку (продажу) иностранной валюты.

Ниже приведена таблица, представляющая собой анализ позиции Группы по производным финансовым инструментам и их справедливой стоимости на конец отчетного периода. Справедливая стоимость активов и обязательств, относящихся к производным финансовым инструментам, отражена в консолидированном бухгалтерском балансе развернуто.

Справедливая стоимость

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Активы		
Контракты на покупку (продажу) товаров	32 175	30 941
Производные финансовые инструменты на покупку (продажу) иностранной валюты	6 481	733
Прочие производные финансовые инструменты	<u>3 625</u>	<u>3 553</u>
	42 281	35 227
Обязательства		
Контракты на покупку (продажу) товаров	34 820	22 375
Производные финансовые инструменты на покупку (продажу) иностранной валюты	487	168
Прочие производные финансовые инструменты	<u>1 525</u>	<u>2 076</u>
	36 832	24 619

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 г.
(в миллионах российских рублей)

22 ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ (продолжение)

Классификация производных финансовых инструментов по уровням приведена ниже:

	31 декабря 2010 г.				31 декабря 2009 г.			
	Наблюдаемые рыночные цены (Уровень 1)	Расчетные данные на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 2)	Расчетные данные не на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 3)	Итого	Наблюдаемые рыночные цены (Уровень 1)	Расчетные данные на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 2)	Расчетные данные не на основе наблюдаемых рыночных цен (Уровень 3)	Итого
Производные финансовые инструменты, активы	1 928	37 873	2 480	42 281	2 938	32 289	-	35 227
Производные финансовые инструменты, обязательства	2 897	33 367	568	36 832	1 042	23 577	-	24 619

Сроки погашения всех производных финансовых инструментов варьируются в диапазоне от трех месяцев до пяти лет и более, при этом преобладают производные финансовые инструменты со сроком погашения от трех месяцев до одного года.

23 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Резерв по обязательствам по охране окружающей среды	101 407	84 272
Резерв по пенсионным обязательствам	84 064	36 651
Прочие	<u>14 569</u>	<u>22 668</u>
	200 040	143 591

Группа применяет систему пенсионного обеспечения с установленными выплатами. Пенсионное обеспечение предоставляется большинству работников Группы. Пенсионное обеспечение включает выплаты, осуществляемые НПФ «Газфонд», и выплаты, осуществляемые Группой, в связи с выходом на пенсию работников при достижении ими пенсионного возраста.

Основные использованные актуарные допущения:

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Ставка дисконта (номинальная)	7,8%	8,7%
Будущее повышение заработной платы (номинальное)	6,5%	6,4%
Коэффициент текучести кадров за год	4,8%	4,8%
Ожидаемая средняя продолжительность службы работников, оставшаяся до их выхода на пенсию (лет)	15	15

Используемая при расчетах оставшаяся продолжительность жизни сотрудников в 2010 и 2009 гг. составляла 17 лет для мужчин в возрасте 60 лет и 28 лет для женщин в возрасте 55 лет (пенсионный возраст).

На 31 декабря 2010 г. Группа прогнозировала ожидаемый доход от активов плана в размере 10,1% и 10,3% по состоянию на 31 декабря 2009 г.

ОАО «ГАЗПРОМ»

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО

31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.

(в миллионах российских рублей)

23 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ (продолжение)

Пенсионные обязательства в консолидированном бухгалтерском балансе представлены следующим образом:

	31 декабря 2010 г.		31 декабря 2009 г.	
	Резерв по пенсионным обязательствам, обеспеченным НПФ «Газфонд»	Резерв по пенсионным обязательствам-прочие выплаты	Резерв по пенсионным обязательствам, обеспеченным НПФ «Газфонд»	Резерв по пенсионным обязательствам - прочие выплаты
Текущая стоимость обязательств	(213 128)	(136 821)	(214 342)	(88 808)
Справедливая стоимость активов плана	<u>438 115</u>	<u>-</u>	<u>513 763</u>	<u>-</u>
	224 987	(136 821)	299 421	(88 808)
Непризнанные чистые актуарные убытки (прибыли)	143 212	1 630	149 772	(2 852)
Непризнанная стоимость прошлых услуг	-	51 127	-	55 009
Непризнанная стоимость активов плана (превышающая лимит)	<u>(113 895)</u>	<u>-</u>	<u>(205 211)</u>	<u>-</u>
Всего чистые активы (обязательства)	254 304	(84 064)	243 982	(36 651)

Чистые активы пенсионного плана в части выплат, осуществляемых НПФ «Газфонд», в сумме 254 304 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 г. отражены в консолидированном бухгалтерском балансе в составе прочих внеоборотных активов.

В консолидированном отчете о совокупном доходе обязательства отражаются следующим образом:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Стоимость текущих услуг	13 397	12 804
Расходы на выплату процентов	26 374	19 537
Ожидаемый доход от активов плана	(52 918)	(22 921)
Чистый актуарный убыток (прибыль), признанные в течение года	165 571	(195 824)
Амортизация стоимости прошлых услуг	3 882	1 679
Эффект применения лимита признания активов плана	<u>(91 316)</u>	<u>205 211</u>
Итого отнесено на операционные расходы по статье «Расходы на оплату труда»	64 990	20 486

Общая сумма выплат за 2010 и 2009 гг. составила 14 003 млн. руб. и 8 816 млн. руб. соответственно.

ОАО «ГАЗПРОМ»
 ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
 (в миллионах российских рублей)

23 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ (продолжение)

Ниже приведено изменение текущей стоимости обязательств по пенсионному плану с установленными выплатами:

	31 декабря 2010 г.		31 декабря 2009 г.	
	Резерв по пенсионным обязательствам, обеспеченным НПФ «Газфонд»	Резерв по пенсионным обязательствам-прочие выплаты	Резерв по пенсионным обязательствам, обеспеченным НПФ «Газфонд»	Резерв по пенсионным обязательствам-прочие выплаты
Обязательства по пенсионному плану на начало года	214 342	88 808	182 590	49 687
Стоимость текущих услуг	7 593	5 804	6 878	5 926
Расходы на выплату процентов	18 648	7 726	15 401	4 136
Актуарные (прибыли) убытки	(11 300)	46 970	14 562	(1 159)
Стоимость прошлых услуг	-	-	-	33 045
Осуществленные выплаты	(5 878)	(8 125)	(5 089)	(3 874)
Прочее движение	(10 277)	(4 362)	-	-
Консолидация ОАО «ТГК-1» (см. Примечание 37)	-	-	-	1 047
Обязательства по пенсионному плану на конец года	213 128	136 821	214 342	88 808

Ниже приведено изменение справедливой стоимости активов пенсионного плана:

	31 декабря 2010 г.		31 декабря 2009 г.	
	Выплаты, осуществляемые НПФ «Газфонд»	Прочие выплаты	Выплаты, осуществляемые НПФ «Газфонд»	Прочие выплаты
Справедливая стоимость активов плана на начало года	513 763	-	257 046	-
Ожидаемый доход от активов плана	52 918	-	22 921	-
Актуарные (убытки) прибыли	(127 823)	-	230 184	-
Выплаты работодателя	5 135	8 125	8 701	3 727
Осуществленные выплаты	(5 878)	(8 125)	(5 089)	(3 727)
Справедливая стоимость активов плана на конец года	438 115	-	513 763	-

Ниже приведены основные направления распределения активов плана:

	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Доли в уставных капиталах различных компаний	80%	83%
Прочие активы	20%	17%
	100%	100%

Сумма вложения в обыкновенные акции ОАО «Газпром», включенная в справедливую стоимость активов плана, составляет 64 692 млн. руб. на 31 декабря 2010 г.

За год, закончившийся 31 декабря 2010 г., результатом размещения активов пенсионного плана является убыток в размере 74 905 млн. руб., вызванный, в основном, изменением справедливой стоимости активов.

Обеспеченность активами пенсионного плана приведена ниже в таблице:

	31 декабря			
	2010 г.	2009 г.	2008 г.	2007 г.
Обязательства по пенсионному плану	(213 128)	(214 342)	(182 590)	(207 880)
Активы плана	438 115	513 763	257 046	583 221
Профицит плана	224 987	299 421	74 456	375 341

23 РЕЗЕРВЫ ПРЕДСТОЯЩИХ РАСХОДОВ И ПЛАТЕЖЕЙ (продолжение)

В 2010 г. эффект корректировок на основе опыта в отношении активов плана привел к их уменьшению на 127 823 млн. руб. (в 2009, 2008 и 2007 гг. – к увеличению на 230 184 млн. руб., уменьшению на 358 806 млн. руб. и уменьшению на 33 514 млн. руб. соответственно).

В 2010 г. эффект корректировок на основе опыта в отношении обязательств привел к их уменьшению на 51 447 млн. руб. (в 2009, 2008 и 2007 гг. – к увеличению на 36 185 млн. руб., к увеличению на 124 592 млн. руб. и к увеличению на 43 259 млн. руб. соответственно).

24 КАПИТАЛ

Уставный капитал

Сумма объявленного, выпущенного и оплаченного уставного капитала составляет 325 194 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно и состоит из 23,7 млрд. обыкновенных акций, номинальной стоимостью 5 рублей каждая.

Дивиденды

В 2010 г. ОАО «Газпром» начислило и выплатило дивиденды по результатам работы за год, закончившийся 31 декабря 2009 г., в номинальной сумме 2,39 руб. на одну акцию. В 2009 г. ОАО «Газпром» начислило и выплатило дивиденды по результатам работы за год, закончившийся 31 декабря 2008 г., в номинальной сумме 0,36 руб. на одну акцию.

Выкупленные собственные акции

На 31 декабря 2010 и 2009 гг. в собственности дочерних обществ ОАО «Газпром» находилось соответственно 723 млн. и 724 млн. обыкновенных акций ОАО «Газпром». На долю акций, находящихся в собственности дочерних обществ, приходилось 3,1% общего количества акций ОАО «Газпром» на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Руководство Группы контролирует право голоса по этим акциям.

В октябре 2009 г. Группа завершила сделку с «Э.ОН Рургаз АГ» по обмену активами. В результате данной операции, Группа передала долю в уставном капитале ОАО «Севернефтегазпром» в размере 25% минус три обыкновенные акции, три привилегированные акции ОАО «Севернефтегазпром» без права голоса и одну привилегированную акцию ЗАО «Газпром ЮРГМ Девелопмент» в обмен на 49% долю в ЗАО «Геросгаз». Эта транзакция привела к появлению на балансе Группы дополнительных 2,93% выкупленных собственных акций, отраженных по рыночной стоимости на дату приобретения (см. Примечание 38).

Нераспределенная прибыль и прочие резервы

В нераспределенную прибыль и прочие резервы включен итог пересчета показателей консолидированной финансовой отчетности с целью приведения к эквиваленту покупательной способности российского рубля на 31 декабря 2002 г. в соответствии с МСФО (IAS) 29 «Учет в условиях гиперинфляции». В нераспределенную прибыль и прочие резервы также включены курсовые разницы, образовавшиеся в результате пересчета стоимости чистых активов иностранных дочерних обществ, ассоциированных и совместно контролируемых компаний, в сумме 40 764 млн. руб. и 51 045 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно.

Нераспределенная прибыль и прочие резервы включают фонд социальной сферы, созданный при приватизации в соответствии с российским законодательством. Периодически Группа проводит переговоры о возврате на баланс местных государственных органов ряда объектов социальной сферы, и данный процесс может быть продолжен и в будущем. В течение 2010 и 2009 гг. государственным органам были переданы объекты социальной сферы, остаточная стоимость которых составляет соответственно 756 млн. руб. и 1 647 млн. руб. Стоимость переданных объектов была отнесена на уменьшение нераспределенной прибыли и прочих резервов.

В соответствии с законодательством распределению подлежит чистая прибыль текущего года, рассчитанная в соответствии с РСБУ и отраженная в отчетности головной организации. Прибыль, отраженная в бухгалтерской отчетности головной организации за 2010 год, составила 364 577 млн. руб. Однако законодательство и другие нормативные акты, регулирующие распределение прибыли, могут иметь различные толкования, в связи с чем руководство ОАО «Газпром» не считает в настоящее время целесообразным раскрывать какие-либо суммы возможных к распределению прибылей и резервов в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

25 ВЫРУЧКА ОТ ПРОДАЖ

	За год, закончившийся	
	2010 г.	2009 г.
Выручка от продажи газа (без НДС, включая акциз и таможенные платежи):		
Российская Федерация	636 843	503 121
Страны бывшего СССР (кроме Российской Федерации)	493 806	363 400
Европа и другие страны	<u>1 357 852</u>	<u>1 396 415</u>
Валовая выручка от продажи газа	2 488 501	2 262 936
Акциз	-	(220)
Таможенные пошлины	<u>(302 296)</u>	<u>(344 213)</u>
Чистая выручка от продажи газа	2 186 205	1 918 503
Выручка от продажи продуктов нефтегазопереработки:		
Российская Федерация	412 208	297 885
Страны бывшего СССР (кроме Российской Федерации)	36 042	35 951
Европа и другие страны	<u>260 812</u>	<u>206 669</u>
Выручка от продажи продуктов нефтегазопереработки	709 062	540 505
Выручка от продажи сырой нефти и газового конденсата:		
Российская Федерация	23 148	18 127
Страны бывшего СССР (кроме Российской Федерации)	25 967	26 562
Европа и другие страны	<u>146 959</u>	<u>131 714</u>
Выручка от продажи сырой нефти и газового конденсата	196 074	176 403
Выручка от продажи электрической и тепловой энергии:		
Российская Федерация	281 853	188 994
Страны бывшего СССР (кроме Российской Федерации)	3 476	3 706
Европа и другие страны	<u>3 326</u>	<u>126</u>
Выручка от продажи электрической и тепловой энергии	288 655	192 826
Выручка от продажи услуг по транспортировке газа:		
Российская Федерация	91 353	64 597
Страны бывшего СССР (кроме Российской Федерации)	1 278	966
Европа и другие страны	-	-
Выручка от продажи услуг по транспортировке газа	92 631	65 563
Прочая выручка:		
Российская Федерация	108 933	82 930
Страны бывшего СССР (кроме Российской Федерации)	7 683	6 664
Европа и другие страны	<u>7 811</u>	<u>7 607</u>
Прочая выручка	<u>124 427</u>	<u>97 201</u>
Итого выручка от продаж	3 597 054	2 991 001

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

26 ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Покупные газ и нефть	616 407	607 310
Расходы на оплату труда	342 846	255 977
Налоги, кроме налога на прибыль	289 978	244 748
Транзит газа, нефти и продуктов нефтегазопереработки	260 776	220 961
Амортизация	243 615	221 197
Расходы на ремонт, эксплуатацию и техническое обслуживание	159 894	138 779
Материалы	83 043	83 576
Товары для перепродажи, в том числе продукты нефтегазопереработки	70 072	52 203
Расходы на электроэнергию и теплоэнергию	60 386	43 375
Транспортные расходы	27 130	17 952
Социальные расходы	25 635	20 639
Расходы на исследования и разработки	24 158	28 524
Расходы по аренде	20 019	19 912
Расходы на страхование	15 685	16 315
Курсовые разницы от операционной деятельности	12 876	(44 223)
Услуги по переработке	8 442	9 744
Прочие	<u>179 815</u>	<u>155 843</u>
Итого операционные расходы	2 440 777	2 092 832

Расходы на оплату труда включают 64 990 млн. руб. и 20 486 млн. руб. расходов по пенсионным обязательствам за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно (см. Примечание 23).

Расходы на покупку нефти и газа включают 401 725 млн. руб. и 443 315 млн. руб. расходов на покупку газа за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно.

Налоги, кроме налога на прибыль, состоят из:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	170 455	144 908
Акциз	62 338	53 024
Налог на имущество	42 034	36 034
Прочие налоги	<u>15 151</u>	<u>10 782</u>
	289 978	244 748

27 ДОХОДЫ И РАСХОДЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Прибыль по курсовым разницам	150 384	338 976
Проценты к получению	20 692	36 762
Прибыль от реструктуризации и списания обязательств	<u>765</u>	<u>61</u>
Итого доходы от финансирования	171 841	375 799

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Убыток по курсовым разницам	130 433	367 320
Проценты к уплате	<u>38 714</u>	<u>74 167</u>
Итого расходы по финансированию	169 147	441 487

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

28 ПРИВЕДЕНИЕ ПРИБЫЛИ, ОТРАЖЕННОЙ В СВОДНОМ ОТЧЕТЕ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ, ПОДГОТОВЛЕННОМ В СООТВЕТСТВИИ С РОССИЙСКИМИ СТАНДАРТАМИ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА (РСБУ), К ПРИБЫЛИ, ОТРАЖЕННОЙ В КОНСОЛИДИРОВАННОМ ОТЧЕТЕ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ ПО МСФО

		За год, закончившийся	
		31 декабря	
		2010 г.	2009 г.
	Прибыль согласно сводной финансовой отчетности по РСБУ	806 278	649 659
	Эффект корректировок по МСФО:		
	Эффект переклассификации переоценки финансовых активов, имеющих в наличии для продажи	(12 832)	(33 805)
	Списание отложенного налогового обязательства возникшего от переоценки по текущей рыночной стоимости акций ОАО «Газпром» находящихся на балансе ЗАО «Геросгаз»	(22 942)	-
	Исключение прибыли от изменения справедливой стоимости инвестиции в ОАО «НОВАТЭК», признанной для целей РСБУ	(49 915)	(84 408)
40	Прибыль от выбытия доли в ОАО «НОВАТЭК»	77 375	-
	Разница в доли чистой прибыли ассоциированных и совместно контролируемых компаний	(10 328)	5 050
	Разница в амортизации основных средств	182 049	147 856
	Списание долгосрочных финансовых активов	(5 051)	-
	Сторно амортизации деловой репутации	46 847	37 116
	Приобретение доли меньшинства в ОАО «Газпром нефть»	-	13 865
	Капитализированные проценты по займам	55 023	40 614
23	Резервы на снижение стоимости активов и прочие резервы, включая резерв по пенсионным обязательствам	(61 613)	(17 313)
	Учет финансовой аренды	8 883	7 569
	Порядок отражения Группы Газпромбанк	16 895	14 727
	Списание расходов на НИОКР, капитализированных для целей РСБУ	(10 462)	(8 935)
	Переоценка производных финансовых инструментов по справедливой стоимости	(9 710)	3 567
	Разница в убытке от выбытия объектов основных средств	562	7 243
	Прочее	<u>(13 066)</u>	<u>10 988</u>
	Прибыль по МСФО за год	997 993	793 793

29 БАЗОВАЯ И РАЗВОДНЕННАЯ ПРИБЫЛЬ В РАСЧЕТЕ НА ОДНУ АКЦИЮ, ОТНОСЯЩАЯСЯ К ПРИБЫЛИ АКЦИОНЕРОВ ОАО «ГАЗПРОМ»

Прибыль в расчете на акцию была рассчитана путем деления прибыли акционеров ОАО «Газпром» на годовое средневзвешенное количество размещенных акций за вычетом средневзвешенного количества обыкновенных акций, приобретенных Группой и считающихся ее выкупленными собственными акциями (см. Примечание 24).

Средневзвешенное количество размещенных акций составило 22,9 и 23,5 млрд. за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно.

У Группы отсутствуют финансовые инструменты с разводняющим эффектом.

ОАО «ГАЗПРОМ»
 ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
 (в миллионах российских рублей)

30	ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ПОЛУЧЕННЫЕ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	За год, закончившийся 31 декабря	
		2010 г.	2009 г.
	Прибыль до налогообложения	1 273 703	979 435
	Корректировки чистой прибыли до налога на прибыль		
	Амортизация	243 615	221 197
	Прибыль от выбытия доли в ОАО «НОВАТЭК»	(77 375)	-
	Приобретение доли меньшинства в ОАО «Газпром нефть»	-	(13 865)
	Прибыль от сделки по обмену активами	-	(105 470)
	Увеличение резервов	113 701	65 914
	Нереализованная чистая (прибыль) убыток по курсовым разницам	(19 951)	28 344
	Проценты к уплате	38 714	74 167
	Прибыль от реструктуризации и списания обязательств	(765)	(61)
	Убыток от выбытия основных средств	18 726	6 477
	Проценты к получению	(20 692)	(36 762)
	Прибыль от выбытия финансовых активов, имеющих в наличии для продажи	(3 292)	(6 319)
	Убыток (прибыль) от производных финансовых инструментов	9 710	(3 371)
	Доля чистой прибыли ассоциированных и совместно контролируемых компаний	<u>(76 520)</u>	<u>(62 557)</u>
	Итого влияние корректировок	225 871	167 694
	Увеличение долгосрочных активов	(36 381)	(3 940)
	Увеличение долгосрочных обязательств	<u>3 541</u>	<u>597</u>
		1 466 734	1 143 786
	Изменения в оборотном капитале		
	Уменьшение (увеличение) суммы дебиторской задолженности и авансов	84	(132 167)
	(Увеличение) уменьшение товарно-материальных запасов	(36 054)	1 844
	Увеличение прочих оборотных активов	(19 759)	(28 473)
	Увеличение (уменьшение) кредиторской задолженности и начисленных обязательств, кроме задолженности по процентам, дивидендам и капитальному строительству	177 542	(20 694)
	Расчеты с бюджетом (кроме налога на прибыль)	115 455	102 545
	Уменьшение (увеличение) финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, и финансовых активов, предназначенных для торговли	<u>16 277</u>	<u>(26 326)</u>
	Итого влияние изменений в оборотном капитале	253 545	(103 271)
	Уплаченный налог на прибыль	<u>(260 163)</u>	<u>(143 361)</u>
	Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	1 460 116	897 154

В течение 2010 и 2009 гг. следующие налоги и прочие аналогичные платежи были выплачены денежными средствами:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Таможенные платежи	474 682	564 722
Налог на прибыль	260 163	143 361
Налог на добычу полезных ископаемых	172 507	139 249
НДС	132 015	103 160
Акциз	59 611	49 907
Налог на имущество	42 514	36 203
Единый социальный налог	38 127	31 049
Налог на доходы физических лиц	34 552	29 399
Прочие налоги	<u>20 093</u>	<u>14 557</u>
Итого налоги уплаченные	1 234 264	1 111 607

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

31 ДОЧЕРНИЕ КОМПАНИИ
Крупнейшие дочерние компании

Дочерняя компания	Местоположение	% участия на 31 декабря*	
		2010 г.	2009 г.
ООО «Авиапредприятие «Газпром авиа»	Россия	100	100
ОАО «Арктическая газовая компания»****	Россия	-	100
ЗАО «АрмРосгазпром»	Армения	80	80
«Ведекс с.р.о.»	Чехия	50	50
ОАО «Востокгазпром»	Россия	100	100
ООО «Газовые магистрали Тюмени»	Россия	100	-
ООО «Газпром бурение»	Россия	100	100
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	Россия	100	100
«Газпром Германия ГмбХ»	Германия	100	100
«Газпром Геросгаз Холдинг Б.В.»	Нидерланды	100	100
«Газпром Глобал ЛНГ Лтд.»	Великобритания	100	100
ООО «Газпром добыча Астрахань»	Россия	100	100
ООО «Газпром добыча Краснодар»	Россия	100	100
ООО «Газпром добыча Красноярск»	Россия	100	100
ООО «Газпром добыча Надым»	Россия	100	100
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	Россия	100	100
ООО «Газпром добыча Оренбург»	Россия	100	100
ООО «Газпром добыча Уренгой»	Россия	100	100
ООО «Газпром добыча шельф»	Россия	100	100
ООО «Газпром добыча Ямбург»	Россия	100	100
«Газпром И Пи Интернэшнл Б.В.»	Нидерланды	100	100
ООО «Газпром инвест Восток»	Россия	100	100
ООО «Газпром инвест Запад»	Россия	100	100
ЗАО «Газпром инвест Юг»	Россия	100	100
ООО «Газпром инвестхолдинг»	Россия	100	100
ООО «Газпром информ»	Россия	100	-
ООО «Газпром комплектация»	Россия	100	100
«Газпром Либиен Фервальтунгс ГмбХ»	Германия	100	100
«Газпром Маркетинг энд Трейдинг Лтд.»	Великобритания	100	100
ООО «Газпром межрегионгаз» (ООО «Межрегионгаз»)	Россия	100	100
ЗАО «Газпром нефть Оренбург»	Россия	100	100
«Газпром нефть Трейдинг ГмбХ»**	Австрия	100	100
ООО «Газпром нефть шельф»	Россия	100	100
ОАО «Газпром нефть»	Россия	96	96
ООО «Газпром переработка»	Россия	100	100
ООО «Газпром подземремонт Оренбург»	Россия	100	100
ООО «Газпром подземремонт Уренгой»	Россия	100	100
ООО «Газпром ПХГ»	Россия	100	100
«Газпром Сахалин Холдинг Б.В.»	Нидерланды	100	100
ООО «Газпром торгсервис»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Казань»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Москва»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Самара»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	Россия	100	100

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

31 ДОЧЕРНИЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Дочерняя компания	Местоположение	% участия на 31 декабря*	
		2010 г.	2009 г.
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Томск»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	Россия	100	100
ООО «Газпром трансгаз-Кубань»	Россия	100	100
«Газпром Финанс Б.В.»	Нидерланды	100	100
ООО «Газпром центрремонт»	Россия	100	100
ООО «Газпром экспорт»	Россия	100	100
ООО «Газпром энерго»	Россия	100	100
ООО «Газпром энергохолдинг»	Россия	100	100
ООО «Газпромнефть-Восток»**	Россия	100	100
ЗАО «Газпромнефть-Кузбасс»**	Россия	100	100
ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»**	Россия	100	100
ОАО «Газпромнефть-Омск»**	Россия	100	100
ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ»**	Россия	100	100
ЗАО «Газпромнефть-Северо-Запад»**	Россия	100	100
ООО «Газпромнефтьфинанс»**	Россия	100	100
ООО «Газпромнефть-Хантос»**	Россия	100	100
ООО «Газпромнефть-Центр»**	Россия	100	100
ООО «ГазпромПурИнвест»	Россия	100	100
ОАО «Газпромрегионгаз»	Россия	100	100
ООО «Газпромтранс»	Россия	100	100
ОАО «Газпромтрубинвест»	Россия	100	100
ООО «Газфлот»	Россия	100	100
ЗАО «Газэнергопромбанк»*****	Россия	-	73
ООО «Георесурс»	Россия	100	100
ЗАО «Геросгаз»	Россия	-	100
ОАО «Дальтрансгаз»	Россия	100	73
ООО «Заполярьефть»**	Россия	100	100
ОАО «Запсибгазпром»	Россия	77	77
«ЗМБ (Швейцария) АГ»	Швейцария	100	100
ЗАО «Каунасская термофикационная электростанция»	Литва	99	99
ОАО «Красноярскгазпром»	Россия	75	75
ОАО «Московский НПЗ» **	Россия	77	77
ОАО «Мосэнерго»	Россия	53	53
ОАО «Нефтегазтехнология»*****	Россия	-	100
«Нефтяная индустрия Сербии» **	Сербия	51	51
ООО «НК Сибнефть-Югра»**	Россия	100	100
ООО «Новоуренгойский ГХК»	Россия	100	100
ОАО «ОГК-2»	Россия	58	58
ОАО «ОГК-6»	Россия	61	61
ЗАО «Пургаз»	Россия	51	51
ОАО «Регионгазхолдинг»	Россия	56	56
ЗАО «Росшельф»	Россия	57	57
ЗАО «РШ-Центр»	Россия	100	100
ОАО «Севернефтегазпром»***	Россия	50	50
ООО «СеверЭнергия» ****	Россия	-	51

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 г.
(в миллионах российских рублей)

31 ДОЧЕРНИЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Дочерняя компания	Местоположение	% участия на 31 декабря*	
		2010 г.	2009 г.
«Сибирь Энерджи Лтд.» («Сибирь Энерджи плс») **	Великобритания	78	55
ООО «Сибметакхим»	Россия	100	100
АКБ «Союз» (ОАО)	Россия	-	75
ОАО «Спецгазавтотранс»	Россия	51	51
ОАО «ТГК-1»	Россия	52	52
ОАО «Томскгазпром»	Россия	100	100
ЗАО «Уренгойл Инк.»****	Россия	-	100
ООО «Факторинг-Финанс»	Россия	90	90
ОАО «Центргаз»	Россия	100	100
ОАО «Центрэнергогаз»	Россия	66	66
ЗАО «Ямалгазинвест»	Россия	100	100

* Суммарная доля компаний Группы в уставном капитале объектов вложений.

** Дочерние компании ОАО «Газпром нефть». В 2011 г. компания «Сибирь Энерджи плс» была перерегистрирована и получила название «Сибирь Энерджи Лтд.».

*** Указана доля голосующих акций.

**** В ноябре 2010 г. Группа продала долю в размере 51% уставного капитала ООО «СеверЭнергия» компании ООО «Ямал развитие». В результате данной сделки Группа потеряла контроль над ООО «СеверЭнергия» и ее дочерними обществами (см. Примечание 36).

***** В апреле 2010 г. ЗАО «Газэнергопромбанк» был реорганизован в форме присоединения к ОАО «АБ «Россия» (см. Примечание 39).

32 ДОЛЯ МЕНЬШИНСТВА

Прим.		За год, закончившийся 31 декабря	
		2010 г.	2009 г.
	Доля меньшинства на начало года	322 806	307 984
	Доля меньшинства в чистой прибыли дочерних компаний	29 436	14 208
34	Приобретение доли меньшинства в ОАО «Газпром нефть»	-	(152 392)
35	Приобретение доли в «Сибирь Энерджи плс»	(17 026)	56 724
37	Приобретение доли в ОАО «ТГК-1»	-	51 148
36	Приобретение доли в ООО «СеверЭнергия»	-	43 578
	Выбытие доли в ООО «СеверЭнергия»	(41 677)	-
	Приобретение доли меньшинства в ОАО «Дальтрансгаз»	(3 619)	-
	Изменение в доле меньшинства в результате прочих выбытий и приобретений	(3 074)	7 689
	Дивиденды	(1 110)	(1 442)
	Курсовые разницы	874	(4 796)
	Прибыль от изменений справедливой стоимости финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, за вычетом налога	-	105
	Доля меньшинства на конец года	286 610	322 806

33 ПРИОБРЕТЕНИЕ КОМПАНИИ «НЕФТЯНАЯ ИНДУСТРИЯ СЕРБИИ» («НИС»)

3 февраля 2009 г. Группа приобрела 51% голосующих акций «НИС» за 18,5 млрд. руб. (400 млн. евро). В рамках соглашения о приобретении Группа обязуется инвестировать 547 млн. евро (примерно 24,6 млрд. руб. на дату приобретения) в реконструкцию и модернизацию перерабатывающих мощностей «НИС» до 2012 г. «НИС» является одной из крупнейших вертикально-интегрированных нефтяных компаний в Центральной Европе, владеющей двумя нефтеперерабатывающими заводами в городах Панчево и Нови-Сад в Сербии. Общая производственная мощность заводов составляет 7,3 млн. тонн нефти в год. «НИС» также осуществляет добычу углеводородов на территории Сербии в размере, примерно, 0,6 млн. тонн нефти в год и розничную реализацию нефтепродуктов.

По состоянию на 31 марта 2010 г. руководство Группы представило окончательный результат оценки справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств в соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний». Изменений в справедливой стоимости по сравнению с оценкой на 31 декабря 2009 г. не произошло.

ОАО «ГАЗПРОМ»
 ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
 31 ДЕКАБРЯ 2010 г.
 (в миллионах российских рублей)

33 **ПРИБРЕТЕНИЕ КОМПАНИИ «НЕФТЯНАЯ ИНДУСТРИЯ СЕРБИИ» («НИС»)**
 (продолжение)

Детальный перечень приобретенных активов и обязательств приведен ниже:

	Балансовая стоимость	Справедливая стоимость
Денежные средства и их эквиваленты	794	794
Дебиторская задолженность и предоплата	7 796	7 796
Товарно-материальные запасы	8 496	8 496
Прочие оборотные активы	<u>1 302</u>	<u>1 302</u>
Оборотные активы	18 388	18 388
Основные средства	58 896	53 148
Прочие внеоборотные активы	<u>5 429</u>	<u>5 604</u>
Внеоборотные активы	64 325	58 752
Итого активы	82 713	77 140
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	7 382	7 382
Задолженность по текущему налогу на прибыль	92	92
Задолженность по расчетам с бюджетом и внебюджетными фондами	3 333	3 333
Краткосрочные заемные средства и текущая часть обязательств по долгосрочным займам	<u>23 342</u>	<u>23 342</u>
Краткосрочные обязательства	34 149	34 149
Долгосрочные займы	6 741	6 741
Резервы предстоящих расходов и платежей	6 163	10 434
Отложенное обязательство по налогу на прибыль	1 654	1 934
Прочие долгосрочные обязательства	<u>237</u>	<u>237</u>
Долгосрочные обязательства	14 795	19 346
Итого обязательства	48 944	53 495
Стоимость чистых активов на дату приобретения	33 769	23 645
Справедливая стоимость чистых активов на дату приобретения		23 645
Справедливая стоимость доли Группы		12 059
Стоимость приобретения		<u>18 489</u>
Гудвил		6 430

34 **ПРИБРЕТЕНИЕ ДОЛИ МЕНЬШИНСТВА В ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»**

В апреле 2009 г. Группа приобрела у ЭНИ С.П.а. дополнительные 20% акций ОАО «Газпром нефть» за 4,1 млрд. долл. США (примерно 138 млрд. руб.). В результате данного приобретения, доля участия Группы в ОАО «Газпром нефть» возросла до 95,68%. Разница между балансовой стоимостью приобретенной доли меньшинства (примерно 152 млрд. руб.) и суммой сделки в размере 14 млрд. руб. была отражена в консолидированном отчете о совокупном доходе.

35 **ПРИБРЕТЕНИЕ КОМПАНИИ «СИБИРЬ ЭНЕРДЖИ ПЛС»**

В период с 23 апреля 2009 г., даты приобретения первого пакета акций «Сибирь Энерджи плс», до 23 июня 2009 г. Группа инвестировала 1 057 млн. фунтов стерлингов (примерно 53 млрд. руб.) в приобретение 54,71% голосующих акций «Сибирь Энерджи плс». В результате данного приобретения Группа получила контроль над «Сибирь Энерджи плс» и стала включать ее показатели в консолидированную финансовую отчетность.

«Сибирь Энерджи плс» - вертикально интегрированная нефтяная компания, ведущая деятельность в Российской Федерации. Активы «Сибирь Энерджи плс» включают в себя активы ОАО «Нефтяная компания «Магма» (на 95% принадлежит «Сибирь Энерджи плс») и 50% участие в «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (совместная деятельность с «Ройял Датч Шелл»). Активы «Сибирь Энерджи плс», связанные с добычей, расположены в Ханты-Мансийском автономном округе и составляют годовую производительность более 10 600 тонн нефти в день.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

35 ПРИОБРЕТЕНИЕ КОМПАНИИ «СИБИРЬ ЭНЕРДЖИ ПЛС» (продолжение)

«Сибирь Энерджи плс» также принадлежит 38,63% акций в ОАО «Московский НПЗ» и сеть из 134 заправочных станций в Москве и Московской области через ОАО «Московская топливная компания» и ОАО «Моснефтепродукт».

В результате приобретения акций «Сибирь Энерджи плс» Группа также получила контроль над ОАО «Московский НПЗ», увеличив суммарную долю компаний Группы с 38,63% до 77,26%. Группа учитывала 38,63% долю в ОАО «Московский НПЗ» как инвестиции в ассоциированные и совместно контролируемые компании. В результате получения контроля над ОАО «Московский НПЗ», Группа переоценила эту долю по справедливой стоимости, что привело к отражению прибыли от переоценки в сумме 9 911 млн. руб. в составе прочего совокупного дохода. Стоимость приобретения включает в себя примерно 15 млрд. руб., относящихся к первому этапу приобретения доли в ОАО «Московский НПЗ».

В соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний» Группа признала приобретенные активы и обязательства по справедливой стоимости. В консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 г., руководство скорректировало предварительную оценку справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств, отраженную в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 г.

В результате справедливая стоимость дебиторской задолженности и предоплаты и задолженности по расчетам с бюджетом и внебюджетными фондами были увеличены на 3 936 млн. руб. и 906 млн. руб., соответственно, с последующей корректировкой гудвила. Все корректировки к предварительной оценке справедливой стоимости, отраженной в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности, были применены ретроспективно с даты приобретения. По состоянию на 30 июня 2010 г. руководство Группы представило окончательный результат оценки справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств в соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний».

Детальный перечень приобретенных активов и обязательств приведен ниже:

	Балансовая стоимость	Справедливая стоимость
Денежные средства и их эквиваленты	5 643	5 643
Дебиторская задолженность и предоплата	20 679	21 456
Товарно-материальные запасы	1 884	1 884
Прочие оборотные активы	<u>429</u>	<u>616</u>
Оборотные активы	28 635	29 599
Основные средства	23 799	94 147
Инвестиции в ассоциированные и совместно контролируемые компании	32 946	38 444
Долгосрочная дебиторская задолженность и предоплата	11 852	11 852
Прочие внеоборотные активы	<u>851</u>	<u>1 116</u>
Внеоборотные активы	69 448	145 559
Итого активы	98 083	175 158
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	9 915	10 259
Задолженность по текущему налогу на прибыль	73	73
Задолженность по расчетам с бюджетом и внебюджетными фондами	4 062	4 062
Краткосрочные заемные средства и текущая часть обязательств по долгосрочным займам	<u>7 276</u>	<u>7 276</u>
Краткосрочные обязательства	21 326	21 670
Долгосрочные займы	5 438	5 438
Отложенное обязательство по налогу на прибыль	1 671	16 718
Резервы предстоящих расходов и платежей	300	300
Прочие долгосрочные обязательства	<u>6</u>	<u>443</u>
Долгосрочные обязательства	7 415	22 899
Итого обязательства	28 741	44 569

35 ПРИОБРЕТЕНИЕ КОМПАНИИ «СИБИРЬ ЭНЕРДЖИ ПЛС» (продолжение)

	Балансовая стоимость	Справедливая стоимость
Стоимость чистых активов на дату приобретения	69 342	130 589
За вычетом доли меньшинства		(1 577)
Справедливая стоимость чистых активов на дату приобретения		129 012
Справедливая стоимость доли Группы		73 865
Переоценка		9 911
Стоимость приобретения		<u>68 506</u>
Гудвил		4 552

В мае 2010 года Группа увеличила свою долю в «Сибирь Энерджи плс» с 54,71% до 80,37% в результате установления контроля над компанией, основным активом которой является 25,66% доля участия в «Сибирь Энерджи плс». Дополнительно увеличилась эффективная доля владения в ОАО «Московский НПЗ» с 57,17% до 66,66%. Данную сделку Группа признает как приобретение доли меньшинства контролируемой компании. Разница между стоимостью доли меньшинства и переданным возмещением на дату приобретения в сумме 2 499 млн. руб. была признана в капитале и отражена в составе нераспределенной прибыли и прочих резервов.

В июле 2010 г. Группа реализовала 3,02% обыкновенных акций «Сибирь Энерджи плс» компании ОАО «Центральная топливная компания», принадлежащей Правительству г. Москва. В результате данных сделок доля Группы в «Сибирь Энерджи плс» составила 77,35%.

36 ПРИОБРЕТЕНИЕ И ПОСЛЕДУЮЩЕЕ ИЗМЕНЕНИЕ ПОРЯДКА ОТРАЖЕНИЯ ООО «СЕВЕРЭНЕРГИЯ»

В сентябре 2009 г. Группа приобрела 51% долю в уставном капитале ООО «СеверЭнергия». Стоимость приобретения составила 1,6 млрд. долл. США (примерно 47 млрд. руб.). В сентябре 2009 г. Группа оплатила первую часть в размере 0,4 млрд. долл. США (примерно 11,6 млрд. руб.). Оставшаяся часть была погашена 31 марта 2010 г.

Эта сделка позволила Группе установить контроль над деятельностью ООО «СеверЭнергия» и его дочерних обществ: ОАО «Арктическая газовая компания», ЗАО «Уренгойл Инк.», ОАО «Нефтегазтехнология». В результате данного приобретения Группа стала включать их показатели в консолидированную финансовую отчетность.

ООО «СеверЭнергия» и ее дочерние общества владеют лицензиями на разведку и добычу углеводородов в Западной Сибири в России.

В соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний», Группа признала приобретенные активы и обязательства по справедливой стоимости. По состоянию на 31 декабря 2009 г. Группа произвела окончательную оценку справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств в соответствии с требованиями МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний».

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

**36 ПРИОБРЕТЕНИЕ И ПОСЛЕДУЮЩЕЕ ИЗМЕНЕНИЕ ПОРЯДКА ОТРАЖЕНИЯ
ООО «СЕВЕРЭНЕРГИЯ» (продолжение)**

Детальный перечень приобретенных активов и обязательств приведен ниже:

	Балансовая стоимость	Справедливая стоимость
Денежные средства и их эквиваленты	821	821
Дебиторская задолженность и предоплата	786	786
Товарно-материальные запасы	1 039	1 039
НДС к возмещению	1 652	1 652
Прочие оборотные активы	<u>1 242</u>	<u>1 242</u>
Оборотные активы	5 540	5 540
Основные средства	11 242	113 524
Инвестиции в ассоциированные и совместно контролируемые компании	1 316	1 316
Долгосрочная дебиторская задолженность и предоплата	544	544
Отложенные налоговые активы	821	-
Прочие внеоборотные активы	<u>634</u>	<u>634</u>
Внеоборотные активы	14 557	116 018
Итого активы	20 097	121 558
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	928	928
Задолженность по текущему налогу на прибыль	15	15
Краткосрочные заемные средства и текущая часть обязательств по долгосрочным займам	3 999	3 999
Краткосрочные векселя к уплате	<u>8 046</u>	<u>8 046</u>
Краткосрочные обязательства	12 988	12 988
Отложенное обязательство по налогу на прибыль	<u>-</u>	<u>19 635</u>
Долгосрочные обязательства	<u>-</u>	<u>19 635</u>
Итого обязательства	12 988	32 623
Стоимость чистых активов на дату приобретения	7 109	88 935
Справедливая стоимость чистых активов на дату приобретения		88 935
Справедливая стоимость доли Группы		45 357
Стоимость приобретения ¹		<u>46 387</u>
Гудвил		1 030

¹ Стоимость приобретения включает сумму 11,6 млрд. руб., которые были уже оплачены, а также текущую стоимость оставшейся суммы в размере 34,8 млрд. руб., которая была выплачена 31 марта 2010 г.

В ноябре 2010 г. ОАО «Газпром» продало долю в размере 51% уставного капитала ООО «СеверЭнергия» в пользу созданного на паритетных началах совместно контролируемого предприятия Группы (ОАО «Газпром нефть») и ОАО «НОВАТЭК» - ООО «Ямал развитие» за 56,2 млрд. руб., оплаченные денежными средствами. В результате данной операции Группа сохранила 25,5% эффективную долю в ООО «СеверЭнергия». В результате изменения порядка отражения показателей ООО «СеверЭнергия» Группа признала прибыль в сумме 5 868 млн. руб.

37 ПРИОБРЕТЕНИЕ ОАО «ТГК-1»

По состоянию на 31 декабря 2009 г. Группа завершила серию сделок, в результате которых приобрела контроль над ОАО «ТГК-1». До четвертого квартала 2009 года Группа учитывала 28,7% долю в ОАО «ТГК-1» как инвестиции в ассоциированные и совместно контролируемые компании. В ноябре 2009 года Группа приобрела ООО «Газпром инвестпроект» (ранее ООО «Русские энергетические проекты»), владеющее 19,5% голосующих акций ОАО «ТГК-1». В четвертом квартале 2009 года Группа приобрела дополнительно 3,6% акций ОАО «ТГК-1». В результате этих сделок Группа увеличила долю в компании до 51,8%.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

37 ПРИОБРЕТЕНИЕ ОАО «ТГК-1» (продолжение)

В соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний» Группа признала приобретенные активы и обязательства по справедливой стоимости. В консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2010 г., руководство скорректировало предварительную оценку справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств, отраженную в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 г. В результате, справедливая стоимость основных средств и отложенное обязательство по налогу на прибыль были увеличены на 5 305 млн. руб. и 1 061 млн. руб., соответственно, с последующей корректировкой гудвила. Все корректировки к предварительной оценке справедливой стоимости, отраженной в консолидированной промежуточной сокращенной финансовой отчетности, были применены ретроспективно с даты приобретения. По состоянию на 31 марта 2010 г. руководство Группы представило окончательный результат оценки справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств в соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний».

Стоимость приобретения включает в себя стоимость акций, приобретенных в четвертом квартале 2009 года, определенную в размере примерно 28,3 млрд. руб., и справедливую стоимость инвестиции в ассоциированные компании в размере 33,2 млрд. руб.

Детальный перечень приобретенных активов и обязательств приведен ниже:

	Балансовая стоимость	Справедливая стоимость
Денежные средства и их эквиваленты	683	683
Дебиторская задолженность и предоплата	6 366	6 366
НДС к возмещению	2 807	2 807
Товарно-материальные запасы	2 132	2 132
Прочие оборотные активы	<u>48</u>	<u>48</u>
Оборотные активы	12 036	12 036
Основные средства	78 710	126 679
Долгосрочная дебиторская задолженность и предоплата	6 418	6 418
Прочие внеоборотные активы	<u>956</u>	<u>956</u>
Внеоборотные активы	86 084	134 053
Итого активы	98 120	146 089
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	9 568	9 568
Краткосрочные заемные средства и текущая часть обязательств по долгосрочным займам	6 918	6 918
Прочие краткосрочные обязательства	<u>798</u>	<u>798</u>
Краткосрочные обязательства	17 284	17 284
Долгосрочные займы	8 499	8 499
Отложенное обязательство по налогу на прибыль	3 852	13 445
Прочие долгосрочные обязательства	<u>773</u>	<u>773</u>
Долгосрочные обязательства	13 124	22 717
Итого обязательства	30 408	40 001
Стоимость чистых активов на дату приобретения	67 712	106 088
Справедливая стоимость чистых активов на дату приобретения		106 088
Справедливая стоимость доли Группы		54 940
Стоимость приобретения		<u>61 538</u>
Гудвил		6 598

38 СДЕЛКА ПО ОБМЕНУ АКТИВАМИ С «Э.ОН РУРГАЗ АГ»

30 октября 2009 г. Группа завершила сделку с «Э.ОН Рургаз АГ» по обмену активами, в результате которой Группа передала долю в ОАО «Севернефтегазпром» в размере 25% минус три обыкновенные акции, три привилегированные акции ОАО «Севернефтегазпром» без права голоса и одну привилегированную акцию ЗАО «Газпром ЮРГМ Девелопмент» и получила 49% долю в ЗАО «Геросгаз» и денежную компенсацию в размере 67 млн. евро. ОАО «Севернефтегазпром» владеет лицензией на разработку, обустройство и добычу углеводородов на Южно-Русском нефтегазовом месторождении в Сибири. ЗАО «Геросгаз» владеет 2,93% акций ОАО «Газпром». Доход от выбытия доли в ОАО «Севернефтегазпром» и ЗАО «Газпром ЮРГМ Девелопмент» в размере 105 470 млн. руб., сформированный как разница между балансовой стоимостью переданных активов и справедливой стоимостью приобретенных акций ЗАО «Геросгаз», был отражен в консолидированном отчете о совокупном доходе. Выкупленные собственные акции были признаны в отчете об изменениях в капитале по справедливой стоимости на дату обмена активами.

39 ИЗМЕНЕНИЕ ПОРЯДКА ОТРАЖЕНИЯ ЗАО «ГАЗЭНЕРГОПРОМБАНК»

29 марта 2010 г. Советы директоров ЗАО «Газэнергобанк», дочернего банка Группы, и ОАО «АБ «Россия», банка не входящего в Группу, одобрили реорганизацию в форме присоединения ЗАО «Газэнергобанк» к ОАО «АБ «Россия». В результате данного решения активы и обязательства ЗАО «Газэнергобанк» на 31 марта 2010 г. в сумме 137 700 млн. руб. и 121 498 млн. руб., соответственно, были классифицированы как предназначенные для продажи. Данные активы и обязательства не включали в себя внутригрупповые расчеты в сумме 45 222 млн. руб. и 46 858 млн. руб., соответственно.

30 апреля 2010 г. акционеры двух банков одобрили реорганизацию в форме присоединения ЗАО «Газэнергобанк» к ОАО «АБ «Россия». В соответствии с договором о присоединении все активы и обязательства ЗАО «Газэнергобанк» перешли к ОАО «АБ «Россия». Взамен своего контрольного пакета акций ЗАО «Газэнергобанк» Группа получила неконтрольный пакет акций ОАО «АБ «Россия». В соответствии с условиями договора о присоединении Группа утратила возможность контролировать финансовую и операционную политику ЗАО «Газэнергобанк» с 30 апреля 2010 г.; право на неконтрольный пакет акций ОАО «АБ «Россия» было получено Группой после завершения всех процедур, требуемых Центральным Банком России. Начиная с 30 апреля 2010 г. Группа прекратила отражать ЗАО «Газэнергобанк» в качестве дочернего общества и признала инвестицию по справедливой стоимости 8 514 млн. руб. в составе прочих внеоборотных активов. Изменение порядка отражения показателей ЗАО «Газэнергобанк» не оказало существенного влияния на консолидированный отчет о совокупном доходе.

В августе 2010 г. была завершена процедура реорганизации в форме присоединения ЗАО «Газэнергобанк» к ОАО «АБ «Россия». В результате реорганизации Группа получила неконтрольный пакет акций ОАО «АБ «Россия», который был признан по справедливой стоимости 8 514 млн. руб. в составе долгосрочных финансовых активов, имеющих в наличии для продажи.

40 ПРОДАЖА ДОЛИ В ОАО «НОВАТЭК»

В декабре 2010 г. Группа Газпром продала 9,4% акций ОАО «НОВАТЭК» стороне, не аффилированной с Группой Газпром за 57 462 млн. руб. (см. Примечание 13). Оплата была произведена денежными средствами. Проданный пакет акций являлся частью инвестиции Группы Газпром в ассоциированную компанию ОАО «НОВАТЭК»; полная балансовая стоимость инвестиции составляла 84 978 млн. руб. на дату выбытия указанной доли. В результате данной операции Группа Газпром перестала оказывать значительное влияние на хозяйственную деятельность ОАО «НОВАТЭК». Таким образом, оставшаяся 9,99% доля была отнесена к долгосрочным финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи и отражена по справедливой стоимости в сумме 104 484 млн. руб. на дату сделки (см. Примечание 15).

Прибыль от данной операции, отраженная в консолидированном отчете о совокупном доходе за год, закончившийся 31 декабря 2010 г., составила 77 375 млн. руб. Данная прибыль была определена как разница между суммой справедливой стоимости оставшейся 9,99% доли на дату транзакции, денежных средств, поступивших за выбывшую 9,4% долю и накопленной прибыли, относящейся к консолидации ОАО «НОВАТЭК», как ассоциированной компании, ранее признанной в прочем совокупном доходе, и балансовой стоимостью 19,39% доли в уставном капитале ОАО «НОВАТЭК» на дату операции.

41 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ

В настоящей консолидированной финансовой отчетности связанными считаются стороны, одна из которых имеет возможность контролировать или осуществлять значительное влияние на операционные и финансовые решения другой стороны, как определено в МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах». Связанные стороны могут вступать в сделки, которые не проводились бы между несвязанными сторонами, цены и условия таких сделок могут отличаться от цен и условий сделок между несвязанными сторонами.

Государство

Правительство Российской Федерации является основным акционером ОАО «Газпром» и имеет контрольный пакет акций (включая прямое и косвенное владение) свыше 50% в ОАО «Газпром».

Государство напрямую владеет 38,373% выпущенных акций ОАО «Газпром» по состоянию на 31 декабря 2010 г. Компаниям, контролируемым Государством, принадлежит 11,629% выпущенных акций ОАО «Газпром». Государство не составляет консолидированную финансовую отчетность для публичного пользования. Общим собранием акционеров в июне 2009 г. 11 мест в Совете директоров были распределены следующим образом: шесть представителей государства, два независимых директора и представители руководства. Государственная экономическая и социальная политика оказывает влияние на финансовое положение Группы, результаты ее хозяйственной деятельности и движение денежных средств.

В рамках процесса приватизации в 1992 году Правительство возложило на Группу обязательство по обеспечению бесперебойных поставок газа потребителям в Российской Федерации по регулируемым государством ценам.

Стороны, контролируемые государством

В рамках текущей деятельности Группа осуществляет операции с другими компаниями, контролируемыми государством. Цены на природный газ и тарифы на электроэнергию в России регулируются Федеральной службой по тарифам («ФСТ»). Кредиты банков предоставляются на основе рыночных процентных ставок. Начисление и уплата налогов осуществляется в соответствии с российским налоговым законодательством.

По состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., существенные операции, проведенные Группой и сальдо расчетов с государством и контролируемыми государством организациями, можно представить следующим образом:

	По состоянию на		За год,	
	31 декабря 2010 г.		закончившийся 31 декабря 2010 г.	
	Обязатель-		Доходы	Расходы
	Активы	ства		
Операции и сальдо расчетов с государством				
Текущий налог на прибыль	14 265	45 649	-	249 387
Страховые выплаты во внебюджетные фонды	753	1 438	-	35 950
НДС к возмещению / уплате	299 121	32 365	-	-
Таможенные платежи	44 197	-	-	-
Прочие налоги	1 689	38 117	-	289 978
Операции и сальдо расчетов с компаниями, контролируемыми государством				
Продажа газа	-	-	3 100	-
Продажа энергии	-	-	189 706	-
Продажа прочих услуг	-	-	2 086	-
Дебиторская задолженность	26 977	-	-	-
Расходы по транспортировке нефти	-	-	-	66 093
Кредиторская задолженность	-	9 289	-	-
Займы	-	48 710	-	-
Проценты к уплате	-	-	-	7 821
Краткосрочные финансовые активы	517	-	-	-
Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	54 718	-	-	-

41 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ (продолжение)

	По состоянию на 31 декабря 2009 г.		За год, закончившийся 31 декабря 2009 г.	
	Активы	Обязательства	Доходы	Расходы
Операции и сальдо расчетов с государством				
Текущий налог на прибыль	18 418	37 267	-	182 255
Единый социальный налог	407	1 626	-	29 806
НДС к возмещению / уплате	262 565	28 239	-	-
Таможенные платежи	142 041	-	-	-
Прочие налоги	2 804	42 109	-	244 748
Операции и сальдо расчетов с компаниями, контролируемыми государством				
Продажа газа	-	-	17 198	-
Продажа энергии	-	-	118 659	-
Продажа прочих услуг	-	-	3 371	-
Дебиторская задолженность	23 562	-	-	-
Расходы по транспортировке нефти	-	-	-	54 578
Кредиторская задолженность	-	8 981	-	-
Займы	-	148 641	-	-
Проценты к уплате	-	-	-	14 715
Краткосрочные финансовые активы	14 577	-	-	-
Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	47 165	-	-	-

Выручка от продажи газа и соответствующая дебиторская задолженность, расходы по транспортировке нефти и соответствующая кредиторская задолженность, включенные в таблицу выше, относятся к компаниям, контролируемым государством.

В ходе регулярной деятельности, Группа несет расходы на электроэнергию и теплоэнергию (см. Примечание 26). Некоторая часть этих расходов относится к закупкам у компаний, контролируемых государством. Из-за структуры российского рынка электроэнергии, эти закупки не могут быть надлежащим образом отделены от закупок электроэнергии от частных компаний.

Информация о передаче объектов социальной сферы государственным органам за год, закончившийся 31 декабря 2010 и 2009 гг., раскрыта в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Информация об остаточной стоимости объектов социальной сферы государственной, полученных Группой в ходе приватизации, на 31 декабря 2010 и 2009 гг. раскрыта в Примечании 12.

Вознаграждение ключевого управленческого персонала

Краткосрочное вознаграждение ключевого управленческого персонала (членов Совета директоров и Правления ОАО «Газпром»), включая заработную плату, премии и вознаграждение за участие в органах управления обществ Группы, составило приблизительно 1 561 млн. руб. и 1 382 млн. руб. за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Указанные суммы включают налог на доходы физических лиц и единый социальный налог. Входящие в состав Совета директоров лица, замещающие государственные должности Российской Федерации и должности государственной гражданской службы, не получают вознаграждения от Группы. Вознаграждение членам Совета директоров утверждается общими годовыми собраниями акционеров обществ Группы. Вознаграждение ключевого управленческого персонала (помимо вознаграждения членам Совета директоров) оговорено условиями трудовых контрактов. Краткосрочное вознаграждение ключевого управленческого персонала также включает в себя оплату услуг оздоровительного характера.

В соответствии с российским законодательством, Группа перечисляет взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации за всех своих сотрудников, включая ключевой управленческий персонал. Ключевой управленческий персонал также имеет право на долгосрочные выплаты после окончания трудовой деятельности. Данные выплаты включают в себя негосударственное пенсионное обеспечение, осуществляемое НПФ «Газфонд», а также единовременные выплаты при выходе на пенсию, осуществляемые обществами Группы. Сотрудники большинства компаний Группы имеют право на получение данных вознаграждений после окончания трудовой деятельности.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

41 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ (продолжение)

Группа также обеспечивает медицинское страхование и страхование ответственности основного управленческого персонала.

Ассоциированные и совместно контролируемые компании

За годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., а также по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., существенные операции, проведенные Группой с ассоциированными и совместно контролируемыми компаниями, и остатки по расчетам с этими компаниями представлены следующим образом:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Выручка от продажи газа	Доходы	
ОАО «Белтрансгаз»	122 983	83 306
«Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус ГмбХ и Ко. КГ» (ВИЕХ)	77 487	104 370
ЗАО «Панрусгаз»	69 708	64 068
«ВИНГАЗ ГмбХ и Ко. КГ»	41 716	55 472
АО «Газум»	27 654	25 119
«Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус Цуг АГ» (ВИЕЕ)*	21 050	13 304
АО «Овергаз Инк.»	19 134	16 360
АО «Молдовагаз»	17 125	20 785
«Промгаз С.п.А.»	13 600	11 435
ЗАО «Газпром ЮРГМ Трейдинг»	12 916	5 912
АО «Лиетувос дуйос»	10 942	8 129
«ПремиумГаз С.п.А.»	9 808	4 825
«ГВХ – Газ унд Варенхандельс ГмбХ»	9 663	7 059
ЗАО «Газпром ЮРГМ Девелопмент»	9 225	2 280
АО «Латвияс Газе»	5 121	6 015
«Босфорус Газ Корпорэйшн А.С.»	3 695	3 436
ОАО «ТГК-1» **	-	12 981
«РосУкрЭнерго АГ»	-	5 349
Выручка от продажи услуг по транспортировке газа		
ОАО «НОВАТЭК»	25 975	20 020
ЗАО «Газпром ЮРГМ Трейдинг»	17 837	13 078
ЗАО «Газпром ЮРГМ Девелопмент»	12 741	5 456
Выручка от продажи газового конденсата, сырой нефти и продуктов нефтегазопереработки		
ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние общества	35 228	22 841
ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	12 419	10 787
Выручка от продажи услуг по переработке газа		
ТОО «КазРосГаз»	4 518	4 140
Покупной газ	Расходы	
ЗАО «Газпром ЮРГМ Трейдинг»	42 152	38 585
ЗАО «Газпром ЮРГМ Девелопмент»	30 139	14 121
ТОО «КазРосГаз»	28 158	31 810
ОАО «НОВАТЭК»	12 935	15 791
«РосУкрЭнерго АГ»	8 447	-
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»	7 533	3 311

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

41 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ (продолжение)

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
	Расходы	
Покупка услуг по транспортировке газа		
ОАО «Белтрансгаз»	14 206	14 111
АО «СТГ ЕвРоПол ГАЗ»	10 207	12 314
«Трубопроводная компания «Голубой поток» Б.В.»	7 622	8 731
«ВИНГАЗ ГмбХ и Ко. КГ»	3 238	4 926
Покупная нефть и продукты нефтегазопереработки		
ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние общества	53 146	54 849
ОАО «Томскнефть» ВНК и его дочерние общества	34 864	31 628
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»	26 452	17 575
Покупка услуг по переработке		
ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние общества	7 835	6 916

* «Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус Цуг АГ» (ВИЕЕ) является дочерним обществом «Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус ГмбХ и Ко. КГ» (ВИЕХ).

** ОАО «ТГК-1» консолидируется как дочернее предприятие с декабря 2009 г. (см. Примечание 37).

Продажа газа ассоциированным компаниям на территории Российской Федерации осуществляется в основном по тарифам, устанавливаемым ФСТ. Продажа газа вне Российской Федерации производится на долгосрочной основе по ценам, определяемым исходя из мировых цен на энергоносители.

	По состоянию на 31 декабря 2010 г.		По состоянию на 31 декабря 2009 г.	
	Активы	Обязательства	Активы	Обязательства
Краткосрочная дебиторская задолженность и предоплата				
«РосУкрЭнерго АГ»	81 622	-	10 573	-
ОАО «Белтрансгаз»	14 972	-	8 875	-
ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	10 829	-	10 488	-
ЗАО «Панрусгаз»	8 087	-	8 877	-
«ВИНГАЗ ГмбХ и Ко. КГ»	7 870	-	4 791	-
«Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус ГмбХ и Ко. КГ» (ВИЕХ)	7 253	-	12 018	-
АО «Овергаз Инк.»	5 820	-	3 795	-
АО «Газум»	5 164	-	4 082	-
«Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус Цуг АГ» (ВИЕЕ)	2 763	-	2 249	-
АО «Молдовагаз» *	2 717	-	3 731	-
«Промгаз С.п.А.»	2 143	-	1 721	-
АО «Лиетувос дуйос»	2 103	-	1 622	-
ОАО «Газпромбанк»	1 567	-	1 026	-
ЗАО «Газпром ЮРГМ Трейдинг»	1 432	-	1 354	-
ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние общества	1 238	-	1 647	-
ЗАО «Газпром ЮРГМ Девелопмент»	1 023	-	5 121	-
ТОО «КазРосГаз»	647	-	462	-
ОАО «Сибур Холдинг» и его дочерние общества	498	-	4 083	-
ОАО «НОВАТЭК»	-	-	530	-

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

41 СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ (продолжение)

	По состоянию на 31 декабря 2010 г.		По состоянию на 31 декабря 2009 г.	
	Активы	Обязательства	Активы	Обязательства
Денежные средства в ассоциированных компаниях				
ОАО «Газпромбанк»	191 552	-	93 148	-
Долгосрочная дебиторская задолженность и предоплата				
«ВИНГАЗ ГмбХ и Ко. КГ»	15 439	-	16 609	-
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»	4 806	-	8 896	-
ОАО «Сибур Холдинг» и его дочерние общества	3 894	-	1 406	-
«РосУкрЭнерго АГ»	-	-	11 842	-
Долгосрочные векселя				
ОАО «Газпромбанк»	943	-	2 193	-
Краткосрочная кредиторская задолженность				
«РосУкрЭнерго АГ»	-	8 447	-	-
АО «СТГ ЕвроПол ГАЗ»	-	6 976	-	6 590
ЗАО «Газпром ЮРГМ Трейдинг»	-	6 466	-	5 546
ЗАО «Газпром ЮРГМ Девелопмент»	-	4 984	-	9 547
ТОО «КазРосГаз»	-	4 336	-	1 896
ОАО «Сибур Холдинг» и его дочерние общества	-	3 777	-	3 839
«ВИНГАЗ ГмбХ и Ко. КГ»	-	2 806	-	2 675
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»	-	2 635	-	1 297
«Промгаз С.п.А.»	-	1 583	-	-
ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние общества	-	1 394	-	788
ОАО «Белтрансгаз»	-	1 297	-	2 028
ОАО «Газпромбанк»	-	708	-	203
ОАО «НОВАТЭК»	-	-	-	784
Прочие долгосрочные обязательства				
ОАО «Сибур Холдинг» и его дочерние общества	-	1 115	-	100
ЗАО «Газпром ЮРГМ Трейдинг»	-	3 683	-	-
Краткосрочные займы от ассоциированных компаний				
ОАО «Томскнефть» ВНК и его дочерние общества	-	7 027	-	10 463
ОАО «Газпромбанк»	-	6 973	-	4 563
«Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус ГмбХ и Ко. КГ» (ВИЕХ)	-	2 527	-	-
Долгосрочные займы от ассоциированных компаний				
ОАО «Газпромбанк»	-	3 770	-	9 536

* За вычетом резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности в сумме 69 305 млн. руб. и 51 802 млн. руб. на 31 декабря 2010 г. и 31 декабря 2009 г. соответственно.

Информация по инвестициям в ассоциированные и совместно контролируемые компании представлена в Примечании 13.

Информация о финансовых гарантиях, выданных Группой в отношении ассоциированных и совместно контролируемых компаний, представлена в Примечании 42.

42 Контрактные и условные обязательства

Финансовые поручительства

	<u>31 декабря 2010 г.</u>	<u>31 декабря 2009 г.</u>
Поручительства, выданные за:		
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»	100 260	101 318
«Норд Стрим АГ»	50 005	2 655
ООО «Северный Европейский Трубный проект»	27 227	-
«Трубопроводную компанию «Голубой поток» Б.В.»	12 974	18 317
ООО «Торговый Дом «Трубопровод»	8 305	-
«ЕМ Интерфинанс Лимитед»	5 694	5 785
«Блэкрок Капитал Инвестментс Лимитед»	4 824	4 900
ООО «Производственная фирма «ВИС»	4 472	-
ЗАО «Ачимгаз»	4 330	4 841
«Девере Капитал Интернэшнл Лимитед»	4 217	5 672
ОАО «Группа Е4»	1 450	3 729
«Газтранзит»	725	972
«МРК Энерджи ДМСС»	-	8 620
ООО «Стройгазконсалтинг»	-	8 841
Прочие	<u>16 894</u>	<u>22 636</u>
	241 377	188 286

Как в 2010 году, так и в предыдущие периоды контрагенты выполняли свои контрактные обязательства. Максимальная подверженность кредитному риску в связи с выданными финансовыми гарантиями составляет 241 377 млн. руб. и 188 286 млн. руб. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 г., соответственно.

В состав финансовых поручительств включены поручительства в долларах США на сумму 4 374 млн. долл. США и 4 919 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 г. соответственно, а также поручительства в евро на сумму 1 494 млн. евро и 299 млн. евро по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 г. соответственно.

В июле 2005 г. «Трубопроводная компания «Голубой поток» Б.В.» рефинансировала часть существующих обязательств, на которую продолжают распространяться поручительства Группы, погасив обязательства перед группой итальянских и японских банков. Для финансирования данной операции были получены займы от компании «Газстрим СА» в размере 1 185,3 млн. долл. США. Группа выдала поручительство под обеспечение данных займов. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 г. непогашенный остаток задолженности по займам, полученным компанией, на которые распространялись поручительства Группы, составил 12 974 млн. руб. (426 млн. долл. США) и 18 317 млн. руб. (606 млн. долл. США) соответственно.

В 2006 г. Группа выдала поручительства компании «Эссет Репэкеджиинг Траст Файв» Б.В., зарегистрированной в Нидерландах, за пять компаний («Девере Капитал Интернэшнл Лимитед», «Блэкрок Капитал Инвестментс Лимитед», «ДСЛ Эссетс Интернэшнл Лимитед», «Юнайтед Энерджи Инвестментс Лимитед», «ЕМ Интерфинанс Лимитед»), зарегистрированных в Ирландии, в отношении выпущенных ими облигаций сроком до декабря 2012 г., июня 2018 г., декабря 2009 г., декабря 2009 г., и декабря 2015 г. соответственно. Облигации были выпущены для финансирования строительства транзитного газопровода на территории Польши, осуществляемого АО «СТГ ЕвРоПол ГАЗ». В декабре 2009 г. обязательства по облигациям компаний «ДСЛ Эссетс Интернэшнл Лимитед» и «Юнайтед Энерджи Инвестментс Лимитед» были погашены. В результате по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 г. сумма поручительств за «Девере Капитал Интернэшнл Лимитед», «Блэкрок Капитал Инвестментс Лимитед» и «ЕМ Интерфинанс Лимитед» составляет 14 735 млн. руб. (483 млн. долл. США) и 16 357 млн. руб. (541 млн. долл. США), соответственно.

В 2007 г. Группа выдала поручительства компании «Винтерсхалл Фермегенсфервальтунгсгезельшафт мбХ» за ЗАО «Ачимгаз» под обеспечение полученных займов, направленных на дополнительное финансирование опытно-промышленной эксплуатации проекта разработки Ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Ответственность Группы по займам ограничена 50% в соответствии с долей владения в ЗАО «Ачимгаз». По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 г. сумма поручительств составила 4 330 млн. руб. (107 млн. евро) и 4 841 млн. руб. (112 млн. евро) соответственно.

42 Контрактные и условные обязательства (продолжение)

В январе 2008 г. Группа выдала поручительство компании «Европайп ГмбХ», производителю стальных труб большого диаметра, за «Норд Стрим АГ» в связи с контрактом на поставку труб для строительства газопровода «Норд Стрим». По состоянию на 31 декабря 2009 г. сумма поручительств составляет 2 655 млн. руб. (61 млн. евро). По состоянию на 31 декабря 2010 г. займ был погашен.

В апреле 2008 г. Группа выдала поручительство за компанию «МРК Энерджи ДМСС» в отношении кредита, полученного от «Кредит Свисс Интернэшнл» и АКБ «Национальный Резервный банк» (ОАО) на строительство газопровода «перевал Кударский – г. Цхинвал» (Южная Осетия). По состоянию на 31 декабря 2009 г. сумма поручительств составляет 8 620 млн. руб. По состоянию на 31 декабря 2010 г. займ был погашен.

В мае 2008 г. Группа выдала поручительство ОАО «Банк Москвы» за компанию ОАО «Группа Е4» под обеспечение обязательств по договору на поставку силовых установок. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. сумма поручительства составила 1 450 млн. руб. (36 млн. евро) и 3 729 млн. руб. (86 млн. евро) соответственно.

В июне 2008 г. Группа выдала поручительство банку «Бэнк оф Токио-Митцубиси ЮЭфДжей Лтд.» за «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» на сумму в пределах доли Группы (50%) в обязательствах «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» по кредиту. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. сумма поручительства составляет 100 260 млн. руб. (3 290 млн. долл. США) и 101 318 млн. руб. (3 350 млн. долл. США) соответственно.

В апреле 2009 г. Группа выдала поручительство ОАО «Газпромбанк» за компанию ООО «Стройгазконсалтинг» под обеспечение кредитной линии, привлеченной с целью поставки материалов на объекты строительства (включая Бованенковское и Ямбургское месторождения, систему магистральных газопроводов Бованенково-Ухта). По состоянию на 31 декабря 2009 г. сумма поручительства составила 8 841 млн. руб. По состоянию на 31 декабря 2010 г. займ был погашен.

В январе 2010 г. Группа выдала поручительство ОАО «Банк ВТБ» за компанию ООО «Производственная Фирма «ВИС» под обеспечение кредитной линии, привлеченной с целью реализации проектов по строительству промышленных объектов для Группы Газпром, в т. ч. приоритетных инвестиционных проектов по строительству генерирующих мощностей для нужд ОАО «ОГК-6». По состоянию на 31 декабря 2010 г. сумма поручительства составляет 4 472 млн. руб.

В марте 2010 г. Группа выдала поручительство банку «Сосьете Женераль» за «Норд Стрим АГ», гарантируя завершение работ по Фазе 1 строительства трубопровода «Норд Стрим». В соответствии с условиями данной гарантии Группа обязуется погасить всю задолженность перед кредиторами первой фазы проекта в рамках своей доли (51%) в случае неуплаты суммы долга компанией «Норд Стрим АГ». По состоянию на 31 декабря 2010 г. сумма поручительства составляет 50 005 млн. руб. (1 240 млн. евро).

В ноябре 2010 г. Группа выдала поручительство ОАО «Газпромбанк» в обеспечение кредита, выданного ООО «Северный Европейский Трубный проект» для осуществления расчетов с поставщиками трубной продукции, поставляемой дочерним обществам ОАО «Газпром». По состоянию на 31 декабря 2010 г. сумма поручительства составляет 27 227 млн. руб.

В ноябре 2010 г. Группа выдала поручительство ОАО «Газпромбанк» в обеспечение кредита, выданного ООО «Торговый Дом «Трубопровод» для осуществления расчетов с поставщиками трубной продукции, поставляемой дочерним обществам ОАО «Газпром». По состоянию на 31 декабря 2010 г. сумма поручительства составляет 8 305 млн. руб.

По строке «Прочие» по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. показаны гарантии, выданные дочерними банками Группы третьим сторонам, в размере ноль млн. руб. и 5 700 млн. руб. соответственно.

42 Контрактные и условные обязательства (продолжение)

Обязательства по капитальным затратам

В ноябре 2010 г. Совет директоров ОАО «Газпром» утвердил инвестиционную программу на 2011 г., в соответствии с которой общий объем освоения инвестиций составит около 816 млрд. руб. В настоящее время компания находится в процессе формирования уточненной программы.

Обязательства по поставкам газа

Группа заключила долгосрочные контракты на поставку газа с различными компаниями, осуществляющими свою деятельность в Европе, сроком от 5 до 20 лет. Объемы поставок и цены указанных контрактов могут изменяться в зависимости от различных факторов, определенных контрактными условиями. На 31 декабря 2010 г. по указанным долгосрочным обязательствам на поставку газа убытка не ожидается.

43 ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Условия ведения хозяйственной деятельности

Хозяйственная деятельность и доходы Группы продолжают время от времени и в различной степени подвергаться влиянию политических, правовых, финансовых и административных изменений, включая изменения требований по охране окружающей среды, происходящих в Российской Федерации. Учитывая капиталоемкий характер отрасли, Группа также подвергается разного рода рискам физического ущерба. Характер и частота событий и явлений, связанных с этими рисками, равно как и их влияние на будущую деятельность и прибыль Группы, в настоящее время определить невозможно.

Экономические перспективы Российской Федерации во многом зависят от мировой макроэкономической ситуации, эффективности экономических мер, финансовых механизмов и денежной политики Правительства РФ, развития налоговой, правовой, административной и политической систем.

Процедуры правового характера

Группа выступает одной из сторон в нескольких судебных разбирательствах, возникших в ходе обычной хозяйственной деятельности. Кроме того, Группа подчиняется ряду законодательных актов об охране окружающей среды, издаваемых различными государственными инстанциями и регулирующих использование, хранение и утилизацию некоторых продуктов. По мнению руководства, существующие в настоящее время претензии или иски к Группе не могут оказать какое-либо существенное негативное влияние на деятельность или финансовое положение Группы.

Налогообложение

Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям. Налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов.

По мнению Руководства, по состоянию на 31 декабря 2010 г. соответствующие положения законодательства интерпретированы им корректно, и положение Группы, с точки зрения налогового, валютного и таможенного законодательства останется стабильным.

Изменения, происходящие в Группе

Группа продолжает испытывать на себе влияние инициатив в рамках преобразований, осуществляемых как в Российской Федерации, так и на некоторых из своих экспортных рынках. Будущее направление и последствия любых преобразований во многом зависят от политических факторов. Возможные реформы в области структурной реорганизации и политики по установлению тарифов, а также другие инициативы Правительства могут оказать значительное влияние на компании Группы, оценить которое не представляется возможным.

Охрана окружающей среды

В настоящее время в России ужесточается природоохранное законодательство и позиция государственных органов Российской Федерации относительно его соблюдения. Группа проводит

43 **ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ (продолжение)**

периодическую переоценку своих обязательств по охране окружающей среды в соответствии с законодательством об охране окружающей среды. Обязательства отражаются в отчетности по мере выявления. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменений действующего законодательства, регулирования гражданских споров или изменений в нормативах, не могут быть оценены с достаточной точностью, но они могут оказаться существенными. При существующей системе контроля и мерах наказания за несоблюдение действующего природоохранного законодательства руководство Группы считает, что в настоящий момент не имеется существенных обязательств, связанных с нанесением ущерба окружающей среде, помимо тех, которые отражены в консолидированной финансовой отчетности.

Обязательства в социальной сфере

Группа вносит определенный вклад в техническое обслуживание и совершенствование местных инфраструктур и улучшение благосостояния своих сотрудников. В частности, Группа участвует в финансировании строительства и содержания жилищного фонда, медицинских и лечебно-оздоровительных учреждений, предприятий общественного транспорта и удовлетворении прочих социальных нужд, преимущественно в северных регионах Российской Федерации, в которых Группа осуществляет свою хозяйственную деятельность.

Финансовый кризис и экономический спад

Недавний глобальный финансовый кризис оказал существенное влияние на российскую экономику. В 2010 году наблюдались признаки улучшения российской экономики, выраженные в умеренном экономическом росте. Восстановление сопровождалось ростом доходов населения, снижением ставок кредитования, стабилизацией курса российского рубля по отношению к мировым валютам, а также повышением уровня рыночной ликвидности в банковском секторе. Руководство Группы не в состоянии предсказать все тенденции, которые могли бы оказать воздействие на российскую экономику и, как следствие, на финансовое положение Группы. Руководство полагает, что им предпринимаются все необходимые меры для поддержки устойчивости и роста коммерческой деятельности Группы в создавшихся условиях.

44 **ФАКТОРЫ ФИНАНСОВЫХ РИСКОВ**

В результате своей деятельности Группа подвержена целому ряду финансовых рисков: рыночный риск (включая влияние колебаний валютных обменных курсов, риск влияния изменений процентных ставок на справедливую стоимость и денежные потоки, а также риск влияния изменения цен реализации товарной продукции), кредитные риски и риски ликвидности. Общая программа Группы по управлению рисками сконцентрирована на непредсказуемости финансовых рынков и нацелена на минимизацию потенциальных негативных последствий для финансового положения Группы.

Управление рисками осуществляется централизованно на уровне Группы, а также на уровне дочерних компаний в соответствии с принятой Группой стратегией.

Рыночный риск

Рыночный риск – это риск влияния изменений рыночных факторов, включая валютные обменные курсы, процентные ставки, цены на товары и ценные бумаги, котирующиеся на рынке, на финансовые результаты Группы или стоимость принадлежащих ей финансовых инструментов.

(а) Валютный риск

Группа осуществляет деятельность в международном масштабе и подвержена валютному риску вследствие колебания обменных курсов, в основном, доллара США и евро. Валютный риск связан с активами, обязательствами, операциями и финансированием, выраженными в иностранной валюте. Далее представлена балансовая стоимость финансовых инструментов Группы, выраженных в следующих валютах:

ОАО «ГАЗПРОМ»
 ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
 (в миллионах российских рублей)

44 ФАКТОРЫ ФИНАНСОВЫХ РИСКОВ (продолжение)

Прим.	Рубль	Доллар США	Евро	Прочее	Итого	
На 31 декабря 2010 г.						
Финансовые активы						
Оборотные						
8	Денежные средства и их эквиваленты	225 802	150 337	50 477	14 170	440 786
9	Краткосрочные финансовые активы (не включая долевыми ценные бумаги)	5 127	-	-	37	5 164
10	Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	303 687	165 401	45 505	25 010	539 603
Внеоборотные						
14	Долгосрочная дебиторская задолженность	127 734	38 859	-	569	167 162
15	Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи (не включая долевыми ценные бумаги)	1 211	1 311	-	24	2 546
	Итого финансовые активы	663 561	355 908	95 982	39 810	1 155 261
Финансовые обязательства						
Краткосрочные						
17	Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	483 817	25 289	15 322	24 355	548 783
19	Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	44 584	105 095	22 560	18 606	190 845
19	Краткосрочные векселя к уплате	207	-	-	-	207
20	Долгосрочные Долгосрочные заемные средства	<u>100 598</u>	<u>726 423</u>	<u>289 006</u>	<u>8 368</u>	<u>1 124 395</u>
	Итого финансовые обязательства	629 206	856 807	326 888	51 329	1 864 230
На 31 декабря 2009 г.						
Финансовые активы						
Оборотные						
8	Денежные средства и их эквиваленты	125 718	88 609	25 135	10 297	249 759
9	Краткосрочные финансовые активы не включая долевыми ценные бумаги	44 988	5 156	-	-	50 144
10	Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	298 691	195 279	70 719	18 271	582 960

ОАО «ГАЗПРОМ»
ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ПО МСФО
31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.
(в миллионах российских рублей)

44 ФАКТОРЫ ФИНАНСОВЫХ РИСКОВ (продолжение)

Прим.		Рубль	Доллар США	Евро	Прочее	Итого
	Внеоборотные					
14	Долгосрочная дебиторская задолженность	164 332	24 316	1 417	-	190 065
15	Долгосрочные финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи (не включая долевые ценные бумаги)	<u>27 977</u>	<u>1 370</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>29 347</u>
	Итого финансовые активы	661 706	314 730	97 271	28 568	1 102 275
	Финансовые обязательства					
	Краткосрочные					
17	Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	325 955	94 056	24 499	25 746	470 256
19	Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств	134 956	182 575	100 346	6 978	424 855
19	Краткосрочные векселя к уплате	11 761	-	-	-	11 761
	Долгосрочные					
20	Долгосрочные заемные средства	139 109	716 545	301 987	26 816	1 184 457
20	Долгосрочные векселя к уплате	<u>4 592</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4 592</u>
	Итого финансовые обязательства	616 373	993 176	426 832	59 540	2 095 921

Руководство Группы снижает степень валютного риска путем соотношения активов и обязательств, стоимость которых выражена в сопоставимых иностранных валютах.

По состоянию на 31 декабря 2010 г., если бы стоимость рубля по отношению к доллару США снизилась на 10% при неизменности всех прочих показателей, прибыль до налогообложения уменьшилась бы на 50 090 млн. руб., в основном, в результате убытков по курсовым разницам при пересчете выраженных в долларах США заемных средств, что было бы частично компенсировано прибылью по курсовым разницам при пересчете выраженной в долларах США задолженности покупателей и заказчиков. По состоянию на 31 декабря 2009 г., если бы стоимость рубля по отношению к доллару США снизилась на 20% при неизменности всех прочих показателей, прибыль до налогообложения уменьшилась бы на 135 689 млн. руб. Эффект соответствующего увеличения стоимости рубля по отношению к доллару США составляет приблизительно такую же сумму с противоположным знаком.

По состоянию на 31 декабря 2010 г., если бы стоимость рубля по отношению к евро снизилась на 10% при неизменности всех прочих показателей, прибыль до налогообложения уменьшилась бы на 23 091 млн. руб., в основном, в результате убытков по курсовым разницам при пересчете выраженных в евро заемных средств, что было бы частично компенсировано прибылью по курсовым разницам при пересчете выраженной в евро задолженности покупателей и заказчиков. По состоянию на 31 декабря 2009 г., если бы стоимость рубля по отношению к евро снизилась на 20% при неизменности всех прочих показателей, прибыль до налогообложения уменьшилась бы на 65 912 млн. руб. Эффект соответствующего увеличения стоимости рубля по отношению к евро составляет приблизительно такую же сумму с противоположным знаком.

(б) Риск изменения процентных ставок и его влияния на денежные потоки и справедливую стоимость

Колебания рыночных процентных ставок оказывают влияние на финансовое положение и потоки денежных средств Группы. Группа, главным образом, подвержена риску изменения процентной ставки по долгосрочным займам. Займы, предоставленные под варьируемые процентные ставки, подвергают Группу риску влияния изменений процентных ставок на денежные потоки. Займы с фиксированной процентной ставкой подвергают Группу риску влияния изменений процентной ставки на справедливую стоимость. В таблице ниже представлено соотношение долгосрочных займов по фиксированным и плавающим процентным ставкам:

44 ФАКТОРЫ ФИНАНСОВЫХ РИСКОВ (продолжение)

Долгосрочные займы	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
По фиксированным ставкам	1 065 435	1 149 288
По плавающим ставкам	<u>186 531</u>	<u>268 848</u>
Итого	1 251 966	1 418 136

Группа не имеет формального регламента в отношении определения допустимого риска, связанного с фиксированными и плавающими процентными ставками. Однако Группа проводит анализ текущих процентных ставок и по результатам такого анализа при привлечении нового займа руководство Группы принимает решение в отношении того, какие займы - по фиксированным или плавающим процентным ставкам - являются более выгодными на период их привлечения.

В течение 2010 и 2009 гг. заемные средства Группы, полученные под плавающие ставки, были главным образом выражены в долларах США и евро.

По состоянию на 31 декабря 2010 г., если бы процентные ставки по выраженным в долларах США и евро займам увеличились на 2,0% при неизменности всех прочих показателей, прибыль до налогообложения за 2010 год уменьшилась бы на 3 730 млн. руб. в основном, в результате увеличения расходов по выплате процентов по кредитам и займам с плавающей ставкой. По состоянию на 31 декабря 2009 г., если бы процентные ставки по выраженным в долларах США и евро займам увеличились на 2,0% при неизменности всех прочих показателей, прибыль до налогообложения за 2009 год уменьшилась бы на 5 377 млн. руб. Эффект соответствующего снижения валютных ставок составляет приблизительно такую же сумму с противоположным знаком.

(в) Риск изменения цен на товары

Риск изменения цен на товары - возможное изменение цен на природный газ, нефть и продукты их переработки и его влияние на будущие показатели деятельности и результаты операционной деятельности Группы. Снижение цен может привести к снижению чистой прибыли и потоков денежных средств. Сохранение низких цен в течение продолжительного периода времени может привести к сокращению объемов деятельности по разведке и добыче газа, а также к сокращению объемов газа, имеющегося в наличии для транспортировки через трубопроводную систему Группы и переработки на ее предприятиях, и, в конечном итоге, может оказать влияние на способность Группы выполнять свои обязательства по договорам.

Общая стратегия Группы в отношении добычи и реализации природного газа, нефти и продуктов их переработки осуществляется централизованно. Все экспортные продажи природного газа, газового конденсата и других углеводородов в Европу и другие страны осуществляются, главным образом, путем заключения долгосрочных договоров. Экспортные цены на природный газ в Европу и другие страны основаны на формуле, связанной с мировыми ценами на нефтепродукты, которые, в свою очередь, связаны с мировыми ценами на нефть.

Подверженность Группы риску изменения цен на товары в основном возникает при проведении экспортных операций. По состоянию на 31 декабря 2010 г., если бы средние экспортные цены на газ были ниже на 10% при неизменности всех прочих показателей, прибыль до налогообложения за 2010 год уменьшилась бы на 154 936 млн. руб. По состоянию на 31 декабря 2009 г., если бы средние экспортные цены на газ были ниже на 10% при неизменности всех прочих показателей, прибыль до налогообложения за 2009 год уменьшилась бы на 141 292 млн. руб.

Цены на природный газ в Российской Федерации устанавливаются Федеральной службой по тарифам и вследствие этого менее подвержены риску значительного колебания.

Группа на регулярной основе оценивает возможные сценарии будущих колебаний цен на товары и их влияние на операционные и инвестиционные решения.

44 **ФАКТОРЫ ФИНАНСОВЫХ РИСКОВ (продолжение)**

Однако, в условиях текущей экономической ситуации, оценки руководства могут значительно отличаться от фактического влияния изменения цен на товары на финансовое положение Группы.

(г) Риск изменения стоимости ценных бумаг

Группа подвержена изменениям стоимости долевых ценных бумаг в составе финансовых активов Группы, которые в консолидированном бухгалтерском балансе классифицируются как имеющиеся в наличии для продажи или как финансовые активы, изменение справедливой стоимости которых отражается на счете прибылей и убытков (см. Примечание 9, 15).

По состоянию на 31 декабря 2010 г., если бы фондовый индекс ММВБ, который в первую очередь оказывает влияние на основную часть долевых ценных бумаг Группы, уменьшился на 20% при отсутствии изменений во всех других показателях, при условии высокой корреляции стоимости данных ценных бумаг с индексом, прибыль до налогообложения за указанный период уменьшилась бы на 60 530 млн. руб.

По состоянию на 31 декабря 2009 г., если бы фондовый индекс ММВБ, который в первую очередь оказывает влияние на основную часть долевых ценных бумаг Группы, уменьшился на 15% при отсутствии изменений во всех других показателях, при условии высокой корреляции стоимости данных ценных бумаг с индексом, прибыль до налогообложения за указанный период уменьшилась бы на 23 618 млн. руб.

Группа также подвержена риску изменения стоимости долевых ценных бумаг, входящих в активы пенсионного плана НПФ «Газфонд» (см. Примечание 23).

Кредитный риск

Кредитный риск - это риск потенциального финансового убытка, который может возникнуть у Группы при невыполнении контрагентом своих договорных обязательств. Максимальная величина данного риска соответствует стоимости активов, которые могут быть утрачены.

Кредитный риск возникает по денежным средствам и их эквивалентам, производным финансовым инструментам и депозитам в банках и финансовых учреждениях, а также по открытой кредитной позиции в отношении оптовых и розничных клиентов, включая непогашенную дебиторскую задолженность и договорные обязательства.

Для Группы основным финансовым инструментом, подверженным кредитному риску, является дебиторская задолженность, в том числе векселя. Руководство Группы периодически оценивает кредитный риск по дебиторской задолженности, учитывая финансовое положение покупателей, их кредитную историю и прочие факторы.

Руководство Группы также периодически оценивает дебиторскую задолженность по срокам ее возникновения и учитывает данный анализ при расчете резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности (см. Примечание 10). Влияние кредитного риска в основном зависит от индивидуальных особенностей покупателей, в особенности от риска неисполнения обязательств и странового риска. Группа работает с различными покупателями, при этом значительная часть продаж приходится на ряд крупных покупателей.

Несмотря на то, что текущая экономическая ситуация может оказать влияние на способность покупателей погашать свой долг, руководство считает, что резерв под снижение стоимости дебиторской задолженности является достаточным.

Денежные средства и их эквиваленты размещаются только в тех банках, которые, по мнению Группы, имеют минимальный риск дефолта.

44 **ФАКТОРЫ ФИНАНСОВЫХ РИСКОВ (продолжение)**

В таблице ниже представлена максимальная подверженность Группы кредитному риску:

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Денежные средства и их эквиваленты	440 786	249 759
Долговые ценные бумаги	5 164	50 144
Долгосрочная и краткосрочная дебиторская задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	708 727	776 279
Финансовые поручительства	241 377	188 286
Итого максимальный кредитный риск	1 396 054	1 264 468

Риск ликвидности

Риск ликвидности – это риск того, что Группа не сможет выполнить свои финансовые обязательства при наступлении срока их исполнения. Управление рисками ликвидности включает в себя поддержание в наличии достаточного количества денежных средств и ценных бумаг, котирующихся на рынке, и доступность финансовых ресурсов посредством обеспечения кредитных линий. Управление риском ликвидности осуществляется централизованно на уровне Группы. Руководство регулярно отслеживает планируемые поступления денежных средств и платежи.

В управлении данным риском важным фактором является наличие доступа Группы к финансовым ресурсам банков и прочих рынков капитала. В связи с динамичным характером деятельности Группы руководство поддерживает гибкую стратегию в привлечении финансовых ресурсов, сохраняя возможность доступа к выделенным кредитным линиям.

Руководство Группы считает, что имеет достаточный доступ к финансированию через рынки коммерческих ценных бумаг и выделенные кредитные линии для выполнения своих обязательств (см. Примечание 43).

В приведенной ниже таблице финансовые обязательства Группы сгруппированы по срокам погашения исходя из периода на отчетную дату, остающегося до даты погашения, согласно условиям договора. Суммы в таблице представляют собой недисконтированные потоки денежных средств в соответствии с договорами. Остатки, подлежащие погашению в течение 12 месяцев, равны балансовой стоимости обязательств, так как эффект дисконтирования является незначительным.

	Менее 6 месяцев	От 6 до 12 месяцев	От 1 до 2 лет	От 2 до 5 лет	Более 5 лет
На 31 декабря 2010 г.					
Краткосрочные и долгосрочные заемные средства	94 746	96 099	166 853	551 310	406 232
Задолженность по расчетам с поставщиками и подрядчиками и прочая кредиторская задолженность	530 572	18 211	-	-	-
Финансовые поручительства	7 193	43 342	17 145	74 811	98 886
На 31 декабря 2009 г.					
Краткосрочные и долгосрочные заемные средства	163 876	260 979	162 848	527 212	494 397
Задолженность по расчетам с поставщиками и подрядчиками прочая кредиторская задолженность	456 801	13 455	-	-	-
Финансовые поручительства	18 968	17 794	15 437	46 594	89 493

Информация о производных финансовых инструментах представлена в Примечании 22.

В основном, условия предоставления заемных средств Группе не содержат финансовых ковенантов, которые могли бы привести к досрочному погашению обязательств.

44 **ФАКТОРЫ ФИНАНСОВЫХ РИСКОВ (продолжение)**

Управление риском капитала

Основными элементами управления капиталом руководство считает собственные и заемные средства. Целями Группы в области управления риском капитала является сохранение способности к укреплению положения Группы как ведущей международной энергетической компании на основе дальнейшего повышения надежности поставок природного газа и диверсификации деятельности в энергетическом секторе на внутреннем и внешнем рынках.

Для сохранения и корректировки структуры капитала Группа может пересматривать свою инвестиционную программу, привлекать новые и погашать существующие займы и кредиты, продавать непрофильные активы.

На уровне Группы мониторинг капитала осуществляется на основе отношения суммы чистого долга к приведенному показателю EBITDA. Коэффициент рассчитывается делением суммы чистого долга на приведенный показатель EBITDA. Сумма чистого долга рассчитывается как общая сумма заемных средств (краткосрочные займы и текущая часть обязательств по долгосрочным займам, кредиторская задолженность по краткосрочным векселям, долгосрочные займы, кредиторская задолженность по долгосрочным векселям и реструктурированные налоговые обязательства) за вычетом денежных средств и их эквивалентов и остатков денежных средств и их эквивалентов с ограничением использования согласно условиям некоторых займов и прочим договорным обязательствам.

Приведенный показатель EBITDA рассчитывается как операционная прибыль за вычетом амортизации и резерва под обесценение активов (за исключением резервов по дебиторской задолженности и предоплате).

Отношение суммы чистого долга к приведенному показателю EBITDA по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. представлена в таблице ниже:

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Общая сумма долга	1 315 448	1 625 705
За вычетом:		
денежные средства и их эквиваленты и определенные денежные средства с ограничением к использованию	<u>(444 455)</u>	<u>(253 398)</u>
Чистая сумма долга	870 993	1 372 307
Приведенный показатель EBITDA	1 357 700	1 089 951
Сумма чистого долга/Приведенный показатель EBITDA	0,64	1,26

В настоящее время ОАО «Газпром» присвоен кредитный рейтинг BBB (прогноз стабильный) агентством Standard & Poor's и рейтинг BBB (стабильная перспектива) агентством Fitch Ratings.

45 **СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ**

Финансовые вложения

В феврале 2011 г. Совет директоров «Сибирь Энерджи Лтд.» принял решение об уменьшении уставного капитала компании путем аннулирования собственных акций в количестве 86,25 млн. акций (22,39%), принадлежащих ОАО «Центральная топливная компания», которая вышла из состава владельцев «Сибирь Энерджи Лтд.» в обмен на денежную компенсацию в размере 21 671 млн. руб. (740 млн. долл. США). В результате Группа стала владельцем 100% доли в уставном капитале «Сибирь Энерджи Лтд.».

Займы

В ноябре 2010 и январе 2011 гг. Группа заключила договора о привлечении долгосрочных займов от «РосУкрЭнерго АГ» на сумму 550 млн. долл. США и 250 млн. долл. США соответственно с процентной ставкой 3,5% и сроком погашения в 2012 году. В марте 2011 г. по этим договорам Группа привлекла 550 млн. долл. США и 17 млн. долл. США соответственно.

45 СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ (продолжение)

В феврале 2011 г. Группа выпустила две серии облигаций на суммы 10 000 млн. руб. с процентной ставкой 8,5% и сроком погашения 2016 и 2021 гг. и облигации на сумму 10 000 млн. руб. с процентной ставкой 8,9% и сроком погашения в 2021 г. Облигации со сроком погашения в 2021 г. имеют опцион на досрочное погашение через 5 и 7 лет с даты размещения.

Прочие

В феврале 2011 г. в результате растущей социальной, экономической и политической нестабильности в Ливии, операции Группы в этой стране были временно приостановлены. Данные операции в основном представлены операциями ассоциированной компании «Винтерсхалл АГ» (см. Примечание 13). Руководство Группы не имеет возможности достоверно оценить эффект данных событий на активы, обязательства и результат деятельности «Винтерсхалл АГ».

В марте 2011 г., в результате участия в торгах по продаже имущества ОАО «РУСИЯ Петролеум», Группа приобрела имущество данной компании на сумму 25 796 млн. руб.

ОАО «ГАЗПРОМ»
ОТНОШЕНИЯ С ИНВЕСТИТОРАМИ

Официально зарегистрированный адрес ОАО «Газпром»:

ОАО «Газпром»
ул. Наметкина, д. 16
В-420, ГСП-7, 117997, Москва
Россия

Телефон: (7 495) 719 3001

Факс: (7 495) 719 8333, 719 8335

www.gazprom.ru (на русском языке)

www.gazprom.com (на английском языке)