



**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ  
ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2010 и 2009 гг.**



## **ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ**

Совету директоров и акционерам ОАО «Татнефть»:

По нашему мнению, прилагаемые консолидированные бухгалтерские балансы, а также соответствующие консолидированные отчеты о финансовых результатах и совокупном доходе, об изменениях в акционерном капитале и движении денежных средств отражают достоверно, во всех существенных аспектах финансовое положение ОАО «Татнефть» и его дочерних обществ (далее – «Компания») по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., а также финансовые результаты их деятельности и движение денежных средств за указанные отчетные периоды в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета Соединенных Штатов Америки. Ответственность за подготовку настоящей финансовой отчетности несет руководство Компании. Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение о достоверности настоящей финансовой отчетности на основе проведенного аудита. Мы проводили аудит в соответствии со стандартами аудита, принятыми в Соединенных Штатах Америки, согласно которым аудит должен планироваться и проводиться таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и пояснений, содержащихся в финансовой отчетности, оценку применения правил бухгалтерского учета, оценку существенных допущений, сделанных руководством, а также оценку общей формы представления финансовой отчетности. Мы полагаем, что проведенный нами аудит дает достаточные основания для того, чтобы высказать мнение о настоящей финансовой отчетности.

22 апреля 2011 г.

**ТАТНЕФТЬ**
**Консолидированные бухгалтерские балансы**

(в миллионах российских рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
<b>Активы</b>			
Денежные средства и их эквиваленты		8 080	12 841
Денежные средства с ограничением к использованию		2 897	12 071
Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резервов по сомнительным долгам	4	52 951	43 807
Задолженность связанных сторон	17	14 585	16 485
Краткосрочные финансовые вложения	5	9 196	10 614
Текущая доля расчетов по займам выданным	8	2 275	3 185
Товарно-материальные запасы	6	15 140	11 684
Предоплата и прочие текущие активы	7	27 433	25 227
<b>Итого текущие активы</b>		<b>132 557</b>	<b>135 914</b>
Займы и векселя выданные, нетто	8	2 344	2 320
Задолженность связанных сторон	17	9 915	8 524
Долгосрочные финансовые вложения	5	15 823	14 596
Основные средства за вычетом накопленного износа и обесценения	10	393 776	325 157
Прочие долгосрочные активы	9	12 764	9 231
<b>Итого активы</b>		<b>567 179</b>	<b>495 742</b>
<b>Обязательства и акционерный капитал</b>			
Краткосрочные кредиты и займы и текущая доля долгосрочных заемных средств	11	34 333	71 228
Расчеты с поставщиками и подрядчиками		14 890	13 410
Задолженность перед связанными сторонами	17	5 135	1 503
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	12	15 861	14 262
Обязательства по финансовому лизингу	10	34	170
Обязательства по уплате налогов	14	10 583	10 321
<b>Итого текущие обязательства</b>		<b>80 836</b>	<b>110 894</b>
Долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей доли	11	75 021	16 588
Задолженность перед связанными сторонами	17	585	-
Прочие долгосрочные обязательства		3 295	2 423
Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов, за вычетом текущей доли	10	43 008	38 927
Долгосрочные обязательства по отложенным налогам на прибыль	14	13 888	13 388
Обязательства по финансовому лизингу за вычетом текущей доли	10	-	15
<b>Итого обязательства</b>		<b>216 633</b>	<b>182 235</b>
<b>Акционерный капитал</b>			
Привилегированные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2010 и 2009 гг. - 147 508 500 акций по номинальной стоимости на 31 декабря 2010 и 2009 гг. 1,00 рубль)	15	148	148
Обыкновенные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2010 и 2009 гг. - 2 178 690 700 акций по номинальной стоимости на 31 декабря 2010 и 2009 гг. 1,00 рубль)	15	2 179	2 179
Добавочный капитал		96 617	95 735
Прочая накопленная совокупная прибыль		1 933	1 907
Нераспределенная прибыль		241 005	209 275
За вычетом: выкупленных обыкновенных акций по цене приобретения (58 960 000 акций и 66 985 000 акций на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно)		(3 275)	(3 721)
<b>Итого акционерный капитал Группы</b>		<b>338 607</b>	<b>305 523</b>
Доля неконтролирующих акционеров		11 939	7 984
<b>Итого акционерный капитал</b>		<b>350 546</b>	<b>313 507</b>
<b>Итого обязательства и Капитал</b>		<b>567 179</b>	<b>495 742</b>

**ТАТНЕФТЬ**
**Консолидированные отчеты о финансовых результатах и совокупной прибыли**

(в миллионах российских рублей)

		За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
	Прим.		
<b>Выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности</b>	16	<b>468 032</b>	<b>380 648</b>
<b>Расходы и прочие вычеты</b>			
Операционные расходы		67 190	59 334
Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов		55 621	38 243
Затраты на геологоразведочные работы		2 068	3 540
Транспортные расходы		17 217	14 325
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		30 028	26 710
Амортизация, истощение и износ	16	12 483	11 917
(Прибыль)/Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений		(345)	1 284
Налоги, кроме налога на прибыль	14	216 065	153 797
Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передача объектов социальной сферы	10	3 608	2 789
<b>Итого расходы и прочие вычеты</b>		<b>403 935</b>	<b>311 939</b>
<b>Прочие доходы (расходы)</b>			
Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия	5	786	510
Убыток по курсовым разницам		(1 954)	(920)
Доходы по процентам		3 761	4 216
Расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы		(483)	(626)
Прочие (расходы)/доходы, нетто		(1 737)	2 637
<b>Итого прочие доходы</b>		<b>373</b>	<b>5 817</b>
<b>Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров</b>		<b>64 470</b>	<b>74 526</b>
<b>Налог на прибыль</b>			
Текущий налог на прибыль		(13 774)	(17 527)
Расход по отложенному налогу на прибыль		(48)	(29)
<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	14	<b>(13 822)</b>	<b>(17 556)</b>
<b>Чистая прибыль</b>		<b>50 648</b>	<b>56 970</b>
За вычетом: доли неконтролирующих акционеров в чистой прибыли		(3 975)	(2 598)
<b>Чистая прибыль акционеров Группы</b>		<b>46 673</b>	<b>54 372</b>
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		574	143
Актuarный (убыток)/прибыль по пенсионным планам		(545)	531
Нереализованный (убыток)/прибыль по ценным бумагам для продажи, без учета налогов		(3)	486
<b>Совокупная прибыль</b>		<b>46 699</b>	<b>55 532</b>
<b>Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)</b>	15		
Обыкновенную		20,62	24,25
Привилегированную		20,56	24,15
<b>Средневзвешенное количество выпущенных акций (в миллионах штук)</b>	15		
Обыкновенных		2 116	2 095
Привилегированных		148	148

**ТАТНЕФТЬ****Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

(в миллионах российских рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
<b>Операционная деятельность</b>		
Чистая прибыль	50 648	56 970
Корректировки:		
Амортизация, истощение и износ	12 483	11 917
Расход по отложенному налогу на прибыль	48	29
(Прибыль)/убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений	(345)	1 284
Передача объектов социальной сферы	675	324
Влияние курсовых разниц	1 556	12
Прибыль от финансовых вложений, учитываемых методом долевого участия, за вычетом полученных дивидендов	(392)	(153)
Изменение в резерве по сомнительным долгам	333	(2 887)
Увеличение обязательств, связанных с окончанием срока использования активов	3 905	3 537
Изменение справедливой стоимости торговых ценных бумаг	(382)	(1 835)
Прочее	1 209	(879)
Изменения в оборотном капитале, исключая денежные средства:		
Расчеты с покупателями и заказчиками	(11 282)	(18 500)
Товарно-материальные запасы	(3 531)	2 391
Предоплата и прочие текущие активы	(1 698)	642
Торговые ценные бумаги	(370)	2 406
Расчеты со связанными сторонами	376	669
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	318	2 559
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	2 597	3 321
Обязательства по уплате налогов	275	4 985
Векселя к оплате	(49)	(173)
Прочие долгосрочные активы	(497)	(16)
<b>Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности</b>	<b>55 877</b>	<b>66 603</b>
<b>Инвестиционная деятельность</b>		
Приобретение основных средств	(77 901)	(89 254)
Денежные поступления от реализации основных средств	686	545
Денежные поступления от реализации финансовых вложений	4 580	186
Приобретение финансовых вложений	(4 658)	(368)
Депозитные сертификаты	3 286	554
Займы и векселя к получению	(304)	1 376
Изменения в денежных средствах с ограничением к использованию	9 174	(4 367)
<b>Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность</b>	<b>(65 137)</b>	<b>(91 328)</b>

**ТАТНЕФТЬ****Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

(в миллионах российских рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
<b>Финансовая деятельность</b>		
Получение займов	115 800	52 881
Погашение займов	(95 959)	(18 160)
Погашение обязательств по финансовому лизингу	(151)	(408)
Выплата дивидендов акционерам	(14 943)	(10 075)
Выплата дивидендов неконтролирующим акционерам	(329)	(190)
Приобретение собственных акций	(5)	(58)
Денежные поступления от продажи собственных акций	9	58
Денежные поступления от выпуска акций дочерними предприятиями	77	100
<b>Чистые денежные средства поступившие от финансовой деятельности</b>	<b>4 499</b>	<b>24 148</b>
<b>Чистое изменение остатков денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>(4 761)</b>	<b>(577)</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	12 841	13 418
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>	<b>8 080</b>	<b>12 841</b>

**ТАТНЕФТЬ**
**Консолидированные отчеты о движениях в акционерном капитале**

(в миллионах российских рублей)

	2010		2009	
	Кол-во акций	Сумма	Кол-во акций	Сумма
<b>Привилегированные акции</b>				
<b>Остаток на 1 января и 31 декабря</b> (акции в тысячах штук)	147 509	148	147 509	148
<b>Обыкновенные акции</b>				
<b>Остаток на 1 января и 31 декабря</b> (акции в тысячах штук)	2 178 691	2 179	2 178 691	2 179
<b>Выкупленные собственные акции, по себестоимости</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>	66 985	(3 721)	100 089	(3 960)
Приобретение	1 809	(908)	19 126	(2 504)
Выбытие	(9 834)	1 354	(52 230)	2 743
<b>Остаток на 31 декабря</b> (акции в тысячах штук)	58 960	(3 275)	66 985	(3 721)
<b>Добавочный капитал</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>		95 735		96 171
Операции с собственными акциями		882		(256)
Приобретение дочерних компаний		-		(180)
<b>Остаток на 31 декабря</b>		96 617		95 735
<b>Прочий накопленный совокупный доход</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>		1 907		747
Актuarный (убыток)/прибыль по пенсионным планам		(545)		531
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		574		143
Нереализованный (убыток)/прибыль по ценным бумагам для продажи, без учета налогов		(3)		486
<b>Остаток на 31 декабря</b>		1 933		1 907
<b>Нераспределенная прибыль</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>		209 275		164 991
Чистая прибыль		46 673		54 372
Дивиденды		(14 943)		(10 088)
<b>Остаток на 31 декабря</b>		241 005		209 275
<b>Доля неконтролирующих акционеров</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>		7 984		4 583
Чистая прибыль		3 975		2 598
Дивиденды		(329)		(190)
Изменения в структуре Группы		309		993
<b>Остаток на 31 декабря</b>		11 939		7 984
<b>Итого акционерный капитал на 31 декабря</b>		<b>350 546</b>		<b>313 507</b>

**Примечание 1. Краткая информация о Компании**

ОАО «Татнефть» (далее «Компания») и ее дочерние общества в совокупности (далее «Группа») занимаются разработкой месторождений и добычей нефти в основном в Республике Татарстан Российской Федерации (далее, «Татарстан»). Группа также занимается переработкой и реализацией нефти и нефтепродуктов, а также производством и реализацией продуктов нефтехимии (см. Примечание 16).

Компания была зарегистрирована в соответствии с разрешением, выданным Государственным комитетом по управлению государственным имуществом Республики Татарстан (далее «Правительство»), как акционерное общество открытого типа 1 января 1994 г. (далее «дата приватизации»). Все активы и обязательства, ранее принадлежавшие производственному объединению «Татнефть», Бугульминскому механическому заводу, Мензелинскому управлению разведочного бурения и Бавлинскому управлению буровых работ, были переданы Компании по их балансовой стоимости на дату приватизации в соответствии с Указом Президента Российской Федерации № 1403 «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения». Подобная передача активов и обязательств рассматривается как передача между компаниями, которые на дату приватизации контролировались общим акционером, и отражается по балансовой стоимости.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. правительство Республики Татарстан, через полностью принадлежащее ему дочернее предприятие ОАО «Связьинвестнефтехим», владеет 36% голосующих акций Компании. Данная доля была внесена в ОАО «Связьинвестнефтехим» в 2003 г. Министерством земельных и имущественных отношений Республики Татарстан. Правительство Татарстана также является держателем «золотой акции» (см. Примечание 15), что дает право назначать одного представителя в Совет Директоров и одного представителя в Ревизионный Комитет Компании, а также налагать вето на определенные важные решения, включая решения относительно изменений в акционерном капитале, поправок в Устав, ликвидации или реорганизации Компании, а также одобрения в отношении «существенных» сделок и сделок с «заинтересованными сторонами», как определено в законодательстве Российской Федерации. В настоящее время срок действия «золотой акции» не ограничен. Правительство Республики Татарстан контролирует или имеет существенное влияние, в том числе через ОАО «Связьинвестнефтехим», на ряд поставщиков и подрядчиков Компании.

**Примечание 2. Основные принципы представления финансовой отчетности**

Компании Группы ведут учет и составляют финансовую отчетность в соответствии с Положениями по бухгалтерскому учету и отчетности в Российской Федерации (далее «РПБУ»). Прилагаемая финансовая отчетность была подготовлена на основании учетных данных компаний Группы, скорректированных, если необходимо, для соответствия принципам бухгалтерского учета, общепринятыми в США (далее «ОПБУ США»). Основные различия между РПБУ и ОПБУ США относятся к: (1) оценке основных средств (включая индексацию на эффект гиперинфляции, существовавшей в Российской Федерации по 2002 год) и начислению износа; (2) пересчету иностранных валют; (3) отложенному налогу на прибыль; (4) поправкам на обесценение нереализуемых активов; (5) финансовому лизингу; (6) поощрение сотрудников акциями; (7) учету основных средств нефтегазового назначения; (8) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств; (9) учету обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов; (10) пенсионные выплаты и прочие обязательства, возникающие после выхода на пенсию, (11) объединению компаний и признанию деловой репутации; (12) консолидации и учету дочерних компаний, долевого участия и предприятий с переменным участием (ППУ).

**Использование оценок и допущений при составлении финансовой отчетности.** Составление финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США требует от руководства использования приблизительных оценок и допущений, которые влияют на указанные в отчетности величины активов и пассивов, доходов и расходов, а также на раскрытие условных активов и обязательств. Хотя руководство делает все возможное для того, чтобы оценки и суждения были как можно более точными, они могут отличаться от фактических результатов. К оценочным данным относятся следующие: резерв на оценку активов, срок амортизации, объем запасов нефти и газа, пенсии, расходы на демонтаж основных средств и налог на прибыль.

Начиная с промежуточной финансовой отчетности за период, закончившийся 30 сентября 2009 г. Группа применяет, разработанную Советом по стандартам финансового учёта (далее «FASB»), кодификацию бухгалтерских стандартов (далее «ASC»). Ввод в действие данной Кодификации в качестве единого официального источника правил учета по ОПБУ США заменил собой существующие руководства по ведению бухгалтерского учета и раскрытию информации, разработанных «FASB», «EITF» и другими профессиональными органами. Кодификация не изменила существующие правила учета по ОПБУ США. Все ссылки на бухгалтерские стандарты в данной консолидированной финансовой отчетности были изменены в соответствии с новой Кодификацией.



**Примечание 2. Основные принципы представления финансовой отчетности (продолжение)**

Начиная с 1 января 2009 г. Группа применяет требования по отражению в финансовой отчетности доли неконтролирующих акционеров в соответствии с положением раздела Кодификации ASC 810. Это Положение изменило стандарты отражения в консолидированной финансовой отчетности доли меньшинства, переименовав долю меньшинства в долю неконтролирующих акционеров как компонента капитала и классифицировав долю неконтролирующих акционеров в компонент раздела «Итого акционерный капитал». В соответствии с этим положением Кодификации Группа ретроспективно изменила отражение в консолидированной финансовой отчетности доли неконтролирующих акционеров.

**Пересчет иностранных валют и операции в иностранной валюте.** Руководство Группы определило, что функциональной валютой Группы, за исключением ее дочерних компаний, расположенных за пределами Российской Федерации, является российский рубль, поскольку большинство ее доходов, затрат, приобретаемых основных средств, а также долговых обязательств и обязательств по расчетам с поставщиками и подрядчиками определяется, оплачивается, погашается или измеряется в российских рублях. Соответственно, операции и сальдо, не выраженные изначально в российских рублях (преимущественно в долларах США), пересчитаны в российские рубли в соответствии с положениями Кодификации 830 «Пересчет иностранных валют».

Согласно Кодификации ASC 830, доходы, затраты, капитал, а также не денежные активы и обязательства, пересчитываются по историческим обменным курсам, действовавшим на даты соответствующих операций. Денежные активы и обязательства пересчитываются по обменным курсам, действовавшим на дату составления баланса. Положительные и отрицательные курсовые разницы, возникающие при пересчете денежных активов и обязательств, не выраженных в российских рублях, кредитуются или дебетуются на результаты деятельности.

В отношении операций дочерних компаний, расположенных за пределами Российской Федерации, которые в качестве функциональной валюты используют преимущественно доллары США, корректировки, возникающие в связи с пересчетом активов и обязательств, выраженных в местной функциональной валюте, в российские рубли, отражаются в составе акционерного капитала по статье «Прочая накопленная совокупная прибыль или убыток». Прибыль и убытки, возникающие в результате сделок не в функциональной валюте, отражаются в составе чистой прибыли.

Официальный обменный курс российского рубля к доллару США, публикуемый Центральным банком России («ЦБ РФ»), составил 30,48 и 30,24 рублей за 1 доллар США на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно. Средний курс составил 30,37 и 31,72 рублей за 1 доллар США за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно.

**Принципы консолидации и долгосрочные финансовые вложения.** В консолидированной финансовой отчетности отражены хозяйственные операции компаний с долей участия Группы более 50 процентов и контролируемых Группой предприятий с переменным участием (ППУ), в которых Группа является основным выгодоприобретателем. Финансовые вложения в совместные предприятия и зависимые компании, которые Группа не контролирует, но на которые она может оказывать существенное влияние, учитываются по методу долевого участия. Внутригрупповые операции и остатки исключаются при консолидации. Прочие долгосрочные финансовые вложения учитываются по первоначальной стоимости и корректируются на оценочную сумму снижения их стоимости. Ежегодно Группа пересматривает стоимость инвестиций, учтенных по долевого методу, на предмет обесценения и отражает списание текущей стоимости инвестиций в отчетности каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на то, что потенциальное обесценение не является временным. Величина обесценения инвестиций рассчитывается исходя из биржевых котировок, если таковые доступны, или с использованием других методик оценки, включая метод дисконтирования денежных потоков. Инвестиции по методу долевого участия и финансовые вложения в прочие компании в консолидированном бухгалтерском балансе включены в раздел «Долгосрочные финансовые вложения».

**Реклассификации.** Некоторые реклассификации были сделаны к статьям прошлогодней отчетности для соответствия презентации отчетного периода. Такие реклассификации не влияют на величину чистой прибыли, консолидированный отчет о движениях в акционерном капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств.

**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики**

**Эквиваленты денежных средств.** Эквиваленты денежных средств являются высоколиквидными краткосрочными инвестициями, которые свободно конвертируются в известные денежные суммы с первоначальным сроком погашения в течение трех месяцев с даты приобретения.

На 31 декабря 2010 и 2009 гг., деньги и денежные эквиваленты Группы, включая суммы номинированные в долларах США составляли 1 841 млн. рублей (60 млн. долларов США) и 2 722 млн. рублей (90 млн. долларов США), соответственно.

**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)**

**Денежные средства с ограничением к использованию.** Денежные средства с ограничением к использованию представлены денежными средствами на депозитах по аккредитивам, использование которых ограничено условиями контрактов. Аккредитивы используются для оплаты по подрядчикам по покупке материалов, оборудования и оказанных услуг.

**Товарно-материальные запасы.** Запасы сырой нефти и нефтепродуктов, а также сырье, материалы и запасы готовой продукции учитываются по наименьшей из двух величин - себестоимости, либо по чистой цене реализации. Группа использует метод средневзвешенной стоимости. Себестоимость включает прямые и косвенные расходы, понесенные в связи с доведением объекта или продукта до существующего состояния и транспортировкой до места расположения.

**Финансовые вложения.** Долговые ценные бумаги и акции классифицируются по трем категориям: торговые ценные бумаги, ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи и бумаги, удерживаемые до срока погашения, и включают в себя депозитные сертификаты, а также долговые бумаги и акции, классифицируемые как торговые или имеющиеся в наличии для продажи.

Торговые ценные бумаги приобретаются и учитываются на балансе для продажи в краткосрочной перспективе. Торговые ценные бумаги отражаются в консолидированном бухгалтерском балансе по справедливой стоимости. При определении справедливой стоимости используется последняя цена сделки, если торговые ценные бумаги котируются на бирже или последняя известная цена бумаги, продаваемой на внебиржевом рынке. Нереализованные и реализованные прибыли и убытки по торговым ценным бумагам включены в прочие доходы консолидированного отчета о финансовых результатах и совокупной прибыли.

Ценные бумаги классифицируются как ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи, если руководство считает, что они могут быть проданы в случае вероятного или ожидаемого изменения рыночной ситуации. Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи, отражены в консолидированной финансовой отчетности бухгалтерского баланса по оценочной справедливой стоимости. Нереализованные прибыли и убытки отражаются в сумме нетто, как увеличение или снижение накопленной прочей совокупной прибыли. Метод индивидуальной идентификации используется для определения реализованной прибыли или убытка по ценным бумагам, имеющимся в наличии для продажи.

Если снижение справедливой стоимости ценной бумаги ниже учетной не является временным, то текущая стоимость ценных бумаг уменьшается, при этом убыток отражается в учете в сумме такого уменьшения. В течение последних трех лет такие уменьшения стоимости не требовались.

Долгосрочные финансовые вложения, не попавшие в категорию торговых или имеющихся в наличии для продажи, учитываются по себестоимости, поскольку они не котируются на бирже, и определение их справедливой стоимости практически невозможно.

**Дебиторская задолженность.** Дебиторская задолженность по расчетам с покупателями и заказчиками отражается по фактической стоимости непогашенных сумм основного долга за вычетом резервов по сомнительным долгам. Резерв по сомнительным долгам начисляется с учетом степени вероятности погашения дебиторской задолженности. Расчет резервов предполагает использование профессиональных суждений и допущений.

**Займы выданные.** Займы, выданные Группой в виде денежных средств непосредственно заемщику, отражаются по амортизированной стоимости за вычетом резерва под обесценение займов. Займы отражаются, начиная с момента выдачи денежных средств заемщикам.

**Расходы, связанные с разведкой и добычей нефти и газа.** Деятельность по разведке и добыче нефти и газа отражается по методу учета результативных затрат, в соответствии с которым затраты, связанные с приобретением прав на разведку и разработку участков недр с недоказанными и доказанными запасами нефти и газа, а также затраты, связанные с бурением и обустройством эксплуатационных скважин, включая скважины, оказавшиеся нерезультативными, и соответствующее производственное оборудование, капитализируются. Затраты на поисково-разведочные работы, в т.ч. затраты на геологические и геофизические работы и затраты на содержание и сохранение неразработанных объектов, списываются на расходы по мере их возникновения. Стоимость бурения разведочных скважин, которые обнаружили нефтяные и газовые запасы, капитализируется до момента определения являются ли обнаруженные запасы доказанными. В случае, если доказанные запасы не обнаружены, стоимость разведочных скважин списывается на расходы. В регионах, где требуются значительные капитальные вложения для начала добычи, разведочные скважины отражаются как актив, если обнаруженные запасы оправдывают перевод скважины в эксплуатационный фонд, и если проводится или безусловно планируется проведение дополнительного разведочного бурения.

**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)**

**Обесценение долгосрочных активов.** Долгосрочные активы, включая нефтегазовое оборудование и скважины, расположенные на месторождениях с доказанными запасами нефти и газа, оцениваются на предмет возможного уменьшения стоимости в соответствии с Кодификацией ASC № 360 «*Основные средства*». Используемые основные средства оцениваются каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на то, что балансовая стоимость этого оборудования и скважин может быть не возмещена. Если возмещение балансовой стоимости основных средств с использованием метода недисконтированных будущих потоков денежных средств до налогообложения не ожидается, то отражается обесценение, а убыток от обесценения отражается в тех периодах, в которых происходит обесценение. Величина обесценения определяется на основании расчетной справедливой стоимости основных средств, которая, в свою очередь, определяется путем дисконтирования будущих чистых денежных потоков или в соответствии с текущими рыночными ценами, если они доступны. Чистая приведенная стоимость будущих денежных потоков от нефтяных и газовых месторождений основывается на максимально обоснованных оценках руководством будущих цен, которые определяются на основании недавних фактических цен и публикуемых цен по форвардным сделкам, которые применяются к прогнозируемым объемам добычи на отдельных месторождениях с нормой дисконтирования, учитывающей предполагаемые риски. Под прогнозируемыми объемами добычи понимаются запасы, включая скорректированные на риски вероятные и возможные запасы, которые предполагается извлечь исходя из заявленного объема капитальных затрат. Объемы добычи, цены и время, затрачиваемое на добычу, соответствуют внутренним планам и прогнозам, а также другим данным публикуемой информации. Допущения в отношении будущих цен и затрат, используемых при оценке основных средств на предмет обесценения, отличаются от допущений, используемых в стандартной процедуре дисконтирования чистых денежных потоков, связанных с доказанными запасами нефти и газа. В соответствии с Кодификацией ASC 932 «*Раскрытие информации о деятельности, связанной с добычей нефти и газа*», при раскрытии такой информации в допущениях должны использоваться средние арифметические цены реализации нефти за предыдущие двенадцать месяцев и расходы на дату баланса, без прогнозирования будущих изменений.

Группировка активов для целей оценки на предмет возможного уменьшения стоимости производится исходя из минимального уровня идентифицируемых денежных потоков, которые большей частью независимы от денежных потоков по другим группам активов – как правило, для активов, связанных с разведкой и добычей, таким уровнем является месторождение, для перерабатывающих активов – весь перерабатывающий комплекс, для станций обслуживания – площадка. Долгосрочные активы, по которым руководством принято решение о выбытии в течение периода, не превышающего один год, и отвечающие другим требованиям, удерживаемые для продажи согласно Кодификации ASC 360, отражаются в учете по наименьшей из амортизированной или справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Стоимость основных средств с недоказанными запасами нефти и газа проходит регулярную оценку, и рассчитанное обесценение списывается на расходы.

**Износ, истощение и амортизация.** Амортизация стоимости приобретения доказанных запасов рассчитывается по методу начисления пропорционально объему добычи нефти и газа. Износ и истощение газо- и нефтедобывающего оборудования и скважин, а так же затрат на разработку рассчитываются по методу начисления пропорционально объему добычи нефти и газа по каждому месторождению для доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа. Начисление износа на прочие машины и оборудование производится линейным методом на основании сроков их полезного использования, а именно:

	Лет
Здания и сооружения	25 - 33
Машины и оборудование	5 - 15

**Обслуживание и ремонт.** Затраты на обслуживание и на ремонт активов, которые не влекут существенного усовершенствования активов, списываются на расходы по мере их возникновения.

**Капитализация процентов.** Проценты по внешним заимствованиям относятся на стоимость крупных проектов. Капитализированные проценты включаются в стоимость соответствующих активов и амортизируются в течение сроков их полезной службы в том же порядке, что и сам актив.

**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)**

**Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов.** Группа признает обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования долгосрочных активов, по справедливой стоимости, в периоде возникновения этих обязательств. Группа имеет ряд обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, которые она обязана выполнять согласно нормам законодательства или условиям договоров по мере окончания срока полезного использования активов. Деятельность Группы по разведке, разработке и добыче включает в себя активы, связанные с буровыми скважинами, сопутствующим оборудованием и операционными участками, системами сбора и переработки нефти, нефтехранилищами и трубопроводами для транспортировки нефти к основным магистралям. В целом, имеющиеся у Группы лицензии и прочие разрешения предусматривают необходимость осуществления Группой определенных действий по ликвидации объектов. Включая в себя затраты на ликвидацию скважин, разборку оборудования и прочие затраты по рекультивации. Будущие затраты на ликвидацию скважин рассчитываются Группой с учетом действующих нормативных и лицензионных требований и основаны на накопленном руководством опыте анализа соответствующих затрат и необходимости таких операций. Ожидается, что большинство этих затрат не будет понесено ранее чем через несколько лет или десятков лет и будет профинансировано за счет общих средств Группы на момент выбытия из эксплуатации. У Группы нет юридических или договорных обязательств по списанию или ликвидации нефтехимических, перерабатывающих, маркетинговых и сбытовых активов. Продолжающееся развитие системы нормативно-правового регулирования в России может привести к новым изменениям в требованиях и затратах, связанных с окончанием срока полезного использования долгосрочных активов.

Руководство считает, что при определении обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, в качестве компонента ожидаемых затрат должна учитываться расчетная цена, которая может быть затребована и предоставлена третьим лицам, для отражения неопределенности и непредвиденных обстоятельств, связанных с обязательствами, которая в некоторых случаях является надбавкой за рыночный риск. В настоящее время в нефтегазовой отрасли крайне редко встречаются случаи готовности кредитоспособных третьих лиц принять на себя данный вид риска по крупным нефте- и газодобывающим объектам и трубопроводам. Соответственно, учитывая, что определение надбавки за рыночный риск может носить произвольный характер, Компания исключила ее из расчетных оценок.

Соответствующие издержки, связанные с окончанием срока полезного использования активов, капитализируются как часть остаточной стоимости долгосрочных активов. По истечении времени, указанные обязательства увеличиваются на сумму изменений в текущей стоимости, а капитализируемые затраты амортизируются в течение срока полезной службы соответствующего актива пропорционально объему добычи.

**Выбытие активов.** При выбытии или реализации всех компонентов амортизируемого актива первоначальная стоимость и накопленная амортизация списываются в учете, при этом полученный доход или убыток отражается в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли. При выбытии или износе только части компонентов амортизируемого актива разница между первоначальной стоимостью и поступлениями от продажи, если имеются, дебетуется или кредитруется на накопленную амортизацию.

**Договоры финансового лизинга.** Договоры финансового лизинга, предусматривающие переход к Группе преимущественно всех рисков и выгод, связанных с правом собственности на объект лизинга, капитализируются на момент вступления договора в силу по справедливой стоимости арендуемого имущества, либо по текущей стоимости минимальных лизинговых платежей, в зависимости от того, какая из них ниже. Лизинговые платежи равномерно распределяются между финансовыми расходами и уменьшением обязательств по лизингу для обеспечения постоянной ставки процента с остатка обязательств. Финансовые расходы напрямую дебетуются в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли.

Износ капитализированных лизинговых активов начисляется в течение расчетного срока полезного использования актива или срока лизинга (в зависимости от того, какой из них меньше), кроме случаев, когда капитализация арендуемых активов основана на условиях договора лизинга, предусматривающими переход к Группе права собственности на арендуемые активы по окончании срока лизинга или предоставляющие возможность Группе выкупить арендуемые активы по очень выгодной цене. В этих случаях капитализированные активы амортизируются в течение расчетных сроков полезного использования активов независимо от срока лизинга. Расходы на амортизацию капитализируемых лизинговых активов включены в затраты по износу, истощению и амортизации.

Договоры лизинга, по которым лизингодатель сохраняет за собой преимущественно все риски и выгоды, связанные с правом собственности на активы, классифицируются в качестве договоров операционного лизинга. Платежи по договорам операционного лизинга относятся на расходы в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли равномерно в течение срока лизинга.

**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)**

**Обязательства по охране окружающей среды.** Затраты на охрану окружающей среды включаются в состав расходов или капитализируются в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, образовавшиеся в результате прошлой производственной деятельности, и не предполагают будущих экономических выгод, относятся на расходы. Обязательства по данным расходам отражаются без применения дисконтирования, если существует высокая вероятность проведения оценок состояния окружающей среды и мероприятий по очистке территории и при этом соответствующие затраты могут быть оценены с разумной степенью точности.

**Пенсионные отчисления и льготы.** Группа имеет различные пенсионные планы, которые, в основном, покрывают всех, имеющих такое право, работников и руководителей. Суммы взносов, частота премиальных выплат и прочие условия этих планов регулируются «Положением об Организации Негосударственного Пенсионного Обеспечения Работников ОАО «Татнефть» и договорами, заключенными между Компанией или ее дочерними предприятиями, руководством и «Национальным Негосударственным Пенсионным Фондом». В соответствии с условиями этих договоров, Группа должна вносить определенные взносы от имени работников и гарантировать выплату минимальной премии при выходе работников на пенсию. Размеры взносов и премий обычно зависят от занимаемой должности и стажа работы в Компании по достижении пенсионного возраста (60 лет для мужчин и 55 лет для женщин), а для руководства на основании срока их найма. В соответствии с условиями коллективного договора, заключаемого ежегодно между Компанией или ее дочерними предприятиями со своими работниками, Группа обязана осуществлять определенные выплаты работникам по завершении их работы в Компании, сумма которых зависит от размера заработной платы и количества отработанных лет на момент их выхода на пенсию. Не существует никаких требований в отношении пенсионных взносов для премий, выплачиваемых непосредственно работникам. Обязательные суммы взносов Группы в государственный пенсионный фонд относятся на расходы в периоде их возникновения.

**Отражение выручки.** Выручка от реализации нефти, нефтепродуктов, продукции нефтехимии и прочих товаров признается на момент доставки товара конечному покупателю и перехода права собственности на товар при условии, что платежеспособность покупателя подтверждена, и цена реализации конечному покупателю зафиксирована или может быть определена. Выручка включает в себя акциз на продажу нефтепродуктов и экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты в сумме 143 269 млн. рублей и 97 515 млн. рублей на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно. Вся выручка показана без налога на добавленную стоимость (далее «НДС»).

Прочие доходы от основной деятельности в консолидированных отчетах о финансовых результатах и совокупной прибыли включают в себя реализацию газопродуктов, продуктов нефтехимии и прочих продуктов и услуг.

**Затраты на транспортировку и перевалку.** Затраты на транспортировку и перевалку включены в состав статьи «Транспортные расходы» в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли.

**Неденежные операции.** В соответствии со ОПБУ США, такие операции учитываются по справедливой стоимости задействованных активов (услуг), т.е. в том же порядке, что и денежные операции. Соответственно, стоимостью неденежного актива, полученного в обмен на другой неденежный актив, является справедливая стоимость такого другого актива, и признается прибыль или убыток, если балансовая стоимость передаваемого актива отличается от его справедливой стоимости. Справедливая стоимость полученного актива используется в качестве базы стоимости, если она является более четко выраженной, чем справедливая стоимость переданного актива.

**Поощрение сотрудников акциями.** Компания приняла программу вознаграждения для высшего руководства и директоров Компании, основанную на акциях Компании, (далее «Программа»). В соответствии с условиями Программы, высшему руководству и директорам Компании, в соответствии с решением Совета Директоров, ежегодно предоставляются премии (далее «Премия») в виде бонусных сертификатов. Каждая Премия представляет собой денежный платеж на дату расчета, который равен произведению количества обыкновенных акций на разницу между самой высокой ценой на акцию за три года предшествующих отчетной дате и самой низкой ценой на акцию за три года предшествующих дате предоставления соответствующих прав. Цена на акции определяется на основе средней ежедневной торговой цены, фиксируемой на Московской Межбанковской Валютной Бирже (далее «ММВБ»). Премии в основном выплачиваются в течение 90 дней после утверждения Советом Директоров Компании и зависят от индивидуальных показателей результатов работы.

Компания отражает Премии по методу учета обязательств, предусмотренному Кодификацией ASC 718. Справедливая стоимость Премий рассчитывается в соответствии с моделью расчета стоимости Блэка-Шоулза (Black-Scholes) на дату предоставления прав и в дальнейшем подлежит пересмотру на каждую промежуточную отчетную дату. На 31 декабря 2010 и 2009 гг. обязательство рассчитано на основе ожидаемых будущих премиальных выплат.

**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)**

Расходы на выплату Премий признаются в течение годового периода возникновения соответствующих прав, за вычетом потери прав, с отражением соответствующего обязательства в составе прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательств.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2010 г., Компания распределила 6 740 000 Премий для поощрения высшего руководства и директоров, погашение которых ожидается по расчетной цене 161,17 рублей за Премию. Окончательный расчет по Премиям будет утвержден Правлением Компании в июле-сентябре 2011 г. В течение года, закончившегося 31 декабря 2009 г., Компания распределила Премий в объеме 7 909 000 для поощрения высшего руководства и директоров, все из которых были погашены по цене 161,17 рублей за Премию. Сумма соответствующих расходов на выплату вознаграждений, отраженная в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., составила 1 061 млн. рублей и 1 173 млн. рублей, соответственно.

**Налог на прибыль.** Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении налоговых последствий будущих периодов как временная разница между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей инвестированной на постоянной основе в иностранные дочерние общества. Величина активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль определяется исходя из законодательно установленных ставок налогов, которые предположительно будут применяться к налогооблагаемому доходу на протяжении тех периодов, в течение которых предполагается восстановить эти временные разницы. Если, по мнению руководства, реализация таких активов по отложенному налогу является маловероятной, то по ним создаются резервы.

Группа начала применять Кодификацию ASC 740 «Учет неопределенности при расчете налога на прибыль», которая предписывает методику признания, оценки и представления в финансовой отчетности неопределенных налоговых ситуаций, в которые может быть вовлечена Компания или ее дочерние общества и правомерное отражение в налоговых декларациях. Согласно данному стандарту, обязательства по непризнанному налогу на прибыль отражаются в консолидированном бухгалтерском балансе Группы в составе Налогов к уплате, а начисленными процентами по налогу на прибыль в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли как расходы по налогам, кроме налога на прибыль. Расход по налогу на прибыль и налог на прибыль к уплате включены в статьи Налог на прибыль в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли и Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства в консолидированном бухгалтерском балансе, соответственно.

**Доля неконтролирующих акционеров.** Доля неконтролирующих акционеров представляет пропорциональную долю неконтролирующих акционеров в капитале дочерних обществ Группы. Она рассчитывается на основе доли владения неконтролирующих акционеров в дочерних обществах Группы.

**Чистая прибыль на обыкновенную акцию.** Прибыль на одну акцию без учета разводнения рассчитывается с использованием двухклассового метода расчета дохода на акцию. Этот метод представляет собой формулу расчета прибыли на одну акцию с учетом объявленных в текущем периоде дивидендов по каждому классу акций и распределением оставшейся прибыли между обыкновенными и привилегированными акциями в той же пропорции, в которой она была бы распределена в случае, если бы дивиденды были бы объявлены на всю прибыль. Разводненная прибыль на одну акцию отражает возможное разводнение, возникающее от предоставления опционов на акции Группы руководству и директорам Группы.

**Выкупленные собственные акции Компании.** Обыкновенные акции Компании, выкупленные Группой и находящиеся в ее собственности на дату подготовки финансовой отчетности, отражены как собственные акции и учитываются по фактической стоимости их приобретения с использованием средневзвешенного метода. Доходы от последующей продажи собственных акций кредитуются на добавочный капитал. Убытки от последующей продажи собственных акций дебетуются на добавочный капитал в пределах ранее включенных в него чистых доходов от продажи собственных акций. Оставшаяся часть убытков относится на нераспределенную прибыль.

**Гарантии.** Группа признает обязательства по предоставленным гарантиям по справедливой стоимости в соответствии с ОПБУ США.

**Новые стандарты бухгалтерского учета.** С 1 января 2008 г. Группа применила раздел Кодификации ASC 820 «Оценка справедливой стоимости и раскрытие информации в отношении финансовых вложений», справедливая стоимость которых отражается или раскрывается на повторяющейся основе. С 1 января 2009 г. Группа применила Кодификацию ASC 820 по отношению к нефинансовым активам и нефинансовым обязательствам, оцениваемым по справедливой стоимости на неповторяющейся основе. Кодификация ASC 820 определяет понятие справедливой стоимости, способы ее оценки, а также необходимые раскрытия по оценке справедливой стоимости. Применение Кодификации ASC 820 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Группы.

**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)**

С 1 января 2009 г. Группа применила раздел Кодификации ASC 805 «Объединение бизнеса». Кодификация ASC 805 требует, чтобы компания-покупатель полностью признавала справедливую стоимость активов и обязательств, приобретенных в ходе сделки, определяла и признавала деловую репутацию, созданную в результате приобретения, или прибыль от приобретения. Кодификация ASC 805 требует также признания покупателем справедливой стоимости условных обязательств, которые представляется возможным надежно оценить на дату приобретения. Применение Кодификации ASC 805 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Группы. Принятие указанных положений не оказывает существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

Начиная с 1 января 2009 г. Группа применяет положения раздела Кодификации ASC 815 «Деривативы и хеджирование» по раскрытию в отчетности информации по производным инструментам и операциям хеджирования. Кодификация ASC 815 предъявляет повышенные требования по раскрытию следующей информации: (а) как и почему компания использует производные инструменты, (б) как производные инструменты и хеджируемые ими статьи учитываются в соответствии с положением Кодификации ASC 815 «Деривативы и Хеджирование» и как производные инструменты и хеджируемые ими статьи влияют на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы. Принятие указанных положений не оказывает существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

Начиная с 1 января 2009 г. Группа применяет положения раздела Кодификации ASC 350 «Нематериальные активы – деловая репутация и прочие нематериальные активы» и Кодификации ASC 275 «Риски и неопределенности», связанные с определением срока полезного использования нематериальных активов. Положения указанных стандартов требуют соответствия между сроком полезного использования признанных нематериальных активов в соответствии с Кодификацией ASC 350 «Нематериальные активы – деловая репутация и прочие нематериальные активы» и периодом, в течение которого ожидается поступление денежных потоков в соответствии с Кодификацией ASC 805 «Объединение бизнеса», а также согласованности с требованиями иных стандартов. Положения относительно срока полезного использования признанных нематериальных активов применяются перспективно. Принятие указанных положений не оказывает существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

Начиная с 1 января 2009 г. Группа применяет положения раздела Кодификации ASC 323 «Инвестиции – метод участия в капитале и совместная деятельность» в отношении инвестиций, которые учитываются по методу участия в капитале, вопросов снижения стоимости таких инвестиций. Указанные вопросы также регулируются Кодификацией ASC 805 «Объединение бизнеса» и Кодификации ASC 810 «Консолидация». Принятие указанных положений не оказывает существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

Начиная с промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за период, закончившийся 30 июня 2009 г. Группа применяет положения Кодификации ASC 855 «События после отчетной даты». Кодификация ASC 855 устанавливает правила учета и раскрытия в отчетности информации, которая связана с событиями после отчетной даты, и предъявляет требования к руководству по оценке этих событий до даты, когда финансовая отчетность либо была опубликована, либо готова к публикации. Компании обязаны раскрывать дату, до которой проводилась оценка событий после отчетной даты. Принятие указанных положений не оказало существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

Начиная с промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за период, закончившийся 30 июня 2009 г. Группа применяет положения Кодификации ASC 820 «Оценка справедливой стоимости и раскрытие информации» в отношении оценки справедливой стоимости в условиях, когда объемы торгов и уровень рыночной активности для активов или обязательств значительно снизился. Стандарт включает руководство по определению обстоятельств, сигнализирующих о наличии непланомерных операций. В особенности, Кодификация ASC 820 подчеркивает, что даже в условиях снижения объемов торгов и уровня рыночной активности для активов или обязательств независимо от способов оценки, задачи оценки справедливой стоимости не изменяются. Стандарт устанавливает, что справедливая стоимость – это стоимость, за которую актив может быть продан в ходе планомерной сделки (в противоположность принудительной или вынужденной сделке) на отчетную дату в текущих рыночных условиях. Принятие указанных положений не оказало существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

Начиная с промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности за период, закончившийся 30 июня 2009 г. Группа применяет положения Кодификации ASC 825 «Финансовые инструменты». Кодификация ASC 825 требует определять справедливую стоимость финансовых инструментов на квартальной основе и представлять количественную и качественную информацию о справедливой стоимости всех финансовых инструментов, которые представлены в балансе по стоимости, отличной от справедливой.

**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)**

Принятие указанных положений не оказало существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

Начиная с 31 декабря 2009 г. Компания начала осуществлять расширенное раскрытие информации по активам, находящимся под управлением пенсионного фонда, для осуществления выплат по существующим пенсионным программам, в соответствии с Кодификацией ASC 715. Это было сделано для обеспечения пользователей финансовой отчетности полным представлением от том, как принимаются решения об инвестировании средств пенсионного фонда, какие группы активов находятся под управлением фонда, какие оценки и допущения используются для оценки справедливой стоимости активов фонда, как изменяется справедливая стоимость активов фонда, а также основные риски, присущие активам под управлением.

В январе 2010 г. FASB выпустил поправку к стандарту ASU 2010-2 *«Учет и представление в отчетности уменьшения доли владения в дочерней организации – уточнение области действия»*, положения которой действуют для Группы, начиная с отчетного года, закончившегося 31 декабря 2009 г. Эта кодификация проясняет, что перевод дочернего общества или группы активов, составляющих отдельный бизнес, в зависимое общество или совместное предприятие, а также обмен группы активов, вносимых в совместное предприятие, на неконтролируемую долю меньшинства включены в рамки кодификации ASC 810. Стандарт ASU 2010-2 расширяет требования по раскрытию информации в отношении прекращения консолидации дочерней организации или прекращения признания группы активов. Применение стандарта ASU 2010-2 не оказало существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

В январе 2010 г. FASB выпустил поправку к стандарту ASU 2010-3 *«Добыча ресурсов – нефть и газ (Раздел 932)»*: *Оценка запасов нефти и газа и раскрытие информации*, положения которой действуют для Группы, начиная с отчетного года, закончившегося 31 декабря 2009 г. Поправка изменяет правила оценки запасов нефти и газа и содержание раскрытий, которые установлены разделом Кодификации ASC 932 в соответствии с требованиями Заключительного правила *«Совершенствование отчетности по запасам нефти и газа»*, выпущенного Комиссией по ценным бумагам и биржам США. Стандарт ASU 2010-3 содержит пересмотренное определение *«деятельности в области добычи нефти и газа»*, которое включает нетрадиционные источники в состав запасов. Определение доказанных запасов было изменено таким образом, что в настоящее время для определения количества запасов Группа использует среднюю цену за предыдущие 12 месяцев, вместо цены на конец года. Применение стандарта ASU 2010-2 не оказало существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

В декабре 2009 г. FASB выпустил поправку к стандарту ASU 2009-17 *«Модернизация отчетности компаний, которые имеют инвестиции с переменной долей участия»*, положения которой должны применяться Группой для отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2010 г. Поправка изменяет раздел Кодификации ASC 810 *«Консолидация»*, в том числе, условия, при выполнении которых компания должна быть консолидирована. Поправка содержит требования к компаниям о проведении анализа с целью установить, дает ли компании ее переменная доля (или доли) участия финансовый контроль в другой компании с переменной долей участия. Это требуется для определения способности компании управлять операционной деятельностью компании с переменной долей участия, которая оказывает наиболее значительное влияние на экономические показатели консолидирующей компании. Применение стандарта ASU 2009-17 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Группы.

В августе 2009 г. был опубликован ASU 2009-5 *«Оценка обязательств по справедливой стоимости»*, который вступает в силу для Группы с отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2010 г. Стандарт дополняет требования ASC 820 *«Оценка по справедливой стоимости и раскрытия»* и содержит положения о том, как компании должны оценивать обязательства по справедливой стоимости. Подтверждая существующие определения справедливой стоимости, ASU повторно вводит концепцию цены входа при определении справедливой стоимости. Справедливая стоимость обязательства должна определяться ценой, которая будет уплачена при его передаче участнику рынка. Согласно новым требованиям компания при оценке не должна использовать в качестве входящих данных наличие ограничения на передачу обязательства другой стороне. Применение стандарта ASU 2009-5 не оказало существенного влияния на операции, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

В январе 2010 г. был опубликован ASU 2010-6 *«Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации»*. Стандарт изменяет ASC 820 *«Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации»* и требует отдельных раскрытий при изменении классификации с 1-го на 2-й уровень иерархии справедливой стоимости и обратно, а также причин такого изменения. Кроме того стандарт ASC 820 требует развернутого раскрытия информации о б изменениях в оценке справедливой стоимости 3-го уровня иерархии. Для каждого класса активов и обязательств стандарт требует раскрытия информации об используемых на повторяющейся и не повторяющейся основе методах определения справедливой стоимости 2-го и 3-й уровня. Стандарт ASU 2010-6 вступает в силу для отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2010 г. за исключением требования по раскрытию изменений в оценке справедливой стоимости определению справедливой стоимости 3-го уровня, которое вступает в силу для отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2011 г.



**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)**

В декабре 2009 г. был опубликован ASU 2009-16 «Учет при передаче финансовых активов». Стандарт вступил в силу с 1 января 2010 г. Стандарт меняет метод учета при передаче финансовых активов компаниями и отменяет метод учета, связанный с предприятиями специального назначения. Введение этой кодификации не оказало существенного влияния на результаты хозяйственной деятельности, финансовой позиции и ликвидности Группы.

В феврале 2010 г. был опубликован ASU 2010-9 «Поправки к некоторым методам признания элементов бухгалтерского учета и поправки к некоторым требованиям о раскрытии информации», который вступает в силу для Группы с момента публикации. Этот стандарт вносит поправки в ASC 855 «События после отчетной даты», которые распространяются на компании, представляющие финансовую отчетность в Комиссию по ценным бумагам и биржам или являющиеся юридическими лицами, отвечающим по требованиям, предъявляемым по облигациям, обращающимся на открытом рынке. Стандарт требует проводить оценку событий, произошедших после отчетной даты до даты выпуска финансовой отчетности включительно. Компания, которая не удовлетворяет ни одному из указанных критериев, должна проводить оценку событий после отчетной даты до того момента, когда финансовая отчетность готова к выпуску, но еще не опубликована. В соответствии с требованиями этого стандарта Группа оценивает события после отчетной даты до того момента, когда финансовая отчетность готова к выпуску, но еще не опубликована.

В июле 2010 г. был опубликован ASU 2010-20 «Раскрытие информации о кредитной надежности задолженности по кредитам и займам и резерве под возможные потери». Стандарт требует раскрытия подробной информации о структуре задолженности по кредитам и займам и соответствующем резерве под возможные потери. Этот стандарт содержит определение двух новых терминов, относящихся к представлению информации о структуре задолженности – «портфельный сегмент» и «класс задолженности». Под портфельным сегментом понимается минимальный уровень обобщения информации по кредитам и займам, на основании которой компания проводит анализ возможных потерь. Под классом задолженности понимается задолженность, объединенная в группу в соответствии с характеристикой, свойствами, определенными в момент возникновения задолженности. Новые требования к раскрытию информации на конец отчетного периода вступают в силу для Группы в отношении годового отчетного периода, заканчивающегося 31 декабря 2010 г. Требование о раскрытии информации о деятельности, осуществляемой в течение отчетного периода, вступает в силу с 1 января 2011 г.

**Примечание 4. Расчеты с покупателями и заказчиками**

Расчеты с покупателями и заказчиками (или «дебиторская задолженность») представлены ниже:

	На 31 декабря 2010			На 31 декабря 2009		
	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон (Прим.17)	Дебиторская задолженность за вычетом резервов по сомнительным долгам	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон (Прим.17)	Дебиторская задолженность за вычетом резервов по сомнительным долгам
Дебиторская задолженность – внутренний рынок	18 407	1 638	16 769	14 315	209	14 106
Дебиторская задолженность-экспорт	28 971	-	28 971	22 130	-	22 130
Прочая дебиторская задолженность	7 553	342	7 211	7 913	342	7 571
<b>Итого расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам</b>	<b>54 931</b>	<b>1 980</b>	<b>52 951</b>	<b>44 358</b>	<b>551</b>	<b>43 807</b>

Расчеты с покупателями и заказчиками представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 10 465 млн. рублей и 10 171 млн. рублей на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно.

Под дебиторскую задолженность от ЧМПКП «Авто» был создан резерв в полном объеме, связанный с реализацией нефти на Украину (Кременчугский нефтеперерабатывающий завод), согласно политике Группы по созданию резервов по сомнительным долгам в размере 334 млн. долларов США на 31 декабря 2010 и 2009 гг. (см. Примечание 19).

Изменения в резерве по сомнительным долгам включены в коммерческие, общехозяйственные и административные расходы в консолидированных отчетах о финансовых результатах и совокупной прибыли.

**Примечание 5. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения**

Краткосрочные финансовые вложения представленные ниже:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Депозитные сертификаты	9 923	17 781
Торговые ценные бумаги	8 055	7 220
<b>Итого краткосрочные финансовые вложения</b>	<b>17 978</b>	<b>25 001</b>
Минус: краткосрочные финансовые вложения в связанные стороны (см. Примечание 17)	(8 782)	(14 387)
<b>Краткосрочные финансовые вложения, нетто</b>	<b>9 196</b>	<b>10 614</b>

Торговые ценные бумаги приобретаются Группой с целью получения прибыли на разнице в цене в краткосрочном периоде.

Краткосрочные финансовые вложения, классифицируемые как торговые ценные бумаги, представлены ниже:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Облигации и другие государственные долговые бумаги Российской Федерации	1 217	1 079
Корпоративные долговые ценные бумаги	2 391	1 887
Акции	4 447	4 254
<b>Итого торговые ценные бумаги</b>	<b>8 055</b>	<b>7 220</b>
Минус: корпоративные долговые ценные бумаги связанных сторон (Примечание 17)	(129)	(46)
<b>Торговые ценные бумаги, нетто</b>	<b>7 926</b>	<b>7 174</b>

## Примечание 5. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

Долгосрочные финансовые вложения представлены ниже:

	Доля владения (в процентах) на 31 декабря		Чистая балансовая стоимость на 31 декабря		Доля Группы в прибыли/(убытках) за год, закончившийся 31 декабря	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<i>Финансовые вложения, учитываемые по методу долевого участия, и совместные предприятия:</i>						
ЗАО «Татекс»	50	50	2 105	1 997	219	130
IPCG Фонд	-	49	-	3 619	(362)	(141)
ОАО «Банк Зенит»	25	25	5 200	4 614	899	513
Османд Холдингс Лтд	30	30	2 663	2 592	69	(3)
MARS Emerging Markets Fund Limited	33	-	580	-	-	-
Прочие	20-50	20-50	816	728	(39)	11
<b>Итого финансовые вложения в зависимые общества и совместные предприятия (прибыль)</b>			<b>11 364</b>	<b>13 550</b>	<b>786</b>	<b>510</b>
<i>Долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения:</i>						
ЗАО «Укртатнафта» (Примечание 19)	9	9	-	-		
Прочие	0-20	0-20	954	1 046		
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения</b>			<b>954</b>	<b>1 046</b>		
Долгосрочные депозитные сертификаты			7 418	2 846		
Минус: долгосрочные депозитные сертификаты связанных сторон (Примечание 17)			(3 913)	(2 846)		
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения</b>			<b>15 823</b>	<b>14 596</b>		

Долгосрочные вложения, не относящиеся к ценным бумагам, имеющимся в наличии для продажи или торговым ценным бумагам, отражаются по себестоимости, поскольку они не имеют рыночных котировок, и оценка их справедливой стоимости не представляется возможной.

Группа получила дивиденды от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия в сумме 394 млн. рублей и 357 млн. рублей в 2010 и 2009 гг., соответственно.

Сокращенная финансовая информация по финансовым вложениям Группы, которые учитываются по методу долевого участия:

	2010	2009
Выручка / процентные доходы	25 393	26 865
Чистая прибыль	4 465	3 770
Текущие активы	177 847	168 642
Долгосрочные активы	47 137	61 455
Текущие обязательства	135 525	131 900
Долгосрочные обязательства	46 564	36 198

В июне 2009 г. Османд Холдингс Лтд. (далее «Османд»), вновь созданное и полностью принадлежащее дочернее предприятие Компании, провело дополнительную эмиссию собственных акций. Акции, выпущенные в результате дополнительной эмиссии, были приобретены группой инвесторов в обмен на 17,05% в уставном капитале банка АК Барс на сумму 3 442 млн. рублей. В результате доля Группы в уставном капитале Османд уменьшилась до 29,5%. Соответственно, Группа прекратила консолидировать Османд и учитывает эту компанию как зависимое предприятие по методу долевого участия. Стоимость инвестиций Группы в Османд на 31 декабря 2009 г. составила 2 592 млн. рублей и на 31 декабря 2010 г. составила 2 663 млн. рублей, соответственно.

**Примечание 5. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)**

В течение 2009 г. Османд владел 39,9 млн. обыкновенных акций Компании, которые учитывались как собственные акции на балансе Группы. В результате снижения доли Группы в уставном капитале Османда и изменения стоимости уставного капитала Османда в июне 2009 г., Группа прекратила учитывать 28,8 млн. обыкновенных акций Компании как собственные акции, что привело к увеличению добавочного капитала Группы на 1 275 млн. рублей на 31 декабря 2009 г.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. International Petro-Chemical Growth Fund Limited (далее «IPCG Фонд») владел обыкновенными акциями Компании, в том числе в форме депозитарных расписок 113,1 млн., соответственно, а доля Группы была учтена в качестве выкупленных собственных акций.

В течение 2009 г. IPCG Фонд реализовал 9,6 млн. обыкновенных акций Компании. Величина собственных выкупленных акций в результате этой сделки снизилась пропорционально доле Компании в IPCG Фонде на сумму 141 млн. рублей, и добавочный капитал увеличился на 431 млн. рублей.

В декабре 2008 г. Группа подала заявление о погашении части своей доли в уставном капитале IPCG Фонда. IPCG Фонд принял заявление о погашении доли при условии соблюдения ряда требований, выполненных в мае 2009 г. Погашение доли Группы было произведено в неденежной форме путем передачи Группе 51% в уставном капитале ТАНЕКО. В результате погашения Группа на настоящий момент напрямую владеет 91% в уставном капитале ТАНЕКО. Также, в результате погашения инвестиции Группы в IPCG Фонд и добавочный капитал Группы сократились на 1 424 млн. рублей и 1 962 млн. рублей, соответственно, на 31 декабря 2009 г.

В результате погашения долей в IPCG Фонде в 2009 г. прочими акционерами, доля Группы в IPCG Фонде увеличилась с 35,74% до 49,07%. Такое увеличение доли Группы в IPCG Фонде привело к увеличению выкупленных собственных акций на 1 871 млн. рублей в 2009 г..

В феврале 2010 г. Группа подала требование о выходе из учредителей IPCG Фонда. Это требование было акцептовано Фондом и вступило в силу 31 марта 2010 г. путем передачи Группе 47,5 млн. акций Компании, займов к получению от Банка Зенит на сумму 48 млн. долларов США, денежных средств на сумму 102 млн. долларов США и 28,6% доли в MARS Emerging Markets Fund Limited на сумму 18 млн. долларов США. В результате выхода из состава учредителей Фонда, Группа перестала учитывать 8 млн. собственных выкупленных акций на своем балансе, что привело к увеличению добавочного капитала Группы на сумму 881 млн. рублей на 31 декабря 2010 г..

**Примечание 6. Товарно-материальные запасы**

Товарно-материальные запасы представлены ниже:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Сырье и материалы	6 448	5 454
Сырая нефть	4 564	3 546
Нефтепродукты	1 801	1 146
Продукция нефтехимии и прочая готовая продукция	2 327	1 538
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>15 140</b>	<b>11 684</b>

**Примечание 7. Расходы будущих периодов и прочие текущие активы**

Расходы будущих периодов и прочие текущие активы представлены ниже:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
НДС к возмещению	7 271	9 778
Авансы выданные	7 784	4 896
Предоплата по экспортным пошлинам	8 122	7 333
Предоплата по налогу на прибыль	694	350
Предоплата по транспортным расходам	1 035	933
Прочие	2 527	1 937
<b>Итого расходы будущих периодов и прочие текущие активы</b>	<b>27 433</b>	<b>25 227</b>

**Примечание 8. Займы и векселя выданные**

Займы и векселя выданные представлены ниже:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Векселя к получению	4 108	2 575
Займы работникам	630	699
Прочие займы в иностранной валюте выданные	1 966	1 512
Прочие рублевые займы выданные	7 707	7 941
<b>Итого займы и векселя выданные</b>	<b>14 411</b>	<b>12 727</b>
Минус: текущая часть расчетов по займам и векселям выданным и краткосрочные займы	(2 275)	(3 185)
Минус: задолженность связанных сторон (Примечание 17)	(9 792)	(7 222)
<b>Итого долгосрочные займы и векселя выданные</b>	<b>2 344</b>	<b>2 320</b>

Займы и векселя выданные, исключая суммы к получению от связанных сторон, на 31 декабря 2010 г. в суммах 418 млн. рублей, 1 026 млн. рублей и 900 млн. рублей подлежат погашению в 2012, 2013 и за период (2014-2024) гг., соответственно.

Займы и векселя выданные, исключая суммы к получению от связанных сторон, на 31 декабря 2009 г. в суммах 615 млн. рублей, 637 млн. рублей и 1 068 млн. рублей подлежат погашению в 2011, 2012 и за период (2013-2024) гг., соответственно.

Справедливая стоимость займов и векселей выданных на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составляла приблизительно 13 525 млн. рублей и 10 773 млн. рублей. Справедливая стоимость была посчитана по ставке дисконтирования 7,75% и 9% (ставка рефинансирования ЦБ РФ) по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно.

Займы и векселя представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 801 млн. рублей и 1 741 млн. рублей на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно..

**Примечание 9. Прочие долгосрочные активы**

Прочие долгосрочные активы представлены ниже:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Капитализированная банковская комиссия	3 059	1 578
Долгосрочная дебиторская задолженность	2 272	2 584
Предоплаченные лицензии	375	277
Долгосрочная часть отложенных налоговых активов (Примечание 14)	2 980	2 209
Предоплаченное программное обеспечение	2 655	2 084
Прочие долгосрочные активы	1 456	502
<b>Итого прочие долгосрочные активы</b>	<b>12 797</b>	<b>9 234</b>
Минус: задолженность связанных сторон (Примечание 17)	(33)	(3)
<b>Прочие долгосрочные активы, нетто</b>	<b>12 764</b>	<b>9 231</b>

Долгосрочные расчеты с покупателями и заказчиками представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 363 млн. рублей и 463 млн. рублей на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно.

## Примечание 10. Основные средства

Основные средства представлены ниже:

	Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация, истощение и износ	Остаточная стоимость
Нефтегазовые активы	307 989	130 734	177 255
Здания и сооружения	40 002	14 776	25 226
Машины и оборудование	65 855	49 854	16 001
Незавершенное строительство	175 294	-	175 294
<b>Баланс на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>589 140</b>	<b>195 364</b>	<b>393 776</b>
Нефтегазовые активы	291 139	125 406	165 733
Здания и сооружения	32 541	13 460	19 081
Машины и оборудование	56 068	49 077	6 991
Незавершенное строительство	133 352	-	133 352
<b>Баланс на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>513 100</b>	<b>187 943</b>	<b>325 157</b>

На 31 декабря 2010 и 2009 гг., нефтегазовые активы включают в себя активы, относящиеся к недоказанным запасам, на сумму 4 715 млн. рублей и 5 982 млн. рублей, соответственно.

Как описано в Примечании 3, Группа рассчитывает износ, истощение и амортизацию нефтегазовых активов пропорционально объему добытой нефти и газа, исходя из доказанных или доказанных разработанных запасов газа и нефти в зависимости от характера капитальных затрат. Использование в рамках этого метода данных о доказанных или доказанных разработанных запасах предполагает продление лицензий Группы на добычу после истечения существующих сроков их действия в течение всего срока разработки и добычи на лицензионных месторождениях Группы, как подробнее рассмотрено ниже.

Разрабатываемые Группой месторождения расположены в основном на территории Татарстан. Группа получает лицензии на разведку и разработку этих месторождений от государственных органов. Срок действия принадлежащих Группе лицензий на добычу нефти на крупнейших месторождениях истекает, после недавнего продления, в период между 2026 и 2038 гг., в то время как лицензии на прочие месторождения истекают в период с 2011 по 2043 гг. Срок разработки и добычи на многих месторождениях, разрабатываемых в рамках лицензионных соглашений, превышает указанные даты. В соответствии с российским законодательством, Группа вправе продлить срок действия лицензии до конца срока разработки и добычи на месторождениях при выполнении определенных условий. В соответствии со статьей 10 Закона «О недрах», срок пользования участком недр «будет продлен» по инициативе пользователя недр в случае необходимости завершения разработки месторождения при условии отсутствия нарушений условий лицензии. В августе 2004 г. в статью 10 были внесены изменения, в соответствии с которыми формулировка «может быть продлен» была заменена формулировкой «будет продлен». Таким образом, в закон была внесена ясность в отношении безусловного права недропользователя на продление срока действия лицензии при условии отсутствия нарушений условий лицензии. В августе 2006 г. срок действия лицензии на добычу нефти и газа на крупнейшем месторождении Группы, Ромашкинском, был продлен до 2038 г., включительно. И лицензия на добычу нефти и газа второго по запасам месторождения Ново-Елховского была продлена до 2026 г. При этом право Группы на продление срока действия лицензий может быть реализовано при условии дальнейшего соблюдения условий лицензий, и руководство имеет возможность и намерение это сделать. Руководство планирует продлить лицензии, которые еще не были продлены. Текущий производственный план Группы основан на предположении, которое руководство рассматривает как достаточно определенное, что Группа сможет продлить все существующие лицензии.

Эти планы были основаны на том, что Группа будет добывать нефть на протяжении экономического срока функционирования месторождения, а не только в период действия лицензии при максимальной эксплуатации месторождения.

Руководство Компании имеет достаточную уверенность в том, что Группа сможет разрабатывать нефтяные запасы после окончания действующих лицензий на добычу вплоть до завершения срока разработки и добычи на месторождениях. «Достаточная достоверность» является стандартным термином для определения запасов в соответствии с Правилем 4-10 Положения S-X, выпущенного КЦББ США.

**Примечание 10. Основные средства (продолжение)****Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов.**

Следующие таблицы суммируют информацию об обязательствах и затратах, связанных с окончанием срока полезного использования активов:

*Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов*

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
<b>Остаток на начало года</b>	<b>39 049</b>	<b>35 374</b>
Эффект дисконтирования	3 905	3 537
Новые обязательства	220	169
Расходы по текущим обязательствам	(32)	(31)
<b>Остаток на конец года</b>	<b>43 142</b>	<b>39 049</b>
Минус: Краткосрочная часть обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов (Примечание 12)	(134)	(122)
<b>Долгосрочный остаток на конец года</b>	<b>43 008</b>	<b>38 927</b>

**Финансовый лизинг.** Лизинг Группы машин и оборудования.

Ниже представлен анализ арендованных основных средств по договору финансового лизинга:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Машины и оборудование	7 113	7 113
Минус: накопленная амортизация	(6 459)	(5 797)
<b>Остаточная стоимость машин и оборудования по договору финансового лизинга</b>	<b>654</b>	<b>1 316</b>

Ниже представлен график будущих лизинговых платежей по годам согласно договору финансового лизинга, а также текущая стоимость будущих минимальных лизинговых платежей по состоянию на 31 декабря 2010 г:

<b>Год, закончившийся 31 декабря:</b>	
2011	37
2012	-
2013	-
2014	-
2015	-
<b>Итого будущие лизинговые платежи</b>	<b>37</b>
Минус процент	(3)
<b>Текущая стоимость будущих минимальных лизинговых платежей</b>	<b>34</b>
Минус текущая часть	(34)
<b>Долгосрочная часть обязательств по финансовому лизингу</b>	<b>-</b>

**Примечание 10. Основные средства (продолжение)**

**Объекты социальной сферы.** В течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2010 и 2009 гг., Группа передала местным администрациям городов и районов объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 675 млн. рублей и 324 млн. рублей, соответственно. На 31 декабря 2010 и 2009 гг. на балансе Группы находились объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 2 932 млн. рублей; все они были построены после даты приватизации. Объекты социального назначения составляют преимущественно общежития, гостиницы, спортивные сооружения и т.д. Группа может в будущем передать часть объектов социального назначения местной администрации, однако ожидается, что размер их будет незначительным. Кроме того, в течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2010 и 2009 гг., Группа понесла расходы, связанные с содержанием социальной инфраструктуры, в размере 2 933 млн. рублей и 2 465 млн. рублей, соответственно, включая содержание школ, жилищного фонда и объектов культуры.

Следующая таблица показывает изменение величины капитализированных затрат по бурению разведочных скважин.

<b>Баланс на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>9 550</b>
Затраты на бурение	(2 772)
Приобретение дочерних компаний	-
Перевод скважин из разведочных в добывающие	438
<b>Баланс на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>7 216</b>
Затраты на бурение	1 899
Приобретение дочерних компаний	1 909
Перевод скважин из разведочных в добывающие	(1 250)
<b>Баланс на 31 декабря 2008 г.</b>	<b>4 658</b>

Часто разведочная деятельность осуществляется путем бурения множества скважин в течение нескольких лет. Поэтому окончательная оценка проекта и признание доказанных резервов может в некоторых случаях занимать несколько лет. Такие затраты на бурение капитализируются до окончательной оценки экономической и операционной извлекаемости найденных резервов.



**Примечание 11. Кредиты и займы**

Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы представлены ниже:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
<b>Краткосрочные кредиты и займы</b>		
<b>Кредиты и займы в иностранной валюте</b>		
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	30 213	63 217
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	970	7 318
<b>Кредиты и займы в рублях</b>		
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	60	26
Прочие кредиты и займы в рублях	5 061	925
Минус: задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(1 971)	(258)
<b>Итого краткосрочные кредиты и займы</b>	<b>34 333</b>	<b>71 228</b>
<b>Долгосрочные кредиты и займы</b>		
<b>Кредиты и займы в иностранной валюте</b>		
Кредитное соглашение на 2 млрд. долларов США в 2010 г.	60 954	-
Кредитное соглашение на 1,5 млрд. долларов США в 2009 г.	37 043	7 561
Кредитное соглашение на 2 млрд. долларов США в 2007 г.	-	60 488
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	1 814	10 315
<b>Кредиты и займы в рублях</b>		
Облигации	5 000	-
Прочие кредиты и займы в рублях	1 068	1 467
Минус: задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(585)	-
<b>Итого долгосрочные кредиты и займы</b>	<b>105 294</b>	<b>79 831</b>
Минус: текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(30 273)	(63 243)
<b>Итого долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей части кредитов и займов</b>	<b>75 021</b>	<b>16 588</b>

Кредиты и займы в иностранной валюте преимущественно выражены в долларах США.

**Краткосрочные кредиты и займы в иностранной валюте.** В декабре 2003 г. Группа заключила кредитное соглашение с банком Credit Suisse Zurich на открытие ежемесячно возобновляемой кредитной линии на сумму 1 034 млн. рублей (35 млн. долларов США). Данный кредит был получен под процентную ставку 1-месячный ЛИБОР плюс 1,785% годовых и обеспечен поставками нефти. На 31 декабря 2010 и 2009 гг. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 4 млн. рублей (0,1 млн. долларов США) и 1 037 млн. рублей (34 млн. долларов США), соответственно.

В 2008 и 2009 гг. Группа заключила кредитные соглашения с банком BNP Paribas Geneva на общую сумму 4 688 млн. рублей (155 млн. долларов США). Процентная ставка по кредитам варьируется от 1,78% до 5,78% годовых. Обеспечением по кредитам являются поставки нефти в объеме 344 тыс. тонн. В течении года закончившегося 31 декабря 2010 г. Группа частично погасила кредит на сумму 45 млн. рублей (1,5 млн. долларов США). На 31 декабря 2010 и 2009 гг. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 716 млн. рублей (23,5 млн. долларов США) и 756 млн. рублей (25 млн. долларов США), соответственно.

В декабре 2009 г. Компания заключила 1-месячное кредитное соглашение с Банком Москвы на сумму 5 142 млн. рублей (170 млн. долларов США). Кредит был полностью погашен в январе 2010 г.

В ноябре 2007 г. ОАО «ТАНЕКО» заключило обеспеченное кредитное соглашение синдицированное банками ABN AMRO, BNP Paribas (Suisse) SA, Citibank International PLC, Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG, Sumitomo Mitsui Finance Dublin и WestLB AG, на 2 млрд. долларов США для строительства ТАНЕКО комплекса нефтеперерабатывающего и нефтехимического заводов. Этот займ был синдифицирован банком BNP Paribas. Заем предоставлен на условии ЛИБОР плюс 1,65% и подлежит погашению в июле 2010 г. Займ был полностью погашен в июне 2010 г. Сумма задолженности по данному кредиту на 31 декабря 2009 г. составляла 60 488 млн. рублей (2 000 млн. долларов США). Заем был полностью гарантирован ОАО Татнефть, как главным акционером ТАНЕКО и гарантии обеспечены правами и выручкой по экспортному контракту, заключенному между Компанией и Tatneft Europe AG, согласно которому объемы продаж должны быть не менее 3 000 000 (трех миллионов) метрических тонн нефти в год. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные, поддержанием минимального уровня консолидированной нераспределенной прибыли и коэффициента покрытия долга.

**Примечание 11. Кредиты и займы (продолжение)**

**Краткосрочные кредиты и займы в российских рублях.** В августе 2010 г. Компания заключила кредитный договор с Банком АкБарс на сумму 2 500 млн. рублей (82 млн. долларов США). Данный кредит был получен под процентную ставку 8% годовых и сроком погашения в марте 2011 г. На 31 декабря 2010 г. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 2 500 млн. рублей (82 млн. долларов США). Кредит был полностью погашен в феврале 2011 г.

Краткосрочная задолженность по кредитам и займам в рублях, в основном, представляла собой кредиты, предоставленные Группе российскими банками. На краткосрочные рублевые кредиты в размере 5 061 млн. рублей и 925 млн. рублей в соответствии с договорами начислялся процент по ставке от 8,0% до 10,0% и от 7,3% до 19,5% годовых за периоды, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно.

**Долгосрочные кредиты и займы в иностранной валюте.** В сентябре 2009 г. Компания заключила необеспеченный кредитный договор с Банком Москвы сроком на два года на сумму 9 073 млн. рублей (300 млн. долларов США). Кредит был полностью погашен в марте 2010 г.

В октябре 2009 г. Компания заключила с синдикатом банков (WestLB AG, Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG, ABN AMRO Bank N.V., ОАО «Газпромбанк», Банком Москвы и Nordea Bank) обеспеченное кредитное соглашение на два транша сроком на 3 и 5 лет, на общую сумму до 1,5 млрд. долларов США. Сумма непогашенной части кредитного соглашения на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составила 37 043 млн. рублей (1 215 млн. долларов США) и 7 561 млн. рублей (250 млн. долларов США), соответственно, включая краткосрочную часть. На 31 декабря 2010 г. это кредитное соглашение обеспечено правами и выручкой по экспортному контракту, заключенному между Компанией и Tavit B.V., согласно которому объемы продаж должны быть не менее 480 000 метрических тонн нефти за календарный квартал. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные, поддержанием минимального уровня консолидированной нераспределенной прибыли и коэффициента покрытия долга. Процентные ставки по кредиту составили ЛИБОР 3,10% и ЛИБОР 4,10% по трех- и пяти- летним траншам, соответственно.

В июне 2010 г. Компания заключила обеспеченное кредитное соглашение на три (на 3, 5 и 7 лет) транша на общую сумму до 2 млрд. США с синдикатом банков Barclays Bank PLS, BNP Paribas (Suisse) SA, Банк Москвы, Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, LTD, Ситибанк, N.A., Commerzbank Aktiengesellschaft, ING Bank N.V., Natixis SA, Nordea Bank, The Royal Bank of Scotland N.V., Сбербанк, Société Générale, Sumitomo Mitsui Finance Dublin LTD, Unicredit Bank AG, VTB Bank and WestLB AG. Сумма непогашенной части кредитного соглашения на 31 декабря 2010 г. составила 60 954 млн. рублей (2 000 млн. долларов США), включая текущую часть. Займ обеспечен правами и выручкой по экспортному контракту, заключенному между Компанией и Tatneft Europe AG., согласно которому объемы продаж должны быть не менее 750 000 метрических тонн нефти за календарный квартал. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные, поддержанием минимального уровня консолидированной нераспределенной прибыли и коэффициента покрытия долга. До февраля 2011 г., процентные ставки по кредиту составляли ЛИБОР плюс 3,10% для 3 – летнего транша и 4,10% для 5 – летнего транша (см. примечание 20). Процентная ставка 7 – летнего транша составляет ЛИБОР плюс 5%.

**Долгосрочные кредиты и займы в российских рублях.** В сентябре 2010 г. Группа выпустила рублевые облигации на сумму 5 000 млн. рублей со сроком погашения в сентябре 2013 г. под процентную ставку 7,25% годовых.

Руководство считает, что на 31 декабря 2010 г. Группа была признана соответствующей всем требованиям согласно вышеуказанной договоренности о предоставлении займа.

Краткосрочные и долгосрочные обязательства имеют фиксированные и плавающие ставки, соответствующие текущим ставкам по подобным займам. Справедливая стоимость обязательств существенно не отличается от их балансовой стоимости.

**Примечание 11. Кредиты и займы (продолжение)**

Сроки погашения долгосрочной задолженности существующий на 31 декабря 2010 г., представлены ниже:

2011	30 273
2012	35 042
2013	21 835
2014	10 773
2015	4 734
2016	1 033
Позже	1 604
<b>Итого долгосрочная задолженность</b>	<b>105 294</b>

Проценты, уплаченные в 2010 и 2009 гг., составили 4 291 млн. и 2 325 млн. рублей, соответственно.

Группа не имеет субординированных кредитов и займов или других обязательств, которые могут быть классифицированы как капитал Группы.

**Примечание 12. Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства**

Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства представлены ниже:

	<b>На 31 декабря 2010</b>	<b>На 31 декабря 2009</b>
Задолженность по заработной плате	3 194	4 355
Авансы, полученные от клиентов	3 735	-
Страховые резервы	1 944	1 636
Задолженность по дивидендам	119	207
Краткосрочная часть обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов (Примечание 10)	134	122
Текущие отложенные налоговые обязательства (Примечание 14)	1 591	1 261
Прочие начисленные обязательства	5 211	7 194
Минус: кредиторская задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(67)	(513)
<b>Итого прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства</b>	<b>15 861</b>	<b>14 262</b>

**Примечание 13. Пенсионные выплаты и прочие обязательства, возникающие после выхода на пенсию**

Компания финансирует пенсионный план, основной составляющей которого являются ежегодные выплаты Компанией от лица всех, имеющих такое право, работников, в некоммерческую организацию Национальный Негосударственный Пенсионный Фонд (далее «Фонд»). Сами работники также имеют право производить дополнительные взносы в Фонд. Сумма взносов, их частота и прочие условия данного плана регулируются «Положением об организации негосударственных пенсионных выплат для работников ОАО «Татнефть» (далее «Положение») и самим Фондом. Компания также гарантирует минимальные выплаты по выходу на пенсию всем участникам Фонда, покрытым Положением. Минимальный гарантированный размер выплат учитывается в соответствии с пенсионным планом, как пенсионный план с установленными выплатами, согласно которому начисленные предполагаемые пенсионные обязательства зачитываются против справедливой стоимости произведенных взносов на каждую дату оценки.

Группа имеет несколько пенсионных программ для руководителей, которые отражены в нескольких заключенных договорах между Компанией, Фондом и руководством Компании. Согласно данным договорам, участникам предоставляются ежемесячные выплаты, в зависимости от занимаемой должности, в течение 10-25 лет после выхода на пенсию. Компания производит периодические добровольные отчисления в Фонд от лица работников, имеющих такое право.

**Примечание 13. Пенсионные выплаты и прочие обязательства, возникающие после выхода на пенсию (продолжение)**

В соответствии с условиями коллективного договора, заключаемого ежегодно между Компанией или ее дочерними предприятиями со своими работниками, Группа обязана осуществлять определенные выплаты работникам по завершении их работы в Компании, включая единовременную выплату по выходу их на пенсию, на юбилей, отпускные и похоронные, сумма которых зависит от размера заработной платы и количества отработанных лет на момент их выхода на пенсию. Не существует никаких требований в отношении пенсионных взносов для премий, выплачиваемых непосредственно работникам.

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана, а также актуарных допущений по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства Группы представляют собой прогнозируемые обязательства по пенсионным планам.

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
<b>Пенсионные обязательства</b>		
Пенсионные обязательства на 1 января	2 898	3 095
Влияние курсовых разниц	1	3
Стоимость услуг	97	162
Процентные расходы	275	325
Выплаченные пенсии	(370)	(386)
Актуарный (убыток)/прибыль	699	(373)
Прочие	465	72
<b>Пенсионные обязательства на 31 декабря</b>	<b>4 065</b>	<b>2 898</b>
<b>Активы пенсионных планов</b>		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	1 134	1 219
Актуарная доходность активов пенсионных планов	102	350
Взносы	211	220
Выплаченные пенсии	(144)	(230)
Актуарная прибыль	154	1
Прочие	(6)	(426)
<b>Справедливая стоимость активов пенсионных планов на 31 декабря</b>	<b>1 451</b>	<b>1 134</b>
<b>Начисленные пенсионные обязательства на конец года</b>	<b>2 614</b>	<b>1 764</b>
<b>Суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2010</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2009</b>
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в «прочую кредиторскую задолженность и начисленные обязательства»	(216)	(278)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в «прочие долгосрочные обязательства»	(2 398)	(1 486)
<b>Итого суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе, нетто</b>	<b>(2 614)</b>	<b>(1 764)</b>
<b>Допущения:</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2010</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2009</b>
Ставка дисконтирования	8,0%	9,5%
Расчетная доходность активов пенсионного плана	9,0%	9,0%
Коэффициент повышения уровня заработной платы	7,0%	7,0%

**Примечание 13. Пенсионные выплаты и прочие обязательства, возникающие после выхода на пенсию (продолжение)**

Ниже приведены составные компоненты периодических обязательств пенсионного плана:

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
Стоимость услуг	97	162
Процентные расходы	275	325
Минус ожидаемая доходность активов пенсионного плана	(102)	(193)
Эффект курсовых разниц	1	3
Выбытия	6	-
Прочие	465	498
<b>Итого чистая стоимость периодических пенсионных активов</b>	<b>742</b>	<b>795</b>

Ежегодные пенсионные взносы сделанные Группой управляются Фондом. Основной целью инвестиций в Фонд, осуществляемых по пенсионной программе, является получение наиболее высокой отдачи от вложений при допустимых уровнях рисках и ликвидности бумаг, диверсификация и снижение риска обесценения инвестиций и получение необходимой ликвидности для осуществления выплат бенефициантам пенсионной программы и для управления портфелем.

Справедливая стоимость активов пенсионного плана в Фонде основана на стоимости, определенной неурегулированной ценой идентичных активов на активном рынке к которому Фонд имеет доступ. Эти затраты классифицируются как Уровень 1 в иерархии справедливой стоимости. Справедливая стоимость активов Фонда соответствующих доле Группы показана как справедливая стоимость активов пенсионного плана Группы и была представлена ниже:

Вид активов	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Акции и облигации российских предприятий	599	513
Российские муниципальные облигации	272	318
Облигации Российской Федерации и региональные облигации	441	161
Банковские депозиты	98	90
Прочие	41	52
<b>Итого</b>	<b>1 451</b>	<b>1 134</b>

Ниже приведена разбивка пенсионных выплат по годам и ожидаемым будущим услугам:

	2011	2012	2013	2014	2015	2016- 2020
Активы пенсионных планов	238	201	191	197	203	981
Прочие долгосрочные выплаты работникам	216	171	158	162	167	872
<b>Итого ожидаемые будущие выплаты</b>	<b>454</b>	<b>372</b>	<b>349</b>	<b>359</b>	<b>370</b>	<b>1 853</b>

**Примечание 14. Налоги**

Отложенные налоги на прибыль отражают влияние временных разниц между балансовой стоимостью активов и пассивов, признаваемых для целей составления финансовой отчетности, и их стоимостью для целей налогообложения, что приводит к возникновению отложенных налогов на прибыль. Отложенные налоговые активы (обязательства) на 31 декабря 2010 и 2009 гг. были следующими:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Дебиторская задолженность	112	64
Обязательства по финансовому лизингу	7	37
Перенос налогового убытка на будущие периоды	3 466	2 537
Прочие	701	732
<b>Отложенные налоговые активы</b>	<b>4 286</b>	<b>3 370</b>
Основные средства	(14 118)	(12 899)
Товарно-материальные запасы	(1 070)	(1 051)
Долгосрочные финансовые вложения	(128)	(621)
Нераспределенная прибыль	(697)	(852)
Прочие обязательства	(772)	(387)
<b>Отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(16 785)</b>	<b>(15 810)</b>
<b>Отложенные налоговые обязательства, нетто</b>	<b>(12 499)</b>	<b>(12 440)</b>

Перенос налогового убытка на будущие периоды истекает в основном в период с 2017 по 2020 гг. На 31 декабря 2010 и 2009 гг. отложенные налоги были классифицированы в консолидированном балансе следующим образом:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Долгосрочные отложенные налоговые активы (Примечание 9)	2 980	2 209
Текущие отложенные налоговые обязательства (Примечание 12)	(1 591)	(1 261)
Долгосрочные отложенные налоговые обязательства	(13 888)	(13 388)
<b>Отложенные налоговые обязательства, нетто</b>	<b>(12 499)</b>	<b>(12 440)</b>

Ниже представлено пояснение разницы между резервом по налогу на прибыль и налогом, определяемым путем умножения прибыли до налогообложения на ставку налогообложения, предусмотренную законодательством:

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров	64 470	74 526
Теоретический налог на прибыль по установленной ставке	12 894	14 905
Увеличение в результате:		
Не подлежащих вычету расходов и других постоянных разниц, нетто	928	2 651
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	<b>13 822</b>	<b>17 556</b>

Группа не создавала резерв по отложенному налогу на прибыль, начисляемому на нераспределенную прибыль зарубежного дочернего общества в размере 4 153 млн. рублей, поскольку эта прибыль была реинвестирована и будет реинвестироваться в будущем. В случае использования этих доходов в качестве дивидендов на них может быть начислен дополнительный налог в размере 374 млн. рублей.

В 2010 и 2009 гг. налог на прибыль был уплачен в сумме 14 640 млн. рублей и 12 502 млн. рублей, соответственно.

**Примечание 14. Налоги (продолжение)**

Кроме налога на прибыль Группа выплачивает прочие налоги, перечисленные ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
Экспортные пошлины	142 877	97 169
Налог на добычу полезных ископаемых	68 954	53 571
Налог на имущество	2 018	1 916
Акцизы	391	346
Штрафы и пени по налогам	(108)	94
Прочие	1 933	701
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>216 065</b>	<b>153 797</b>

С 1 января 2007 г. расчет базовой ставки по налогу на добычу полезных ископаемых был пересмотрен в сторону предоставления льготы для месторождений, у которых коэффициент выработанности превышает 80% доказанных запасов, определенных по Российской классификации запасов и ресурсов. По новым правилам, Компания получает льготу в размере 3,5% на месторождение за каждый процент выработанности, превышающий 80%. Поскольку Ромашкинское месторождение, самое большое месторождение Компании, совместно с некоторыми другими месторождениями, истощено более чем на 80%, Компания получила льготу по налогу на добычу полезных ископаемых в размере примерно 10,4 млрд. рублей и 7,0 млрд. рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно.

Налоговые обязательства по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.:

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Налог на добычу полезных ископаемых	6 991	5 485
НДС на реализованные товары	1 430	2 526
Прочие	2 162	2 310
<b>Итого налоговые обязательства</b>	<b>10 583</b>	<b>10 321</b>

**Примечание 15. Акционерный капитал, добавочный капитал и прочая совокупная прибыль**

**Акционерный капитал.** По состоянию на 31 декабря 2010 г. зарегистрированный акционерный капитал Группы состоял из 2 178 690 700 обладающих правом голоса обыкновенных и 147 508 500 не обладающих правом голоса привилегированных акций, имеющих номинальную стоимость 1,00 рубль за одну акцию.

**Золотая акция.** На 31 декабря 2010 г. 33,59% уставного капитала Компании принадлежало ОАО «Связьинвестнефтехим», находящемуся в полной собственности Правительства Татарстана. Указанные акции были переданы ОАО «Связьинвестнефтехим» Министерством земельных и имущественных отношений Татарстана в 2003 г. Помимо этого Татарстан владеет «золотой акцией» ОАО «Татнефть», закрепляющей за государством особые права. Полномочия по золотой акции позволяют Правительству Татарстана назначать одного представителя в Совет директоров и ревизионную комиссию Компании и налагать вето на отдельные значимые решения, в т.ч. связанные с изменением уставного капитала и устава, ликвидацией или реорганизацией, а также «крупными» сделками и «сделками с заинтересованными сторонами», согласно определениям, содержащимся в законодательстве РФ. В настоящее время срок действия золотой акции не ограничен. Помимо этого Правительство Татарстана контролирует ряд поставщиков и подрядчиков Компании, в частности, ОАО «Татэнерго» (энергоснабжение) и ОАО «Нижнекамскнефтехим» (нефтехимическая промышленность) (см. также Примечание 1).

**Права, связанные с владением привилегированными акциями.** Если на годовом собрании акционеров не принимается иного решения, привилегированные акции дают держателю право на получение годового дивиденда в размере их номинальной стоимости. Дивиденд, начисленный на привилегированную акцию, не может быть меньше дивиденда, начисленного на обыкновенную акцию.

Привилегированные акции обладают правом голоса на собраниях только при голосовании по следующим вопросам:

- изменение суммы дивиденда, подлежащего выплате на привилегированные акции;
- выпуск дополнительных акций, дающих держателям права большие, чем права держателей привилегированных акций;
- ликвидация или реорганизация Компании.

**Примечание 15. Акционерный капитал, добавочный капитал и прочая совокупная прибыль (продолжение)**

Изменения по любому из перечисленных вопросов могут быть приняты только в том случае, если за них проголосовало более 75% держателей привилегированных акций.

Держатели привилегированных акций получают те же права при голосовании, что и держатели обыкновенных акций в том случае, если дивиденды не объявлялись или объявлялись, но не были выплачены по ним. При ликвидации Компании акционеры имеют право на получение части чистых активов Компании. В соответствии с российским законом «Об акционерных обществах» и уставом компании, при ликвидации держатели привилегированных акций имеют право преимущественного требования выплаты объявленных, но не выплаченных дивидендов и ликвидационной стоимости привилегированных акций (если применимо) по сравнению с держателями обыкновенных акций.

**Суммы к распределению среди акционеров.** Основой для распределения прибыли среди акционеров служит неконсолидированная бухгалтерская отчетность Компании, составленная по российским стандартам, и существенно отличающаяся от отчетности по ОПБУ США (см. Примечание 2). Отчетность Компании по российским стандартам бухгалтерского учета является основой для распределения прибыли среди акционеров. В соответствии с российским законодательством такое распределение осуществляется исходя из чистой прибыли текущего года, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Однако законы и другие законодательные нормы, определяющие права акционеров на получение дивидендов, допускают различное юридическое толкование. Согласно российской бухгалтерской отчетности Компании за периоды, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг. прибыль текущего периода составляла 38 931 млн. рублей и 50 873 млн. рублей, соответственно.

**Чистая прибыль на акцию.** При двухклассовом методе расчета дохода на акцию, чистая прибыль рассчитывается для обыкновенных и привилегированных акций с учетом объявленных дивидендов и долей участия в нераспределенной прибыли. При использовании данного метода чистая прибыль корректируется на количество объявленных в текущем периоде дивидендов по каждому классу акций, и остаточная прибыль распределяется на обыкновенные и привилегированные акции в той же пропорции, в которой она была бы распределена в случае, если бы дивиденды были бы объявлены на всю прибыль.

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
Чистая прибыль акционеров Группы	46 673	54 372
Дивиденды на обыкновенные акции	(13 975)	(9 436)
Дивиденды на привилегированные акции	(968)	(652)
<b>Прибыль, принимаемая в расчет прибыли на обыкновенные и привилегированные акции, за вычетом дивидендов</b>	<b>31 730</b>	<b>44 284</b>
<b>Без учета и с учетом разводнения:</b>		
Средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении (млн. штук)		
Обыкновенные	2 116	2 095
Привилегированные	148	148
Средневзвешенное количество акций двух типов, находящихся в обращении (млн. штук)	2 264	2 243
<b>Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)</b>		
Обыкновенную	20,62	24,25
Привилегированную	20,56	24,15

**Доля неконтролирующих акционеров.** Доля неконтролирующих акционеров скорректирована на сумму дивидендов, выплаченных дочерними компаниями Группы на сумму 329 млн. и 190 млн. рублей на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно.



**Примечание 16. Информация о сегментах деятельности Группы**

Финансово-хозяйственная деятельность Группы в основном проводится через три производственных сегмента: разведку и добычу нефти, переработку и реализацию нефти и нефтепродуктов и реализацию нефтехимической продукции. Выделение этих сегментов обусловлено тем, по каким направлениям руководство Группы оценивает показатели эффективности и принимает инвестиционные и стратегические решения и насколько выделение этих сегментов очевидно из организации структуры Группы.

Сегмент разведки и добычи нефти включает разведку, разработку, добычу и реализацию собственной сырой нефти. Межсегментная реализация представляет собой реализацию прочих товаров и услуг другим сегментам.

Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов включает закупки и реализацию нефти и нефтепродуктов у внешних поставщиков, а также нефтепереработку и реализацию нефти и нефтепродуктов через собственную розничную сеть.

Реализация нефтехимической продукции включает реализацию шин, нефтехимического сырья и готовой продукции, которая используется для производства автомобильных шин.

“Прочая” реализация включает доходы от вспомогательных услуг, предоставленные специализированными подразделениями и дочерними обществами Группы, такие как реализация нефтепромыслового оборудования и оказание услуг по бурению другим компаниями в Татарстан и выручки от предоставления вспомогательных нефтехимических услуг и продажи запасов, которая не является отдельным публикуемым сегментом.

Оценка Группой результатов деятельности своих производственных сегментов, включаемых в отчетность, и распределение ресурсов осуществляется на основании данных о прибылях и убытках до вычета налогов на прибыль и доли неконтролирующих акционеров и без учета доходов и расходов по процентам, доходов от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия, прочих доходов, положительных/отрицательных курсовых разниц и прочих статей коммерческих, общехозяйственных и административных расходов. Учетная политика сегментов соответствует учетной политике, указанной в Примечании 3. Операции по реализации между сегментами осуществляются по ценам, приближенным к рыночным.

Группа имела четырех основных покупателей, реализация сырой нефти которым была отражена в сумме 292 605 млн. рублей, что представляет собой 40%, 14%, 13% и 11% от выручки в 2010 г., соответственно.

В течение 2009 г., Группа имела четырех покупателей, реализация сырой нефти которым была отражена в сумме 228 224 млн. рублей, что представляет собой 29%, 19%, 14% и 14% от выручки 2009 г., соответственно..

Руководство Компании не считает, что Группа зависима от какого-либо конкретного покупателя.

**Примечание 16. Информация о сегментах деятельности Группы (продолжение)**

**Выручка от реализации и прочее доходы от операционной деятельности по сегментам.** В таблице ниже представлена выручка от реализации и прочие операционные доходы с разбивкой по сегментам.

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
<b>Разведка и добыча нефти</b>		
Собственная нефть, реализация на внутреннем рынке	54 158	45 792
Собственная нефть, реализация в СНГ	7 096	14 411
Собственная нефть, реализация в странах дальнего зарубежья	273 105	218 196
Прочее	3 255	4 474
Межсегментная реализация	12 884	11 277
<b>Итого выручка от разведки и добычи нефти</b>	<b>350 498</b>	<b>294 150</b>
<b>Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов</b>		
<i>Реализация на внутреннем рынке</i>		
Покупная нефть для перепродажи	10 933	9 278
Покупные нефтепродукты для перепродажи	40 758	37 406
<b>Итого реализация на внутреннем рынке</b>	<b>51 691</b>	<b>46 684</b>
<i>Реализация в СНГ</i>		
Покупная нефть для перепродажи	14 438	2 418
Покупные нефтепродукты для перепродажи	2 003	1 189
<b>Итого реализация в СНГ<sup>(1)</sup></b>	<b>16 441</b>	<b>3 607</b>
<i>Реализация в страны дальнего зарубежья</i>		
Покупная нефть для перепродажи	15 400	9 982
Покупные нефтепродукты для перепродажи	6 092	4 339
<b>Итого реализация в страны дальнего зарубежья<sup>(2)</sup></b>	<b>21 492</b>	<b>14 321</b>
Прочее	2 770	4 066
Межсегментная реализация	1 937	1 579
<b>Итого выручка от переработки нефти и реализации нефтепродуктов</b>	<b>94 331</b>	<b>70 257</b>
<b>Нефтехимия</b>		
Шины – реализация на внутреннем рынке	18 114	14 549
Шины – реализация в СНГ	4 084	3 521
Шины – реализация в страны дальнего зарубежья	805	793
Продукты нефтехимии, нефтепереработки и прочее	2 686	1 555
Межсегментная реализация	995	1 168
<b>Итого выручка от нефтехимии</b>	<b>26 684</b>	<b>21 586</b>
<b>Итого выручка от реализации по сегментам</b>	<b>471 513</b>	<b>385 993</b>
Корпоративная и прочая реализация	12 335	8 679
Исключение межсегментных продаж	(15 816)	(14 024)
<b>Итого выручка от реализации и прочее доходы от операционной деятельности</b>	<b>468 032</b>	<b>380 648</b>

<sup>(1)</sup> – сокращение СНГ означает Содружество Независимых Государств (не включая Российскую Федерацию).

<sup>(2)</sup> – реализация нефти и нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья – в основном европейский рынок.

## Примечание 16. Информация о сегментах деятельности Группы (продолжение)

## Доходность сегментов.

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
<b>Прибыль по сегментам</b>		
Разведка и добыча нефти	62 066	72 162
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	7 160	4 471
Нефтехимия	(422)	789
<b>Итого прибыль по сегментам</b>	<b>68 804</b>	<b>77 422</b>
Корпоративная и прочие	(4 706)	(8 713)
Прочий доход	372	5 817
<b>Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров</b>	<b>64 470</b>	<b>74 526</b>

## Активы сегментов.

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
<b>Активы</b>		
Разведка и добыча нефти	281 976	245 948
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	183 251	132 207
Нефтехимия	24 525	23 496
Корпоративные и прочие	77 427	94 091
<b>Итого активы</b>	<b>567 179</b>	<b>495 742</b>

Активы и операции Группы расположены и осуществляются преимущественно на территории Российской Федерации.

Амортизация, истощение и износ и поступление основных средств по сегментам:

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
<b>Амортизация, истощение и износ</b>		
Разведка и добыча нефти	8 026	9 081
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	1 136	906
Нефтехимия	1 090	677
Корпоративные и прочие	2 231	1 253
<b>Итого износ, истощение и амортизация по сегментам</b>	<b>12 483</b>	<b>11 917</b>
<b>Поступление основных средств</b>		
Разведка и добыча нефти	18 708	16 455
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	56 218	64 805
Нефтехимия	1 563	5 947
Корпоративные и прочие	1 632	2 052
<b>Итого поступление основных средств</b>	<b>78 121</b>	<b>89 259</b>

В течение года закончившегося 31 декабря 2010 и 2009 гг., Компания капитализировала процент за пользование заемными средствами на сумму 3 990 млн. рублей и 1 556 млн. рублей, соответственно.

**Примечание 17. Операции со связанными сторонами**

В ходе текущей финансово-хозяйственной деятельности Группа осуществляет операции с аффилированными лицами, директорами и прочими связанными сторонами. Операции со связанными сторонами включают реализацию нефти и нефтепродуктов, покупку электроэнергии и банковские операции.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Группа имела 8 664 млн. рублей и 6 298 млн. рублей соответственно, займов выданных и векселей к получению от ОАО «Банк Зенит» и его дочернего общества ОАО «Банк Девоп Кредит». Эти займы и векселя с процентными ставками от 3,7% до 9,0% подлежат погашению в период с 2011 по 2019 гг. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Группа имела краткосрочные и долгосрочные депозитные сертификаты в ОАО «Банк Зенит» и его дочернем обществе ОАО «Банк Девоп Кредит» на сумму 12 375 млн. рублей и 11 237 млн. рублей, соответственно.

В марте 2009 г. Компания разместила долгосрочный депозит в ОАО «Банк Зенит» на сумму 2 140 млн. рублей на срок 10 лет и под 10,85% годовых.

Суммы операций со связанными сторонами за каждый из отчетных периодов, а также суммы остатков по расчетам со связанными сторонами указаны в таблицах ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
Реализация нефтепродуктов	36	24
Прочая реализация	1 367	740
Покупка сырой нефти	(6 045)	(4 927)
Покупка нефтепродуктов	(3)	-
Покупка электроэнергии	(107)	(193)
Прочие услуги	(2 087)	(726)
Прочие закупки	(217)	(216)

В четвертом квартале 2010 г. Группа совершила сделки со связанными сторонами на покупку основных средств, включенных в состав основных средств Группы на 31 декабря 2010 г., на сумму в 1 397 млн. рублей.

За годы, закончившийся 31 декабря 2010 и 2009 гг., Группа реализовала нефть на условиях комиссии, полученную от связанных сторон в сумме 9 696 млн. рублей и 8 859 млн. рублей, соответственно.

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
<b>Активы</b>		
Дебиторская задолженность (Примечание 4)	1 980	551
Векселя к получению (Примечание 8)	3 122	1 150
Краткосрочные депозитные сертификаты (Примечание 5)	8 653	14 341
Торговые ценные бумаги (Примечание 5)	129	46
Займы выданные (Примечание 8)	701	397
<b>Краткосрочная задолженность связанных сторон</b>	<b>14 585</b>	<b>16 485</b>
Долгосрочные депозитные сертификаты (Примечание 5)	3 913	2 846
Долгосрочные займы выданные (Примечание 8)	5 969	5 675
Долгосрочная дебиторская задолженность (Примечание 9)	33	3
<b>Долгосрочная задолженность связанных сторон</b>	<b>9 915</b>	<b>8 524</b>
<b>Обязательства</b>		
Прочая кредиторская задолженность (Примечание 12)	(67)	(513)
Краткосрочные кредиты и займы (Примечание 11)	(1 971)	(258)
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	(3 097)	(732)
<b>Краткосрочная задолженность перед связанными сторонами</b>	<b>(5 135)</b>	<b>(1 503)</b>
Долгосрочные кредиты и займы (Примечание 11)	(585)	-
<b>Долгосрочная задолженность перед связанными сторонами</b>	<b>(585)</b>	<b>-</b>

**Примечание 18. Финансовые инструменты и управление рисками**

**Справедливая стоимость.** Оценка справедливой стоимости финансовых инструментов определяется с использованием разнообразной рыночной информации и прочих оценочных моделей. Однако, для интерпретации рыночной информации в целях определения расчетной справедливой стоимости необходимо применять существующие профессиональные суждения. Следовательно, эти оценки не обязательно являются аналогами тех денежных средств, которые Компания могла бы получить, в текущей рыночной сделке.

Чистая справедливая стоимость денежных средств и денежных эквивалентов, краткосрочных финансовых вложений, краткосрочных выданных займов, дебиторской и кредиторской задолженностей приблизительно равна их балансовой стоимости в связи с тем, что срок погашения этих инструментов наступает в коротком временном интервале.

Информация по справедливой стоимости займов к получению раскрывается в Примечании 8, а информация по справедливой стоимости краткосрочных и долгосрочных займов в Примечании 11.

Компания приняла положения ASC 820. Применение ASC 820 не оказало существенного влияния на операционное или консолидированное финансовое положение Группы на существующие в Компании методы оценки по справедливой стоимости. Однако ASC 820 содержит требование по раскрытию информации об иерархии входящих данных, применимых при проведении оценки по справедливой стоимости, которую использует компания для определения стоимости актива или обязательства. Данная иерархия состоит из следующих трех уровней:

Уровень 1: Оценка с использованием объявленных нескорректированных цен в отношении идентичных активов и обязательств на активных рынках, к которым Компания имеет доступ. Это наиболее надежное подтверждение справедливой стоимости, не требующее существенной степени суждения. Данные Уровня 1 для Группы включают котировки ценных бумаг, активно обращающихся на рынке.

Уровень 2: Оценка с использованием цен на рынках, которые не считаются активными, или финансовых инструментов, по которым все существенные данные можно получить, прямо или косвенно, в течение всего срока использования актива или срока погашения обязательства. Определенные инвестиции IPCG Фонда, которые учитываются по методу долевого участия, включая его инвестиции в банк Зенит, оцениваются с использованием данных 2 уровня.

Уровень 3: Оценка с использованием существенных непубличных данных. На этом уровне обеспечивается наименее объективное подтверждение справедливой стоимости и требуется существенная степень профессионального суждения. Группа не использует данные Уровня 3 для периодически проводимых оценок по справедливой стоимости. Однако определенные инвестиции IPCG Фонда, оцениваются с использованием данных 3 уровня.

**Активы и обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости на постоянной основе**

**Ценные бумаги, активно обращающиеся на рынке:** По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. стоимость инвестиций Группы в ценные бумаги, активно обращающиеся на рынке составила 8 055 млн. рублей и 7 220 млн. рублей, соответственно. Группа рассчитывает справедливую стоимость данных активов, исходя из рыночных котировок аналогичных активов и обязательств (Оценка по Уровню 1).

**IPCG Фонд:** IPCG Фонд следует принципам бухгалтерского учета, изложенным в Руководстве по аудиту и бухгалтерскому учету Американского института дипломированных бухгалтеров (АИСРА) «Инвестиционные компании». Таким образом, инвестиции IPCG Фонда были оценены по справедливой стоимости на каждый отчетный период. Для оценки справедливой стоимости в основном IPCG Фонд использовал данные Уровня 2. Балансовая стоимость инвестиций Компании в IPCG Фонд составляла 3 619 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009 г. и 3 256 млн. рублей по состоянию на 31 марта 2010 г., дату выхода Компании из состава участников Фонда.

**Кредитный риск.** Финансовые инструменты Группы, которые потенциально подвержены воздействию ряда кредитных рисков, включают преимущественно дебиторскую задолженность, денежные средства и их эквиваленты, уплаченный авансом НДС, а также займы выданные и авансовые выплаты. Значительную часть дебиторской задолженности Группы составляет задолженность российских и зарубежных торговых компаний. Группа не требует предоставления обеспечения для ограничения риска убытков, однако иногда используются аккредитивы и предоплата, особенно в отношении дебиторской задолженности от операций по перепродаже. При том, что на возможность получения данной дебиторской задолженности могут оказать воздействие различные экономические факторы воздействующие на организации, руководство считает, что существенный риск убытков, превышающих сумму уже отраженных резервов по сомнительной дебиторской задолженности, отсутствует.

Группа хранит свободные денежные средства преимущественно в финансовых институтах, расположенных в Российской Федерации. В целях управления данным кредитным риском Группа размещает денежные средства в различных российских банках. Руководство регулярно проводит анализ кредитоспособности банков, в которые вложены средства Группы.

**Примечание 18. Финансовые инструменты и управление рисками (продолжение)**

Предоплаченный НДС, представляющий собой суммы, уплаченные поставщикам, подлежит возмещению налоговыми органами в виде зачета в счет НДС на доходы Группы, подлежащего уплате налоговым органам, или в виде прямой передачи денежных средств налоговыми органами. Руководство регулярно проводит анализ вероятности возмещения предоплаченного НДС и считает, что данная сумма будет возмещена в полном объеме в течение года.

**Примечание 19. Договорные и условные обязательства**

**Гарантии.** По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., Группа не имела обязательств по гарантиям.

**Операционная среда.** Несмотря на то, что экономическая ситуация в Российской Федерации в последние годы улучшалась, в ней продолжают преобладать черты страны с развивающимся рынком, в том числе: отсутствие национальной валюты, свободно конвертируемой за пределами страны, сравнительно высокие темпы инфляции. Перспективы экономической стабильности Российской Федерации во многом зависят от эффективности экономических мер, предпринимаемых Правительством, а также законодательных, нормативных и политических изменений.

**Обязательства капитального характера.** На 31 декабря 2010 и 2009 гг. Группа имела обязательства капитального характера приблизительно на сумму 23 086 млн. рублей и 17 885 млн. рублей, соответственно. Данные обязательства связаны со строительством нефтеперерабатывающего комплекса ТАНЕКО и Нижнекамского завода по производству шин. Обязательства подлежат исполнению в период с 2011 по 2012 гг.

Руководство считает, что текущая и долгосрочная программа капитальных затрат Группы может быть профинансирована денежными средствами, полученными от операционной деятельности или кредитных линий, имеющихся у Компании. Проект строительства нефтеперерабатывающего комплекса компанией ОАО «ТАНЕКО» профинансирован за счет денежных потоков Компании, а также банковскими займами (см. Примечание 11). Руководство также считает, что Компания имеет возможность получать синдицированные кредиты либо другие средства, необходимые как для продолжения проекта ТАНЕКО, как для рефинансирования текущих долговых обязательств так и для финансирования операций по покупке других компаний и прочих операций, которые могут возникнуть в будущем.

**Налогообложение.** Российское налоговое и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям. Интерпретация налогового законодательства налоговыми органами в применении к операциям и деятельности Группы может не совпадать с интерпретацией руководства, а интерпретация практического применения положений законодательства региональных налоговых органов может не совпадать с точкой зрения федеральных налоговых органов. В результате, существует вероятность того, что правильность отражения операций для целей налогообложения может быть поставлена налоговыми органами под сомнение. Высший арбитражный суд направил в суды низшей инстанции рекомендации по пересмотру налоговых дел, представив системный план борьбы с уклонением от налогов, и существует вероятность, что это значительно повысит уровень и частоту налоговых проверок. Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать период не превышающий три календарных года, непосредственно предшествовавшие году в котором вынесено решение о проведении проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

В 2010 г. налоговыми органами полностью завершены проверки Компании и ее дочерних обществ за 2008 г. В результате налоговых проверок не было выявлено поправок, оказавших материальное влияние на консолидированные отчеты о финансовых результатах, совокупной прибыли и движении денежных средств Группы. Отчетные года, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2010 годов, могут стать предметом налоговой проверки.

**Обязательства по охране окружающей среды.** Группа и ее предшественники осуществляли свою деятельность в Татарстане в течение многих лет в условиях отсутствия развитого законодательства по защите окружающей среды, регулятивные акты и их сила в области защиты окружающей среды в настоящее время рассматривается в России и Группа отслеживает свои потенциальные обязательства в этом плане. В настоящее время не представляется возможным оценить с достаточной точностью обязательства Группы после того, как законодательство будет изменено (если оно будет изменено), и эти обязательства могут оказаться существенными. Руководство Группы считает, что при условии сохранения существующего законодательства Группа не имеет вероятных обязательств, которые могут иметь существенное негативное влияние на результаты хозяйственной деятельности или на финансовое состояние Группы.

**Примечание 19. Договорные и условные обязательства (продолжение)**

**Обязательства, связанные с юридическими вопросами.** Группа выступает ответчиком в ряде судебных процессов и является участником других процессов, возникающих в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности. В настоящее время исход этих процессов не может быть определен. Группа начисляет обязательства по всем известным потенциальным обязательствам, если существует высокая вероятность убытка и сумма убытка может быть оценена с достаточной степенью точности. Основываясь на имеющейся информации, руководство считает, что существует низкий риск того, что будущие расходы, связанные с известными потенциальными обязательствами, окажут существенное негативное влияние на консолидированную финансовую отчетность Группы.

**Объекты социальной сферы.** Группа вносит значительный вклад в поддержание социальной инфраструктуры и благосостояния своих сотрудников в Татарстане, включая строительство и содержание жилья, больниц, объектов культурно-оздоровительного назначения, предоставление транспортных и прочих услуг. Такие расходы регулярно утверждаются Советом Директоров после консультаций с правительственными органами и относятся на расходы в момент их возникновения.

**Транспортировка сырой нефти.** Группа выигрывает от существующей в настоящее время системы транспортировки нефти, при которой нефть из различных источников смешивается в единой системе нефтепроводов Транснефти, поскольку качество добываемой Группой нефти ниже, чем у других производителей в Российской Федерации (в Основном Западной Сибири). В настоящее время не существует схемы дифференцирования ставок за качество нефти, поставляемой в систему Транснефти, и предсказать ее введение невозможно. Тем не менее, введение такой схемы имело бы существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы.

**ЗАО «Укртатнафта».** Ранее, и особенно в 2007 г., осуществлялись попытки оспорить приобретение акций ЗАО «Укртатнафта» компаниями AmRUZ и Seagroup, в том числе со стороны Фонда государственного имущества Украины и Национальной акционерной компании «Нафтогаз Украины» (далее, «Нафтогаз»). Правительство Украины является 100% собственником «Нафтогаза», который является владельцем 43% акций ЗАО «Укртатнафта».

Оспаривание прекратилось на некоторое время после того, как в апреле 2006 г. Верховный Суд Украины постановил, что оплата акций ЗАО «Укртатнафта» векселями, выпущенными AmRUZ и SeaGroup, является законной. Несмотря на данное решение, в мае 2007 г. Министерство топлива и энергетики Украины (далее, «МТЭУ») возобновило попытки оспаривания и в результате добилось получения сомнительных судебных решений, после чего заявило о передаче на хранение «Нафтогазу» 18,3% пакета акций ЗАО «Укртатнафта», который представляет собой совокупную долю компаний AmRUZ и SeaGroup в ЗАО «Укртатнафта». После этого, МТЭУ, по сути, приступило к отстранению Группы от осуществления своих прав акционера по отношению к ЗАО «Укртатнафта».

В октябре 2007 г. руководство ЗАО «Укртатнафта», назначенное акционерами компании, было насильно отстранено на основании сомнительного судебного решения. После этого вновь назначенное руководство ЗАО «Укртатнафта» осуществило ряд действий, направленных на легализацию контроля МТЭУ над акциями ЗАО «Укртатнафта», принадлежащими AmRUZ и Seagroup. Кроме того, впоследствии ЗАО «Укртатнафта» отказалось погасить свою задолженность перед «ЧМПКП Авто» (см. Примечание 4), украинской компанией-посредником, которая ранее приобретала сырую нефть у Группы для поставок ЗАО «Укртатнафта». После насильственной смены руководства, Компания (первоначально являвшаяся основным поставщиком сырой нефти на Кременчугский нефтеперерабатывающий завод) приостановила свои поставки на ЗАО «Укртатнафта» и начала судебные разбирательства против украинских владельцев в международных судах. В ноябре 2009 г. Хозяйственный суд г. Полтавы по настоянию прокуратуры принял решение о возвращении учредителям 8,6% вкладов в уставный капитал ЗАО «Укртатнафта» без какой бы то ни было компенсации Компании.

В мае 2008 г. Компания возбудила иск в международном арбитраже против Украины на основании соглашения между Правительством Российской Федерации и Кабинетом министров Украины по стимулированию и взаимной защите инвестиций от 27 ноября 1998 г. (далее, «Российско-украинское соглашение»). Арбитраж должен рассмотреть вопрос о компенсации всех убытков, понесенных Компанией вследствие насильственного захвата ЗАО «Укртатнафта». Компания обратилась в арбитраж с иском о признании нарушения Украиной Российско-украинского соглашения и требованием к МТЭУ вернуть законное руководство ЗАО «Укртатнафта» и выплатить компенсацию в размере не менее 2,4 млрд. долларов США. В сентябре 2010 г. арбитражный трибунал вынес решение о том, что все требования Татнефти допустимы и что арбитражный трибунал обладает юрисдикцией для рассмотрения исковых требований Татнефти. Разбирательство теперь переходит в рассмотрения дела по существу, в соответствии с графиком, назначенном в будущем 2012 г..

В настоящее время осуществляется ряд юридических процедур в Украинских, Российских и Международных Судах по возвращению активов Группы. На 31 декабря 2010 г., все юридические процедуры, указанные выше не дали существенных результатов. В результате продолжающихся судебных разбирательств в отношении интересов акционеров на 31 декабря 2010 г. Компания создала в полном объеме резерв на обесценение своих инвестиций в ЗАО «Укртатнафта».

**Примечание 20: События после отчетной даты**

Мы оценили существенность признанных и не признанных событий на отчетную дату 22 апреля 2011 г. и полагаем что корректировки или дополнительные раскрытия не являются необходимыми.

В феврале 2011 г. Компания достигла соглашения с кредиторами по уменьшению стоимости обслуживания кредита на сумму 2 млрд. долларов США полученного в 2010 г. Процентная ставка была уменьшена до ставки ЛИБОР плюс 2,40% и 3,40% по 3 и 5 летним траншам, соответственно.

В феврале 2011 г. Компания также достигла соглашения с кредиторами по уменьшению стоимости обслуживания кредита на сумму 1,5 млрд. долларов США полученного в 2009 г. в части уменьшения количества объемов продаж сырой нефти, используемых как обеспечение по кредиту. Объемы продаж сырой нефти, используемых как обеспечение по кредиту, были уменьшены с 480 000 до 360 000 метрических тонн нефти за календарный квартал

В результате последних событий в Ливии, Группа была вынуждена полностью приостановить свою деятельность и эвакуировать свой персонал. У Группы нет уверенности в том, сможет ли она возобновить свою деятельность в Ливии и в какой срок. В настоящее время Группа не может оценить какое влияние окажут данные события на ее финансовый результат. На 31 декабря 2010 г., на балансе компании находились активы, связанные с Ливией на сумму в 5 224 млн. рублей, из которых 4 781 млн. рублей - капитализированные затраты на разведку, 219 млн. рублей - запасы и 224 млн. рублей - денежные средства.



## ТАТНЕФТЬ

### Дополнительная информация по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа (АУДИТ ДАННОЙ ИНФОРМАЦИИ НЕ ПРОВОДИЛСЯ)

(в миллионах российских рублей)

В соответствии с Кодификацией ASC 932-235 «Информация о деятельности в области разведки и добычи нефти и газа», в данном разделе представлена дополнительная информация о нефтегазодобывающей и разведовательной деятельности Группы.

Группа не раскрывает эффект введения положений Кодификации ASU 2010-3 «Оценка и раскрытие резервов нефти и газа» по дополнительной информации об эксплуатационном и разведочном бурении по состоянию на 31 декабря 2010 г., так как ее не возможно оценить.

Ниже приведено количество доказанных запасов нефти и газа по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., а также изменение резервов.

Использованные в отчете определения соответствуют требованиям Комиссии по Ценным бумагам США.

Группа осуществляет свою деятельность по добыче нефти и газа преимущественно в географических пределах Татарстана Российской Федерации, поэтому вся информация, представленная в данном разделе, касается этого региона.

#### Затраты на разведку и добычу нефти

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на разведку и добычу нефти. Эти затраты, включают в себя как капитализированные затраты, так и затраты, списанные на себестоимость в течение данного периода.

#### Затраты на разведку и разработку месторождений

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
Затраты на геологоразведочные работы	5 256	5 300
Затраты на разработку месторождений	15 367	15 312
<b>Итого затраты на геологоразведочные работы и разработку месторождений</b>	<b>20 623</b>	<b>20 612</b>

За годы, закончившийся 31 декабря 2010 и 2009 гг. затраты на приобретение прав на разработку нефти являются незначительными в масштабах деятельности Группы по разведке и добыче нефти.

#### Капитализированные затраты запасов нефти

	На 31 декабря 2010	На 31 декабря 2009
Скважины, вспомогательное оборудование и сооружения	303 274	285 157
Основные средства по недоказанным запасам	14 264	13 197
Незавершенные скважины, оборудование и сооружения	2 586	3 780
<b>Итого капитализированные затраты запасов нефти</b>	<b>320 124</b>	<b>302 134</b>
Накопленная амортизация истощение и износ,	(130 734)	(125 406)
<b>Чистые капитализированные затраты запасов нефти</b>	<b>189 390</b>	<b>176 728</b>

**ТАТНЕФТЬ****Дополнительная информация по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа****(АУДИТ ДАННОЙ ИНФОРМАЦИИ НЕ ПРОВОДИЛСЯ)**

(в миллионах российских рублей)

**Финансовые результаты деятельности по добыче нефти**

Далее приведены финансовые результаты деятельности Группы по добыче нефти. Запасы природного газа не являются существенными в составе общих запасов Группы.

В соответствии с требованиями Кодификации ASC 932 финансовые результаты деятельности Группы не включают накладные расходы и денежных и налоговых составляющих. Налог на прибыль рассчитан по ставкам, действующим в данный период в соответствии с законодательством, с учетом налоговых выплат, налоговых льгот и резервов.

	За год, закончившийся 31 декабря 2010	За год, закончившийся 31 декабря 2009
<b>Выручка, полученная от добычи</b>		
Реализация	334 359	278 399
Передача <sup>(1)</sup>	12 884	11 277
<b>Итого выручка от добычи</b>	<b>347 243</b>	<b>289 676</b>
За вычетом:		
Производственные и операционные затраты на добычу <sup>(2)</sup>	55 221	49 549
Затраты на геологоразведочные работы	2 068	3 540
Амортизация, истощение и износ	8 026	9 081
Налоги, за исключением налога на прибыль	212 938	151 971
Налог на прибыль	13 798	15 107
<b>Финансовые результаты от деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>55 192</b>	<b>60 428</b>

<sup>(1)</sup> Передача представляет собой объемы нефти, переданные нефтеперерабатывающим дочерним предприятиям, оценка которых произведена по рыночной цене на нефть..

<sup>(2)</sup> Производственные и операционные затраты на добычу включают в себя транспортные расходы и корректировку данных сделки на сумму дисконта в соответствии с Кодификацией ASC 410-20.

Средняя цена реализации нефти (включая передачу нефти) составляла 13 551 рублей и 11 001 рублей за тонну в 2010 и 2009 гг., соответственно. Средние производственные и операционные затраты на добычу составили 2 124 рублей и 1 898 рублей за тонну в 2010 и 2009 гг., соответственно.

**Доказанные запасы нефти**

Далее представлена информация, подготовленная независимой инженерной фирмой «Миллер энд Ленц, Лтд.», о доказанных запасах нефти Группы на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Использованные определения соответствуют определениям, принятым Комиссией по ценным бумагам и биржам США.

Руководство считает, что доказанные запасы Группы должны включать и те запасы, которые могут быть извлечены после истечения срока действия существующих лицензий на соответствующие нефтеносные участки. Срок действия принадлежащих Группе лицензий на добычу нефти на крупнейших месторождениях истекает, после недавнего продления, в период между 2026 и 2038 гг, в то время как лицензии на прочие месторождения истекают в период с 2011 по 2043 гг. Руководство считает, что по инициативе Компании лицензии могут быть продлены. Руководство намерено продлевать лицензии на разведку и добычу на тех участках, где продолжение добычи возможно после истечения срока лицензий. Группа отдельно отразила информацию по доказанным запасам нефти и газа и стандартизированному показателю дисконтированных будущих чистых денежных потоков за периоды до и после срока истечения лицензий.

Доказанными запасами являются те запасы, которые являются экономически извлекаемыми из существующих месторождений при неизменных экономических, операционных и политических факторах.

Существующими экономическими факторами является те цены и себестоимость, на основании которых рассчитывается производительность месторождений, а именно: средняя цена по методу первый день месяца за 12 месяцев, а также себестоимость на конец года.

В связи с присущей неопределенностью и недостаточностью данных по месторождениям, оценка запасов подразумевает некую неточность, предполагает использование субъективной оценки оценщиком, и может быть изменена со временем при появлении новой дополнительной информации

«Чистые» запасы представляют собой запасы, из которых исключены объемы, которые Группа будет обязана передать третьим сторонам после добычи нефти.

# ТАТНЕФТЬ

## Дополнительная информация по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа (АУДИТ ДАННОЙ ИНФОРМАЦИИ НЕ ПРОВОДИЛСЯ)

(в миллионах российских рублей)

### Доказанные запасы нефти (продолжение)

Часть совокупных доказанных запасов Группы классифицируется как разработанные непроизводящие запасы. Разработанные непроизводящие запасы - это запасы, которые могут быть извлечены из существующих скважин, однако требуют дополнительных капитальных затрат по капитальному ремонту, повторному закачиванию скважин или выводу скважин из бездействия, или до начала извлечения которых необходимо провести дополнительные работы по вскрытию или повторному вскрытию пласта.

Чистые доказанные запасы на 31 декабря 2010 г.:

	Чистые доказанные запасы нефти, извлекаемые до истечения срока действия лицензий		Чистые доказанные запасы нефти, извлекаемые после истечения срока действия лицензий		Общий объем чистых доказанных запасов нефти	
	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)
Чистые доказанные разработанные производящие запасы	2 573	361	936	132	3 509	493
Чистые доказанные разработанные непроизводящие запасы	1 544	217	786	110	2 330	327
<b>Чистые доказанные разработанные запасы</b>	<b>4 117</b>	<b>578</b>	<b>1 722</b>	<b>242</b>	<b>5 839</b>	<b>820</b>
Чистые доказанные неразработанные запасы	80	11	63	9	143	20
<b>Чистые доказанные разработанные и неразработанные запасы</b>	<b>4 197</b>	<b>589</b>	<b>1 785</b>	<b>251</b>	<b>5 982</b>	<b>840</b>

Чистые доказанные запасы на 31 декабря 2009 г.:

	Чистые доказанные запасы нефти, извлекаемые до истечения срока действия лицензий		Чистые доказанные запасы нефти, извлекаемые после истечения срока действия лицензий		Общий объем чистых доказанных запасов нефти	
	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)
Чистые доказанные разработанные производящие запасы	2 335	328	1 255	176	3 590	504
Чистые доказанные разработанные непроизводящие запасы	1 265	178	1 119	157	2 384	335
<b>Чистые доказанные разработанные запасы</b>	<b>3 600</b>	<b>506</b>	<b>2 374</b>	<b>333</b>	<b>5 974</b>	<b>839</b>
Чистые доказанные неразработанные запасы	75	11	92	12	167	23
<b>Чистые доказанные разработанные и неразработанные запасы</b>	<b>3 675</b>	<b>517</b>	<b>2 466</b>	<b>345</b>	<b>6 141</b>	<b>862</b>

**ТАТНЕФТЬ**

Дополнительная информация по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа

**(АУДИТ ДАННОЙ ИНФОРМАЦИИ НЕ ПРОВОДИЛСЯ)**

(в миллионах российских рублей)

**Изменения доказанных запасов нефти**

	Чистые доказанные запасы нефти извлекаемые до истечения срока действия лицензий		Чистые доказанные запасы нефти извлекаемые после истечения срока действия лицензий		Общий объем чистых доказанных запасов нефти	
	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)
<b>Запасы на 31 декабря 2008 г.</b>	<b>3 623</b>	<b>508</b>	<b>2 002</b>	<b>282</b>	<b>5 625</b>	<b>790</b>
Пересмотр предыдущих оценок	238	35	464	63	702	98
Добыча	(186)	(26)	-	-	(186)	(26)
<b>Запасы на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>3 675</b>	<b>517</b>	<b>2 466</b>	<b>345</b>	<b>6 141</b>	<b>862</b>
Пересмотр предыдущих оценок	708	98	(681)	(94)	27	4
Добыча	(186)	(26)	-	-	(186)	(26)
<b>Запасы на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>4 197</b>	<b>589</b>	<b>1 785</b>	<b>251</b>	<b>5 982</b>	<b>840</b>

**ТАТНЕФТЬ****Дополнительная информация по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа****(АУДИТ ДАННОЙ ИНФОРМАЦИИ НЕ ПРОВОДИЛСЯ)**

(в миллионах российских рублей)

**Стандартизированный показатель дисконтированных денежных потоков будущих периодов, включая сравнительные данные по годам**

Оценка дисконтированных чистых денежных потоков будущих периодов была рассчитана в соответствии с Кодификацией ASC 932. Будущие потоки денежных средств рассчитаны с применением средней цены, действовавшей на первое число каждого месяца, а будущие потоки денежных средств предшествовавших периодов рассчитаны с применением цен, действовавших на конец года, к ожидаемым объемам годовой добычи из доказанных запасов нефти. Будущие затраты на разработку и производство были рассчитаны на основе фактических затрат на конец года. Дисконтирование было произведено по ставке 10%. При расчетах делалось исходное предположение о сохранении политических, экономических, производственных и контрактных условий, существовавших на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Однако, такие предположения не всегда оправдывались в прошлом и могут не оправдаться в будущем. Другие предположения аналогичной степени достоверности привели бы к результатам, отличным от полученных. В результате рассчитанные таким образом денежные поступления будущих периодов не обязательно указывают на величину будущих денежных потоков или на реальную стоимость запасов нефти Группы.

Чистая цена, использованная при расчете величины будущей чистой выручки, представляет собой средневзвешенную цену реализации нефти на внутреннем рынке, экспорта в страны СНГ и дальнего зарубежья на конец года, за вычетом некоторых налогов, затрат и пошлин. При составлении прогнозов на 2010 и 2009 гг. использовались следующие чистые цены за тонну: 233,06 долларов США и 199,98 долларов США (32,72 долларов США и 28,08 долларов США за баррель), соответственно. Компания определила оптимальное соотношение продаж внутри страны и экспорта в страны ближнего и дальнего зарубежья, используя историческое соотношение, основанное на экспортных квотах, выданных Компании Правительством или полученных каким либо другим способом. Компания полагает, что текущий размер экспортных квот останется неизменным на протяжении периода разработки запасов нефти.

	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2010г.</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2009г.</b>
	<b>Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов</b>	<b>Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов</b>
Будущие денежные поступления	6 363 682	5 493 325
Затраты будущих периодов на добычу	(3 781 404)	(2 978 580)
Затраты будущих периодов на разработку	(199 744)	(188 733)
Налог на прибыль будущих периодов	(464 394)	(455 042)
<b>Чистые денежные потоки будущих периодов</b>	<b>1 918 140</b>	<b>1 870 970</b>
Дисконтирование по 10% годовой ставке	(1 372 560)	(1 328 718)
<b>Дисконтированные чистые денежные потоки будущих периодов</b>	<b>545 580</b>	<b>542 252</b>

**ТАТНЕФТЬ**

Дополнительная информация по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа

**(АУДИТ ДАННОЙ ИНФОРМАЦИИ НЕ ПРОВОДИЛСЯ)**

(в миллионах российских рублей)

**Изменения в показателе стандартизированных дисконтированных будущих денежных потоков от производства нефти и газа из доказанных запасов**

	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2010г.</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2009г.</b>
	<b>Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов</b>	<b>Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов</b>
<b>На начало года</b>	<b>542 252</b>	<b>179 875</b>
Реализация и передача добытой нефти, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	(79 084)	(88 157)
Чистое изменение в ценах за тонну реализованной продукции, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	(11 698)	435 952
Изменения оценок будущих затрат на разработку месторождений	(8 691)	(11 611)
Затраты на разработку, понесенные в течение отчетного периода	15 367	15 312
Пересмотр оценок относительно объемов	23 683	54 661
Изменение налога на прибыль, нетто	(528)	(90 240)
Корректировка суммы дисконта	59 556	19 085
Прочие	4 723	27 375
<b>На конец года</b>	<b>545 580</b>	<b>542 252</b>

За годы, закончившиеся 31 декабря 2010 и 2009 гг. дисконтированные денежные потоки от чистых доказанных резервов включают в себя 37 121 млн. рублей, и 75 848 млн. рублей, соответственно, извлекаемых после истечения срока действия лицензий.