



**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ
ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2009, 2008 и 2007 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 2009, 2008 и 2007 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.

27 апреля 2010 г.

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные бухгалтерские балансы
(в миллионах российских рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Активы				
Денежные средства и их эквиваленты		12 841	13 418	13 010
Денежные средства с ограничением к использованию		12 071	7 704	3 996
Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резервов по сомнительным долгам	4	43 807	22 848	44 193
Задолженность связанных сторон	17	16 485	17 605	19 732
Краткосрочные финансовые вложения	5	10 614	9 743	12 977
Текущая доля расчетов по займам выданным	8	3 185	5 842	3 796
Товарно-материальные запасы	6	11 684	14 121	10 923
Предоплата и прочие текущие активы	7	25 227	25 339	17 968
Итого текущие активы		135 914	116 620	126 595
Займы и векселя выданные, нетто	8	2 320	4 036	4 842
Задолженность связанных сторон	17	8 524	5 431	6 546
Долгосрочные финансовые вложения	5	14 596	17 666	32 310
Основные средства за вычетом накопленного износа и обесценения	10	322 475	241 569	193 747
Прочие долгосрочные активы	9	11 913	7 658	6 179
Итого активы		495 742	392 980	370 219
Обязательства и акционерный капитал				
Краткосрочные кредиты и займы и текущая доля долгосрочных займов	11	71 228	5 790	4 332
Расчеты с поставщиками и подрядчиками		13 410	9 416	5 647
Задолженность перед связанными сторонами	17	1 503	781	1 387
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	12	14 262	9 999	16 820
Обязательства по финансовому лизингу	10	170	465	575
Обязательства по уплате налогов	14	10 321	5 592	9 667
Итого текущие обязательства		110 894	32 043	38 428
Долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей доли	11	16 588	44 813	9 182
Прочие долгосрочные обязательства		2 423	1 735	2 134
Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов, за вычетом текущей доли	10	38 927	35 263	31 937
Обязательства по отложенным налогам на прибыль	14	13 388	14 143	19 738
Обязательства по финансовому лизингу за вычетом текущей доли	10	15	124	242
Итого обязательства		182 235	128 121	101 661
Акционерный капитал				
Привилегированные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2009, 2008 и 2007гг. - 147 508 500 акций по номинальной стоимости на 31 декабря 2009, 2008 и 2007гг. 1,00 рубль)	15	148	148	148
Обыкновенные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2009, 2008 и 2007гг. - 2 178 690 700 акций по номинальной стоимости на 31 декабря 2009, 2008 и 2007гг. 1,00 рубль)	15	2 179	2 179	2 179
Добавочный капитал		95 735	96 171	95 274
Прочая накопленная совокупная прибыль / (убыток)		1 907	747	(461)
Нераспределенная прибыль		209 275	164 991	169 721
За вычетом: выкупленных обыкновенных акций по цене приобретения (66 985 000 акций, 100 089 000 акций и 101 057 000 акций на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно)		(3 721)	(3 960)	(2 802)
Итого акционерный капитал Группы		305 523	260 276	264 059
Доля неконтролирующих акционеров		7 984	4 583	4 499
Итого акционерный капитал		313 507	264 859	268 558
Итого обязательства и акционерный капитал		495 742	392 980	370 219

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные отчеты о финансовых результатах и совокупной прибыли

(в миллионах российских рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности	16	380 648	444 332	356 276
Расходы и прочие вычеты				
Операционные расходы		59 334	65 961	59 623
Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов		38 243	58 919	43 297
Затраты на геологоразведочные работы		3 540	3 770	1 577
Транспортные расходы		14 325	11 556	8 431
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		26 710	36 571	22 349
Амортизация, истощение и износ	16	11 917	10 139	10 379
Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений		1 284	1 684	5 253
Налоги, кроме налога на прибыль	14	153 797	217 271	146 299
Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передача объектов социальной сферы	10	2 789	4 258	2 340
Итого расходы и прочие вычеты		311 939	410 129	299 548
Прочие доходы (расходы)				
Доходы/(расходы) от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия	5	510	(9 556)	5 789
Убыток по курсовым разницам		(920)	(6 135)	(2 623)
Доходы по процентам		4 216	3 753	2 779
Расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы		(626)	(580)	(60)
Прочие доходы/(расходы), нетто		2 637	(3 531)	(4)
Итого прочие доходы/(расходы)		5 817	(16 049)	5 881
Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров		74 526	18 154	62 609
Налог на прибыль				
Текущий налог на прибыль		(17 527)	(16 043)	(18 895)
(Расход)/доход по отложенному налогу на прибыль		(29)	6 701	641
Итого расходы по налогу на прибыль	14	(17 556)	(9 342)	(18 254)
Чистая прибыль		56 970	8 812	44 355
За вычетом: доли неконтролирующих акционеров в чистой прибыли		(2 598)	(399)	(1 076)
Чистая прибыль акционеров Группы		54 372	8 413	43 279
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		143	683	(143)
Актуарная прибыль по пенсионным планам		531	525	-
Нереализованная прибыль по ценным бумагам для продажи, без учета налогов		486	-	-
Совокупная прибыль		55 532	9 621	43 136
Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)	15			
Обыкновенную		24,25	3,79	19,50
Привилегированную		24,15	3,53	19,27
Средневзвешенное количество выпущенных акций (в миллионах штук)	15			
Обыкновенных		2 095	2 076	2 073
Привилегированных		148	148	148

ТАТНЕФТЬ**Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

(в миллионах российских рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Операционная деятельность			
Чистая прибыль	56 970	8 812	44 355
Корректировки:			
Амортизация, истощение и износ	11 917	10 139	10 379
Доход/(расход) по отложенному налогу на прибыль	29	(6 701)	(641)
Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений	1 284	1 684	5 253
Передача объектов социальной сферы	324	1 413	10
Влияние курсовых разниц (Расходы)/доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия, за вычетом полученных дивидендов	(153)	9 964	(5 128)
Изменение в резерве по сомнительным долгам	(2 887)	12 496	-
Увеличение обязательств, связанных с окончанием срока использования активов	3 537	3 204	2 899
Изменение справедливой стоимости торговых ценных бумаг	(1 835)	2 330	1 065
Прочее	(879)	2 187	199
Изменения в оборотном капитале, исключая денежные средства:			
Расчеты с покупателями и заказчиками	(18 500)	11 720	(18 845)
Товарно-материальные запасы	2 391	(671)	35
Предоплата и прочие текущие активы	642	(10 398)	1 916
Торговые ценные бумаги	2 406	635	1 788
Расчеты со связанными сторонами	669	(38)	836
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	2 559	3 421	(318)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	3 321	(6 077)	3 104
Обязательства по уплате налогов	4 985	(4 042)	2 210
Векселя к оплате	(173)	18	193
Прочие долгосрочные активы	(16)	(319)	(1 240)
Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности	66 603	47 852	48 033
Инвестиционная деятельность			
Приобретение основных средств	(89 254)	(60 441)	(33 649)
Денежные поступления от реализации основных средств	545	1 030	4 531
Денежные поступления от реализации финансовых вложений	186	(180)	9 431
Приобретение финансовых вложений	(368)	(900)	(2 742)
Депозитные сертификаты	554	4 180	(11 351)
Займы и векселя к получению	1 376	(1 716)	(3 333)
Изменения в денежных средствах с ограничением к использованию	(4 367)	(3 708)	(2 511)
Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	(91 328)	(61 735)	(39 624)

ТАТНЕФТЬ**Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

(в миллионах российских рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Финансовая деятельность			
Получение займов	52 881	47 100	18 454
Погашение займов	(18 160)	(17 351)	(9 171)
Погашение обязательств по финансовому лизингу	(408)	(719)	(1 100)
Выплата дивидендов акционерам	(10 075)	(13 115)	(10 667)
Выплата дивидендов неконтролирующим акционерам	(190)	(163)	(148)
Приобретение собственных акций	(58)	(1 525)	(269)
Денежные поступления от продажи собственных акций	58	64	270
Денежные поступления от выпуска акций дочерними предприятиями	100	-	363
Чистые денежные средства поступившие от (использованные в) финансовой деятельности	24 148	14 291	(2 268)
Чистое изменение остатков денежных средств и их эквивалентов	(577)	408	6 141
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	13 418	13 010	6 869
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	12 841	13 418	13 010

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные отчеты о движениях в акционерном капитале

(в миллионах российских рублей)

	2009		2008		2007	
	Кол-во акций	Сумма	Кол-во акций	Сумма	Кол-во акций	Сумма
Привилегированные акции						
Остаток на 1 января и 31 декабря (акции в тысячах штук)	147 509	148	147 509	148	147 509	148
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января и 31 декабря (акции в тысячах штук)	2 178 691	2 179	2 178 691	2 179	2 178 691	2 179
Выкупленные собственные акции, по себестоимости						
Остаток на 1 января	100 089	(3 960)	101 057	(2 802)	111 299	(2 786)
Приобретение	19 126	(2 504)	9 096	(1 525)	4 115	(331)
Выбытие	(52 230)	2 743	(10 064)	367	(14 357)	315
Остаток на 31 декабря (акции в тысячах штук)	66 985	(3 721)	100 089	(3 960)	101 057	(2 802)
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января		96 171		95 274		95 337
Операции с собственными акциями		(256)		897		(63)
Приобретение дочерних компаний		(180)		-		-
Остаток на 31 декабря		95 735		96 171		95 274
Прочий накопленный совокупный доход/(убыток)						
Остаток на 1 января		747		(461)		(318)
Актuarная прибыль по пенсионным планам		531		525		-
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		143		683		(143)
Нереализованная прибыль по ценным бумагам для продажи, без учета налогов		486		-		-
Остаток на 31 декабря		1 907		747		(461)
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января		164 991		169 721		137 143
Чистая прибыль		54 372		8 413		43 279
Дивиденды		(10 088)		(13 143)		(10 701)
Остаток на 31 декабря		209 275		164 991		169 721
Доля неконтролирующих акционеров						
Остаток на 1 января		4 583		4 499		3 174
Чистая прибыль		2 598		399		1 076
Дивиденды		(190)		(163)		(148)
Изменения в структуре Группы		993		(152)		397
Остаток на 31 декабря		7 984		4 583		4 499
Итого акционерный капитал на 31 декабря		313 507		264 859		268 558

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 2009, 2008 и 2007 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, таких как производитель электроэнергии ОАО «Татэнерго» и нефтехимическую компанию ОАО «Нижнекамскнефтехим».

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 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, пенсий, расходы на демонтаж основных средств и налог на прибыль.

Начиная с промежуточной финансовой отчетности за период, закончившийся 30 сентября 2009 г. Группа принимает Кодификацию бухгалтерских стандартов (далее, «Кодификация ASC»), разработанную Советом по стандартам финансового учёта (далее, «FASB»). 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 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 и классифицировав долю неконтролирующих акционеров в компонент раздела «Итого акционерный капитал». В соответствии с этим положением Кодификации Группа изменила задним числом 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 неденежные 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 30,24, 29,38 и 24,55 рублей за 1 доллар США на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно. Средний курс составил 31,72, 24,86 и 25,58 рублей за 1 доллар США за год, закончившийся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 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. В 2006 г. Компания определила, что несмотря на 40% прямого владения, ОАО «ТАНЕКО» (далее, «ТАНЕКО»), является предприятием с переменным участием, в котором Группа является основным выгодоприобретателем на 31 декабря 2009 г.. Группа напрямую владеет 91% уставного капитала ТАНЭКО. В соответствии с этим, данные о финансовом положении, результаты деятельности и отчет о движении денежных средств «ТАНЕКО» были включены в консолидированную отчетность Группы по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. 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».

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 2009, 2008 и 2007 гг., деньги и денежные эквиваленты Группы, включая суммы номинированные в долларах США составляли 2 722 млн. рублей (90 млн. долларов США), 1 136 млн. рублей (39 млн. долларов США) и 2 954 млн. рублей (120 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 контрактам 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 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, выданные Группой, 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. Группа не капитализирует стоимость других разведочных скважин в течение периода, превышающего один год, за исключением случаев обнаружения доказанных запасов.

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 среднемесячные арифметические цены реализации нефти 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.

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 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. Будущие затраты на ликвидацию скважин рассчитываются Группой с учетом действующих нормативных и лицензионных требований и основаны на накопленном руководстве 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 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.

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 кредитуется 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 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 97 169 млн. рублей, 136 541 млн. рублей и 85 327 млн. рублей на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно. Вся выручка показана без 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 разнице между самой высокой и самой низкой ценой на акцию за предшествующие три года к 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.

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 2009, 2008 и 2007 гг. обязательство рассчитано на основе ожидаемых будущих премиальных выплат. 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.

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

В течение года, закончившегося 31 декабря 2009 г., Компания распределила 7 909 000 Премий для поощрения высшего руководства и директоров, погашение которых ожидается по расчетной цене 161,17 рублей за Премиию. Окончательный расчет по Премиям будет утвержден Правлением Компании в июле-сентябре 2010 г. В течение года, закончившегося 31 декабря 2008 г., Компания распределила Премий в объеме 8 753 600 для поощрения высшего руководства и директоров, из которых 8 175 700 Премий были погашены по цене 150,08 рублей за Премиию. В течение года, закончившегося 31 декабря 2007 г., Компания распределила Премий в объеме 8 874 000 для поощрения высшего руководства и директоров, из которых 8 780 600 Премий были погашены по цене 145,25 рублей за Премиию. Сумма соответствующих расходов на выплату вознаграждений, отраженная в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли за годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., составила 1 173 млн. рублей, 1 290 млн. рублей и 1 263 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» с 1 января 2007 г., который 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 консолидированную финансовую отчетность Группы.

Начиная с 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.

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 шесть месяцев, закончившихся 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 шесть месяцев, закончившихся 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, задачи оценки справедливой стоимости не изменяются. Стандарт устанавливает, что справедливая стоимость – 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 шесть месяцев, закончившихся 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. Принятие указанных положений не оказало существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

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

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 Кодификации 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. Кодификация ASU 2010-2 расширяет требования по раскрытию информации в отношении прекращения консолидации дочерней организации или прекращения признания группы активов. Применение Кодификации ASU 2010-2 не оказало существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

В январе 2010 г. FASB выпустил поправку Кодификации 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. Кодификация 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 12 месяцев, вместо цены на конец года. Применение Кодификации ASU 2010-2 не оказало существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

Последние изменения в стандартах бухгалтерского учета. В декабре 2009 г. FASB выпустил поправку Кодификации 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. Как ожидается, применение Кодификация ASU 2009-17 не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Группы, Кодификация ASU вступит в действие в 2010 г.

В августе 2009 г. FASB выпустил поправку Кодификации ASU 2009-5 «Оценка обязательств по справедливой стоимости», положения которой должны применяться Группой для отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2010 г. Поправка изменяет Кодификацию 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, Кодификация 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. Как ожидается, применение Кодификацию ASU 2009-5 не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Группы, Кодификация ASU вступит в действие в 2010 г.

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

В январе 2010 г. FASB выпустил поправку Кодификации ASU 2010-6 *Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации*. Поправка изменяет требования Кодификации ASC 820 *Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации* и требует отдельных раскрытий для перехода с 1-го на 2-й уровень иерархии данных о справедливой стоимости и обратно. Кодификация ASC 820 требует раскрытия информации о действиях, предпринятых для оценки с использованием данных 3-го уровня иерархии. Компании должны раскрывать информацию об используемых методах определения справедливой стоимости для каждого класса активов и обязательств, которые оцениваются на повторяющейся и неповторяющейся основе что приведет с переходу на 2-ой уровень или 3-ий уровень. Положения Кодификации ASU 2010-6 должны применяться Группой для отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2010 г. за исключением положений по определению справедливой стоимости для 3-го уровня данных, которые вступают в силу для отчетных периодов, начинающихся 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 2009			На 31 декабря 2008			На 31 декабря 2007		
	Дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность резервов по сомнительным долгам	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность резервов по сомнительным долгам	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность резервов по сомнительным долгам	Итого дебиторская задолженность
Дебиторская задолженность – внутренний рынок	14 315	209	14 106	9 861	476	9 385	7 880	544	7 336
Дебиторская задолженность-экспорт	22 130	-	22 130	10 913	-	10 913	34 464	-	34 464
Прочая дебиторская задолженность	7 913	342	7 571	2 852	302	2 550	2 900	507	2 393
Итого расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам	44 358	551	43 807	23 626	778	22 848	45 244	1 051	44 193

Расчеты с покупателями и заказчиками представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 10 171 млн. рублей, 12 980 млн. рублей и 375 млн. рублей на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно.

На торговую экспортную дебиторскую задолженность от ЧМПКП «Авто» связанной с ЗАО «Укртатнафта» резерв составляет 439 млн. долларов США на 31 декабря 2008 и 2007 гг., связанный с реализацией нефти ЗАО «Укртатнафте» (владельцем Кременчугского нефтеперерабатывающего завода). За 2009 г. резерв уменьшен на сумму 3 174 млн. рублей (105 млн. долларов США) и на 31 декабря 2009 г. составил 334 млн. долларов США, согласно политике Группы по созданию резервов по сомнительным долгам (см. также Примечание 19).

Резерв по сомнительным долгам включен 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 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Депозитные сертификаты	17 781	13 731	15 011
Торговые ценные бумаги	7 220	7 678	10 695
Итого краткосрочные финансовые вложения	25 001	21 409	25 706
Минус: краткосрочные финансовые вложения в связанные стороны (см. Примечание 17)	(14 387)	(11 666)	(12 729)
Краткосрочные финансовые вложения, нетто	10 614	9 743	12 977

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 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Облигации и другие государственные долговые бумаги Российской Федерации	1 079	678	563
Корпоративные долговые ценные бумаги	1 887	3 634	2 781
Акции	4 254	3 366	7 351
Итого торговые ценные бумаги	7 220	7 678	10 695
Минус: корпоративные долговые ценные бумаги связанных сторон (Примечание 17)	(46)	-	(223)
Торговые ценные бумаги, нетто	7 174	7 678	10 472

ТАТНЕФТЬ

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в миллионах российских рублей)

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 за год, закончившийся 31 декабря		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Финансовые вложения, учитываемые по методу долевого участия, и совместные предприятия:									
ЗАО «Татнекс»	50	50	50	1 997	2 125	2 146	130	60	303
IPCG Фонд	49	49	49	3 619	3 283	11 553	(141)	(9 470)	4 545
ОАО «Банк Зенит»	25	25	25	4 614	3 712	4 044	513	(112)	677
Османд Холдингс Лтд	30	-	-	2 592	-	-	(3)	-	-
Прочие	20-50	20-50	20-50	728	356	888	11	(34)	264
Итого финансовые вложения в зависимые общества и совместные предприятия (прибыль/(убыток))				13 550	9 476	18 631	510	(9 556)	5 789
Долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения:									
ЗАО «Укртатнефть»	9	9	9	-	504	2 751			
Прочие	0-20	0-20	0-20	1 046	736	578			
Итого долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения				1 046	1 240	3 329			
Долгосрочные депозитные сертификаты				2 846	7 450	10 350			
Минус: долгосрочные депозитные сертификаты связанных сторон (Примечание 17)				(2 846)	(500)	-			
Итого долгосрочные финансовые вложения				14 596	17 666	32 310			

Примечание 5. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

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 357 млн. рублей, 408 млн. рублей и 661 млн. рублей в 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно.

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

	2009	2008	2007
Выручка / процентные доходы	26 865	28 679	22 595
Чистая прибыль	3 770	2 461	3 753
Текущие активы	190 224	171 755	152 214
Долгосрочные активы	39 873	43 653	66 128
Текущие обязательства	167 325	141 966	130 978
Долгосрочные обязательства	773	33 336	22 956

В июне 2009 г. Османд Холдингс Лтд. (далее, «Османд»), недавно созданное 100% 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 Османда уменьшилась до 29,5%. Соответственно, Группа прекратила консолидировать Османд и учитывает эту компанию как зависимое предприятие по методу долевого участия на 31 декабря 2009 г. Стоимость инвестиций Группы в Османд на 31 декабря 2009 г. составила 2 592 млн. рублей. По состоянию на 31 декабря 2008 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 течение 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.

По состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., International Petro-Chemical Growth Fund Limited (далее, «IPCG Фонд») владел обыкновенными акциями Компании, в том числе в форме депозитарных расписок 113,1 млн., 122,7 млн. и 142,2 млн., соответственно, из доля Группы была учтена в качестве выкупленных собственных акций.

В течение 2009 и 2008 гг. IPCG Фонд реализовал 9,6 млн. и 19,5 млн. обыкновенных акций Компании, соответственно. Величина собственных выкупленных акций в результате этой сделки снизилась на долю пропорционально доли Компании в IPCG Фонде на сумму 141 млн. рублей и 303 млн. рублей в 2009 и 2008 гг., и добавочный капитал увеличился на 431 млн. рублей и 897 млн. рублей в 2009 и 2008 гг., соответственно.

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 ОАО «ТАНЕКО» (далее, «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. 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 Группы на 1 871 млн. рублей.

По состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. IPCG Фонд косвенно владел долей участия в ОАО «Банк Зенит» в размере 41,92%, 41,92%, и 41,81%, соответственно.

В марте 2007 г. Группа продала 1 138 млн. акций ОАО «Банк Зенит» за 1 787 млн. рублей, что снизило долю Компании в ОАО «Банк Зенит» до 28,35%. Группа отразила прибыль от данной операции в размере 195 млн. рублей. В июне 2007 г. ОАО «Банк Зенит» провел размещение 1 545 млн. вновь выпущенных обыкновенных акций для частного инвестора, не связанного с Группой, в результате чего произошло уменьшение доли Группы в ОАО «Банк Зенит» до 24,56%.

Примечание 5. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

В декабре 2007 г. Компания приобрела долю в AmRUZ Trading AG (далее, «AmRUZ») и Seagroup International Inc. (далее, «Seagroup»). Основным видом деятельности этих предприятий является инвестирование в Закрытое акционерное общество «Укртатнафта» (далее, ЗАО «Укртатнафта»), владельца Кременчугского нефтеперерабатывающего завода, в котором они владеют 8,34% и 9,96% уставного капитала, соответственно. Компания купила 49,6% акций AmRUZ за 23,9 млн. долларов США (591 млн. рублей) и 100% акций Seagroup за 57,1 млн. долларов США (1 402 млн. рублей). Договор о покупке акций AmRUZ также предоставляет Компании опцион на покупку дополнительно 49,1% акций AmRUZ за 23,7 млн. долларов США. Так как исполнение опциона связано с наступлением определенных обстоятельств, то инвестиции в AmRUZ учитываются по методу долевого участия.

В результате продолжающихся судебных разбирательств в отношении косвенных инвестиций Группы в ЗАО «Укртатнафта», в 2008 г. Компания создала в полном объеме резерв на обесценение этих инвестиций. (Примечание 19).

Примечание 6. Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы представлены ниже:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Сырье и материалы	5 454	5 113	4 857
Сырая нефть	3 546	4 599	2 965
Нефтепродукты	1 146	1 405	1 952
Продукция нефтехимии и прочая готовая продукция	1 538	3 004	1 149
Итого товарно-материальные запасы	11 684	14 121	10 923

Примечание 7. Расходы будущих периодов и прочие текущие активы

Расходы будущих периодов и прочие текущие активы представлены ниже:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
НДС к возмещению	9 778	7 925	5 817
Авансы выданные	4 896	4 490	3 225
Предоплата по экспортным пошлинам	7 333	5 234	6 532
Предоплата по налогу на прибыль	350	4 763	527
Предоплата по транспортным расходам	933	696	499
Отложенные налоговые активы (Примечание 14)	-	19	315
Прочие	1 937	2 212	1 053
Итого расходы будущих периодов и прочие текущие активы	25 227	25 339	17 968

Примечание 8. Займы и векселя выданные

Займы и векселя выданные представлены ниже:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Векселя к получению	2 575	4 952	8 327
Займы работникам	699	763	924
Прочие займы в иностранной валюте выданные	1 512	2 075	1 365
Прочие рублевые займы выданные	7 941	12 174	10 515
Итого займы и векселя выданные	12 727	19 964	21 131
Минус: текущая часть расчетов по займам и векселям выданным	(3 185)	(5 842)	(3 796)
Минус: задолженность связанных сторон (Примечание 17)	(7 222)	(10 086)	(12 493)
Итого долгосрочные займы и векселя выданные	2 320	4 036	4 842

Примечание 8. Займы выданные (продолжение)

Займы и векселя выданные, исключая суммы полученные 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.

Займы и векселя выданные, исключая суммы полученные от связанных сторон, на 31 декабря 2008 г. в суммах 996 млн. рублей, 263 млн. рублей и 2 777 млн. рублей подлежат погашению в 2010, 2011 и за период (2012-2024) гг., соответственно.

Справедливая стоимость займов и векселей выданных на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляла приблизительно 10 773 млн. рублей, 14 096 млн. рублей и 18 463 млн. рублей. Справедливая стоимость была посчитана по ставке дисконтирования 9%, 13% и 10% (ставка рефинансирования ЦБ РФ) по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно.

Примечание 9. Долгосрочные активы

Долгосрочные активы представлены ниже:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Долгосрочная дебиторская задолженность	2 584	1 387	1 925
Предоплаченные лицензии	2 959	1 979	1 346
Долгосрочная часть отложенных налоговых активов (Примечание 14)	2 209	1 892	196
Предоплаченное программное обеспечение	2 084	1 723	1 405
Прочие долгосрочные активы	2 080	683	1 312
Итого прочие долгосрочные активы	11 916	7 664	6 184
Минус: задолженность связанных сторон (Примечание 17)	(3)	(6)	(5)
Прочие долгосрочные активы, нетто	11 913	7 658	6 179

Примечание 10. Основные средства

Основные средства представлены ниже:

	Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация, истощение и износ	Остаточная стоимость
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	130 670	-	130 670
Баланс на 31 декабря 2009 г.	510 418	187 943	322 475
Нефтегазовые активы	279 480	120 483	158 997
Здания и сооружения	29 658	12 518	17 140
Машины и оборудование	55 430	47 007	8 423
Незавершенное строительство	57 009	-	57 009
Баланс на 31 декабря 2008 г.	421 577	180 008	241 569
Нефтегазовые активы	258 728	116 361	142 367
Здания и сооружения	33 265	12 072	21 193
Машины и оборудование	51 167	42 687	8 480
Незавершенное строительство	21 707	-	21 707
Баланс на 31 декабря 2007 г.	364 867	171 120	193 747

На 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., нефтегазовые активы включают в себя активы, относящиеся к недоказанным запасам, на сумму 5 982 млн. рублей, 7 223 млн. рублей и 5 952 млн. рублей.

Примечание 10. Основные средства (продолжение)

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 Республики Татарстан. Группа получает лицензии на разведку и разработку этих месторождений от государственных органов. Срок действия большей части принадлежащих Группе лицензий на добычу заканчивается в период между 2013 и 2019 гг., при этом лицензия на добычу нефти на Ромашкинском месторождении, являющимся наиболее крупным из разрабатываемых месторождений, заканчивается в 2038 г. Срок разработки и добычи на 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 абсолютного 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 точно 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 Правилом 4-10 Положения S-X, выпущенного КЦББ США.

Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов.

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

Активы выбывшие с обязательствами

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 20097
Остаток на начало года	35 374	32 037	28 990
Эффект дисконтирования	3 537	3 204	2 899
Новые обязательства	169	191	188
Расходы по текущим обязательствам	(31)	(58)	(40)
Остаток на конец года	39 049	35 374	32 037
Минус: Краткосрочная часть обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов (Примечание 12)	(122)	(111)	(100)
Долгосрочный остаток на конец года	38 927	35 263	31 937

Примечание 10. Основные средства (продолжение)**Финансовый лизинг.** Лизинг Группы машин и оборудования.

Ниже представлен анализ арендованных основных средств по договору финансового лизинга:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Машины и оборудование	7 113	7 109	6 617
Минус: накопленная амортизация	(5 797)	(4 944)	(3 889)
Остаточная стоимость машин и оборудования по договору финансового лизинга	1 316	2 165	2 728

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 2009 г:

Год, закончившийся 31 декабря:

2010	170
2011	37
2012	-
2013	-
2014	-
Итого будущие лизинговые платежи	207
Минус процент	(22)
Текущая стоимость будущих минимальных лизинговых платежей	185
Минус текущая часть	(170)
Долгосрочная часть обязательств по финансовому лизингу	15

Объекты социальной сферы. В течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., Группа безвозмездно передала местным администрациям городов и районов объекты социальной сферы на сумму 324 млн. рублей, 1 413 млн. рублей и 10 млн. рублей, соответственно. На 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. на балансе Группы находились объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 2 932 млн. рублей, 3 260 млн. рублей и 3 434 млн. рублей, соответственно; 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 2009, 2008 и 2007 гг., Группа понесла расходы, связанные с содержанием социальной инфраструктуры, в размере 2 465 млн. рублей, 2 845 млн. рублей и 2 330 млн. рублей, соответственно, включая содержание школ, жилищного фонда и объектов культуры.

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах российских рублей)

Примечание 10. Основные средства (продолжение)

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

Баланс на 31 декабря 2009 г.	7 216
Затраты на бурение	1 899
Приобретение дочерних компаний	1 909
Перевод скважин из разведочных в добывающие	(1 250)
Списание на расходы	-
Баланс на 31 декабря 2008 г.	4 658
Затраты на бурение	2 879
Приобретение дочерних компаний	1 797
Перевод скважин из разведочных в добывающие	(1 207)
Списание на расходы	(600)
Баланс на 31 декабря 2007 г.	1 789
Затраты на бурение	1 551
Приобретение дочерних компаний	-
Перевод скважин из разведочных в добывающие	(674)
Списание на расходы	(8)
Баланс на 31 декабря 2006 г.	920

Примечание 11. Займы

Краткосрочные и долгосрочные займы представлены ниже:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Краткосрочные кредиты и займы			
Кредиты и займы в иностранной валюте			
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	63 217	-	-
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	7 318	5 112	3 444
Кредиты и займы в рублях			
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	26	76	144
Прочие кредиты и займы в рублях	925	623	838
Минус: задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(258)	(21)	(94)
Итого краткосрочные кредиты и займы	71 228	5 790	4 332
Долгосрочные кредиты и займы			
Кредиты и займы в иностранной валюте			
BNP Paribas	60 488	43 336	8 591
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	17 876	1 377	461
Кредиты и займы в рублях			
	1 467	176	274
Итого долгосрочные кредиты и займы	79 831	44 889	9 326
Минус: текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(63 243)	(76)	(144)
Итого долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей части кредитов и займов	16 588	44 813	9 182

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

Примечание 11. Займы (продолжение)

Краткосрочные кредиты и займы в иностранной валюте. В декабре 2003 г. Группа заключила кредитное соглашение с банком Credit Suisse Zurich на открытие ежемесячной возобновляемой кредитной линии на сумму 1 034 млн. рублей (35 млн. долларов США). Данный кредит был получен под процентную ставку 1-месячный ЛИБОР плюс, примерно, 1,8% годовых и обеспечен поставками нефти. На 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 1 037 млн. рублей (34 млн. долларов США), 1 028 млн. рублей (35 млн. долларов США) и 508 млн. рублей (20,7 млн. долларов США), соответственно..

В 2008 и 2009 гг. Группа заключила несколько кредитных соглашений 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 течение года, окончившегося 31 декабря 2009 г., Группа частично погасила полученные кредиты на сумму 3 932 млн. рублей (130 млн. долларов США). На 31 декабря 2009 и 2008 гг. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 756 млн. рублей (25 млн. долларов США) и 3 819 млн. рублей (130 млн. долларов США), соответственно.

В ноябре 2007 г. ТАНЕКО заключило гарантированное кредитное соглашение с банком BNP Paribas, 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 синдицирован банком BNP Paribas. Сумма задолженности по данному кредиту на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляет 60 488 млн. рублей (2 000 млн. долларов США), 43 336 млн. рублей (1 475 млн. долларов США) и 8 591 млн. рублей (350 млн. долларов США), соответственно. Заем предоставлен на условия ЛИБОР плюс 1,65% и подлежит погашению в июле 2010 г. Заем полностью гарантирован Компанией, как главным акционером ТАНЕКО. Гарантия Компании обеспечена 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, помимо прочего, поддержание показателя капитала и резервов и коэффициента покрытия долга выше определенного уровня.

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.

Краткосрочные кредиты и займы в российских рублях. Краткосрочная задолженность по кредитам и займам в рублях, в основном, представляла собой кредиты, предоставленные Группе российскими банками. На краткосрочные рублевые кредиты в размере 925 млн. рублей, 623 млн. рублей и 838 млн. рублей в соответствии с договорами начислялся процент по ставке от 7,3% до 19,5%, от 7% до 15% и от 11% до 17% годовых за периоды, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 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) 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 2009 г. составила 7 561 млн. рублей (250 млн. долларов США).

Руководство считает, что на 31 декабря 2009 г. Группа была признана соответствующей всем требованиям согласно двусторонней договоренности о предоставлении займа.

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

Сроки погашения долгосрочной задолженности существующий на 31 декабря 2009 г., представлены ниже:

2010	63 243
2011	12 889
2012	2 700
2013	-
2014	-
2015	31
Позже	968
Итого долгосрочная задолженность	79 831

Примечание 11. Займы (продолжение)

Проценты, уплаченные в 2009, 2008 и 2007 гг., составили 2 325 млн. рублей, 191 млн. рублей и 417 млн. рублей, соответственно.

Группа не имеет субординированных 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:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Задолженность по заработной плате	4 355	3 302	3 449
Авансы, полученные от клиентов	-	-	6 274
Страховые резервы	1 636	1 282	1 106
Задолженность по дивидендам	207	158	99
Краткосрочная часть обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов (Примечание 10)	122	111	100
Текущие отложенные налоговые обязательства (Примечание 14)	1 261	-	-
Прочие начисленные обязательства	7 194	5 431	5 867
Минус: кредиторская задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(513)	(285)	(75)
Итого прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	14 262	9 999	16 820

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»). 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.

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.

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

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана, а также актуарных допущений по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства Группы представляют собой прогнозируемые обязательства по пенсионным планам.

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Пенсионные обязательства			
Пенсионные обязательства на 1 января	3 095	3 362	3 212
Влияние курсовых разниц	3	15	(5)
Стоимость услуг	162	145	90
Процентные расходы	325	229	230
Выплаченные пенсии	(386)	(300)	(218)
Актуарная прибыль	(373)	(910)	(120)
Прочие	72	554	173
Пенсионные обязательства на 31 декабря	2 898	3 095	3 362
Активы пенсионных планов			
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	1 219	2 619	2 098
Актуарная доходность активов пенсионных планов	350	44	148
Взносы	220	599	435
Выплаченные пенсии	(230)	(170)	(38)
Актуарный прибыль/(убыток)	1	(193)	75
Прочие	(426)	(1 680)	(99)
Справедливая стоимость активов пенсионных планов на 31 декабря	1 134	1 219	2 619
Начисленные пенсионные обязательства на конец года	1 764	1 876	743
Суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе	За год, закончившийся 31 декабря 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в «прочую кредиторскую задолженность и начисленные обязательства»	(278)	(335)	-
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в «прочие долгосрочные обязательства»	(1 486)	(1 541)	(1 608)
Предоплаченные пенсионные обязательства, включенные в «прочие долгосрочные активы»	-	-	865
Итого суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе, нетто	(1 764)	(1 876)	(743)
Допущения:	За год, закончившийся 31 декабря 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Ставка дисконтирования	9,5%	10,0%	6,8%
Расчетная доходность активов пенсионного плана	9,0%	9,0%	9,0%
Коэффициент повышения уровня заработной платы	7,0%	7,0%	7,0%

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

Ниже приведены составные компоненты обязательств пенсионного плана:

	За год, закончившийся 31 декабря 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Стоимость услуг	162	145	90
Процентные расходы	325	229	230
Минус ожидаемая доходность активов пенсионного плана	(193)	(236)	(189)
Эффект курсовых разниц	3	15	(5)
Выбытия	-	-	(155)
Прочие	498	2 234	272
Итого чистая стоимость пенсионных активов	795	2 387	243

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 риска 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 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 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Акции и облигации российских предприятий	513	694	1 030
Российские муниципальные облигации	318	171	579
Облигации Российской Федерации	161	102	715
Банковские депозиты	90	163	127
Прочие	52	89	168
Итого	1 134	1 219	2 619

Ниже приведена разбивка пенсионных выплат по годам:

	2010	2011	2012	2013	2014	2015- 2019
Активы пенсионных планов	100	107	114	121	127	689
Прочие долгосрочные выплаты работникам	278	226	226	227	229	1 134
Итого ожидаемые будущие выплаты	378	333	340	348	356	1 823

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 2009, 2008 и 2007 гг. были следующими:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Дебиторская задолженность	64	17	-
Долгосрочные финансовые вложения	-	58	-
Обязательства по финансовому лизингу	37	118	196
Перенос налогового убытка на будущие периоды	2 537	1 717	-
Прочие	732	806	1 266
Отложенные налоговые активы	3 370	2 716	1 462
Основные средства	(12 899)	(13 052)	(16 672)
Товарно-материальные запасы	(1 051)	(794)	(688)
Дебиторская задолженность	-	-	(58)
Долгосрочные финансовые вложения	(621)	-	(1 869)
Нераспределенная прибыль	(852)	(1 091)	(833)
Прочие обязательства	(387)	(11)	(569)
Отложенные налоговые обязательства	(15 810)	(14 948)	(20 689)
Отложенные налоговые обязательства, нетто	(12 440)	(12 232)	(19 227)

На 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. отложенные налоги были классифицированы в консолидированном балансе следующим образом:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Краткосрочные отложенные налоговые активы (Примечание 7)	-	19	315
Долгосрочные отложенные налоговые активы (Примечание 9)	2 209	1 892	196
Текущие отложенные налоговые обязательства (Примечание 12)	(1 261)	-	-
Долгосрочные отложенные налоговые обязательства	(13 388)	(14 143)	(19 738)
Отложенные налоговые обязательства, нетто	(12 440)	(12 232)	(19 227)

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров	74 526	18 154	62 609
Теоретический налог на прибыль по установленной ставке	14 905	4 357	15 026
Увеличение (уменьшение) в результате:			
Не подлежащих вычету расходов и других постоянных разниц, нетто	2 651	7 213	3 228
Эффекта от снижения налога на прибыль в результате изменения ставки с 24% до 20% с 1 января 2009	-	(2 228)	-
Расходы по налогу на прибыль	17 556	9 342	18 254

Примечание 14. Налоги (продолжение)

Группа не создавала резерв по отложенному налогу на прибыль, начисляемому на нераспределенную прибыль зарубежного дочернего общества в размере 3 050 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 247 млн. рублей.

В 2009, 2008 и 2007 гг. налог на прибыль был уплачен в сумме 12 502 млн. рублей, 15 922 млн. рублей и 18 859 млн. рублей, соответственно.

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Экспортные пошлины	97 169	136 541	85 327
Налог на добычу полезных ископаемых	53 571	77 235	58 049
Налог на имущество	1 916	1 493	1 398
Акцизы	346	328	300
Штрафы и пени по налогам	94	121	205
Прочие	701	1 553	1 020
Итого налоги, кроме налога на прибыль	153 797	217 271	146 299

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 7,0 млрд. рублей, 8,3 млрд. рублей и 5,1 млрд. рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно.

Налоговые обязательства по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг.:

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Налог на добычу полезных ископаемых	5 485	2 520	6 105
НДС на реализованные товары	2 526	1 474	1 832
Прочие	2 310	1 598	1 730
Итого налоговые обязательства	10 321	5 592	9 667

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

Акционерный капитал. По состоянию на 31 декабря 2009 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 2009 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 заинтересованностью», 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.

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

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 Группы.

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 служит неконсолидированная бухгалтерская отчетность Компании, составленная по российским стандартам, и существенно отличающаяся от отчетности по ОПБУ США (см. Примечание 2). 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 2009, 2008 и 2007 гг. прибыль текущего периода составляла 50 873 млн. рублей, 36 522 млн. рублей и 43 812 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 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Чистая прибыль акционеров Группы	54 372	8 413	43 279
Дивиденды на обыкновенные акции	(9 436)	(12 310)	(10 020)
Дивиденды на привилегированные акции	(652)	(833)	(681)
Прибыль/(убыток), принимаемая в расчет прибыли на обыкновенные и привилегированные акции, за вычетом дивидендов	44 284	(4 730)	32 578
Без учета и с учетом разводнения:			
Средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении (млн. штук)			
Обыкновенные	2 095	2 076	2 073
Привилегированные	148	148	148
Средневзвешенное количество акций двух типов, находящихся в обращении (млн. штук)	2 243	2 224	2 221
Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)			
Обыкновенную	24,25	3,79	19,50
Привилегированную	24,15	3,53	19,27

Доля неконтролирующих акционеров. Доля неконтролирующих акционеров скорректирована на сумму дивидендов, выплаченных дочерними компаниями Группы на сумму 190 млн. рублей, 163 млн. рублей и 148 млн. рублей на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно.

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

В марте 2007 г. Группа передала примерно 10,8 млн. обыкновенных акций ОАО «Татнефть» в некоммерческую организацию Национальный Негосударственный Пенсионный фонд (далее, «Фонд»). Основные части пенсионной программы Группы и выплат после ухода работников на пенсию управляются данным Фондом, в котором Группа является основным участником. Данная передача акций была осуществлена для выгоды сотрудников Группы, но не была распределена ни на одну из программ Группы. Справедливая стоимость переданных акций, в размере 1 289 млн. рублей, была отражена по статье Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений Консолидированного отчета о финансовых результатах и совокупной прибыли Группы за 2007 г.

Примечание 16. Информация о сегментах деятельности Группы

Финансово-хозяйственная деятельность Группы можно разделить на 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 Группа оценивает показатели эффективности и принимает инвестиционные и стратегические решения.

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 розничную сеть.

Реализация нефтехимической продукции включает реализацию 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 компаниям и другой деятельности, 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 меньшинства и без учета доходов и расходов по процентам, доходов от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия, прочих доходов и прибыли от изменения покупательной способности рубля. 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 228 224 млн. рублей, что представляет собой 23%, 23%, 16% и 12% от всего объема сырой нефти, реализованной Группой в 2009 г. В течение 2008 г., Группа имела четырех покупателей, реализация сырой нефти которым была отражена в сумме 302 518 млн. рублей, что представляет собой 26%, 21%, 19% и 17% от всего объема сырой нефти, реализованной Группой. В течение 2007 г., Группа имела четырех покупателей, реализация сырой нефти которым была отражена в сумме 206 875 млн. рублей, что представляет собой 26%, 24%, 15% и 9% от всего объема сырой нефти, реализованной Группой. Руководство Компании не считает, что Группа зависима от какого-либо конкретного покупателя.

Примечание 16. Информация о сегментах деятельности Группы (продолжение)**Выручка от реализации и прочей операционной деятельности по сегментам.**

В таблице ниже представлена выручка от реализации прочие операционные расходы с разбивкой по сегментам.

	За год, закончившийся 31 декабря 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Разведка и добыча нефти			
Собственная нефть, реализация на внутреннем рынке	45 792	48 667	48 924
Собственная нефть, реализация в СНГ ⁽¹⁾	14 411	15 800	55 849
Собственная нефть, реализация в странах дальнего зарубежья ⁽²⁾	218 196	246 733	148 341
Прочее	4 474	5 083	3 625
Межсегментная реализация	11 277	13 534	5 155
Итого выручка от разведки и добычи нефти	294 150	329 817	261 894
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов			
<i>Реализация на внутреннем рынке</i>			
Покупная нефть для перепродажи	9 278	17 139	6 030
Покупные нефтепродукты для перепродажи	37 406	48 707	37 013
Итого реализация на внутреннем рынке	46 684	65 846	43 043
<i>Реализация в СНГ</i>			
Покупная нефть для перепродажи	2 418	-	2 044
Покупные нефтепродукты для перепродажи	1 189	673	2 669
Итого реализация в СНГ	3 607	673	4 713
<i>Реализация в страны дальнего зарубежья</i>			
Покупная нефть для перепродажи	9 982	17 922	9 772
Покупные нефтепродукты для перепродажи	4 339	6 164	3 544
Итого реализация в страны дальнего зарубежья	14 321	24 086	13 316
Прочее	4 066	2 246	1 893
Межсегментная реализация	1 579	2 412	2 129
Итого выручка от переработки нефти и реализации нефтепродуктов	70 257	95 263	65 094
Нефтехимия			
Шины – реализация на внутреннем рынке	14 549	17 100	18 100
Шины – реализация в СНГ	3 521	2 784	3 337
Шины – реализация в страны дальнего зарубежья	793	1 325	1 080
Продукты нефтехимии, нефтепереработки и прочее	1 555	1 256	1 609
Межсегментная реализация	1 168	1 158	1 370
Итого выручка от нефтехимии	21 586	23 623	25 496
Итого выручка от реализации по сегментам	385 993	448 703	352 484
Корпоративная и прочая реализация	8 679	12 733	12 446
Исключение межсегментных продаж	(14 024)	(17 104)	(8 654)
Итого выручка от реализации и прочей операционной деятельности	380 648	444 332	356 276

⁽¹⁾ – сокращение СНГ означает Содружество Независимых Государств (не включая Российскую Федерацию).

⁽²⁾ – 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 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Прибыль по сегментам			
Разведка и добыча нефти	69 947	36 554	61 982
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	6 686	12 009	11 007
Нефтехимия	789	1 045	3 843
Итого прибыль по сегментам	77 422	49 608	76 832
Корпоративная и прочие	(8 713)	(15 405)	(20 104)
Прочий доход/ (расход)	5 817	(16 049)	5 881
Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров	74 526	18 154	62 609

Активы сегментов.

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Активы			
Разведка и добыча нефти	245 948	218 509	225 817
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	132 207	72 720	21 715
Нефтехимия	23 496	18 768	13 881
Корпоративные и прочие	94 091	82 983	108 806
Итого активы	495 742	392 980	370 219

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 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Амортизация, истощение и износ			
Разведка и добыча нефти	9 081	7 673	7 582
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	906	849	598
Нефтехимия	677	621	773
Корпоративные и прочие	1 253	996	1 426
Итого износ, истощение и амортизация по сегментам	11 917	10 139	10 379
Поступление основных средств			
Разведка и добыча нефти	16 455	23 391	19 445
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	64 805	26 613	10 754
Нефтехимия	5 947	6 263	2 061
Корпоративные и прочие	2 052	4 207	2 175
Итого поступление основных средств	89 259	60 474	34 435

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 2009, 2008 и 2007 гг. Группа имела 6 298 млн. рублей, 8 328 млн. рублей и 8 292 млн. рублей займов выданных и векселей к получению от ОАО «Банк Зенит» и его дочернего общества ОАО «Банк Девон Кредит». Эти займы и векселя с процентными ставками от 7,0% до 8,5% подлежат погашению в период с 2010 по 2019 гг. По состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. Группа имела краткосрочные и долгосрочные депозитные сертификаты в ОАО «Банк Зенит» и его дочернем обществе ОАО «Банк Девон Кредит» на сумму 11 237 млн. рублей, 11 966 млн. рублей и 12 592 млн. рублей, соответственно.

В марте 2009 г. Компания разместила долгосрочный кредит в ОАО «Банк Зенит» на сумму 2 140 млн. рублей на срок 10 лет на 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 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год закончившийся 31 декабря 2007
Реализация сырой нефти	-	37	6
Объемы реализации сырой нефти (в тыс. тонн)	-	4	1
Реализация нефтепродуктов	24	27	82
Объемы реализации нефтепродуктов (в тыс. тонн)	1	1	5
Реализация продуктов нефтехимии	-	2	-
Прочая реализация	740	2 002	851
Покупка сырой нефти	(4 927)	(11 233)	(7 766)
Объемы покупки сырой нефти (в тыс. тонн)	350	760	693
Покупка нефтепродуктов	-	-	(18)
Объемы покупки нефтепродуктов (в тыс. тонн)	-	-	1
Покупка электроэнергии	(193)	(5 284)	(4 425)
Прочая покупка	(216)	(1 148)	(980)

В течение 2009, 2008 и 2007 гг., Группа реализовала нефть на комиссию, полученную от связанных сторон в сумме 8 859 млн. рублей (780 тыс. тонн), 6 278 млн. рублей (580 тыс. тонн) и 5 220 млн. рублей (533 тыс. тонн), соответственно.

Примечание 17. Операции со связанными сторонами (продолжение)

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Активы			
Дебиторская задолженность (Примечание 4)	551	778	1 051
Векселя к получению (Примечание 8)	1 150	3 352	5 021
Краткосрочные депозитные сертификаты (Примечание 5)	14 341	11 666	12 506
Торговые ценные бумаги (Примечание 5)	46	-	223
Займы выданные (Примечание 8)	397	1 809	931
Краткосрочная задолженность связанных сторон	16 485	17 605	19 732
Долгосрочные депозитные сертификаты (Примечание 5)	2 846	500	-
Долгосрочные займы выданные (Примечание 8)	5 675	4 925	6 541
Долгосрочная дебиторская задолженность (Примечание 9)	3	6	5
Долгосрочная задолженность связанных сторон	8 524	5 431	6 546
Обязательства			
Прочая кредиторская задолженность (Примечание 12)	(513)	(285)	(75)
Векселя к уплате	-	(22)	-
Краткосрочные кредиты и займы (Примечание 11)	(258)	(21)	(94)
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	(732)	(453)	(1 218)
Краткосрочная задолженность перед связанными сторонами	(1 503)	(781)	(1 387)

Примечание 18. Финансовые инструменты и управление рисками

Справедливая стоимость. Оценка справедливой стоимости финансовых инструментов определяется с использованием разнообразной рыночной информации и прочих оценочных моделей. Между тем субъективные оценки требуются для объяснения рыночных показателей с целью разработки оценочных моделей. Эти оценки не обязательно являются аналогами тех денежных средств, которые Компания могла бы получить, продав финансовый инструмент на открытом рынке в настоящий момент.

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.

Как показано в Примечании 5, Компания имеет инвестиции в ряд компаний. Не существует рыночных цен, на которые можно ссылаться для оценки этих инвестиций, и точная оценка справедливой стоимости не может быть осуществлена без чрезмерных затрат.

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 Положение Кодификации ASC 820 «Оценка по справедливой стоимости». Применение Кодификации ASC 820 не оказало влияния на существующие в Компании методы оценки по справедливой стоимости. Однако Кодификация ASC 820 содержит требование по раскрытию информации об иерархии 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 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 легко реализуемые ценные бумаги, которые активно обращаются на российском рынке.

Уровень 2: Оценка с использованием объявленных цен на рынках, которые не считаются активными, или финансовых инструментов, по которым все существенные данные можно получить, прямо или косвенно, в течение всего срока эксплуатации актива или срока погашения обязательства. Некоторые инвестиции, имеющиеся у IPCG Фонда, который учитывается по методу долевого участия, включая его инвестиции в ОАО «Банк Зенит», оцениваются с использованием данных Уровня 2.

Примечание 18. Финансовые инструменты и управление рисками (продолжение)

Уровень 3: Оценка с использованием существенных данных, которые не являются доступными на рынке. 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, некоторые инвестиции, имеющиеся у Фонда IPCG, оцениваются с применением информации Уровня 3.

Активы и обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости на постоянной основе

Легкорезализуемые ценные бумаги: Группа имеет в наличии 7 220 млн. рублей, 7 678 млн. рублей и 10 659 млн. рублей в виде легкорезализуемых ценных бумаг по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно. Группа рассчитывает справедливую стоимость своих легкорезализуемых ценных бумаг исходя из объявленной рыночной стоимости идентичных активов и обязательств (Уровень 1).

IPCG Фонд: IPCG Фонд следует принципам бухгалтерского учета, изложенным в Руководстве по аудиту и бухгалтерскому учету Американского института дипломированных бухгалтеров (AICPA) «Инвестиционные компании». Таким образом, инвестиции IPCG Фонда оцениваются по справедливой стоимости на каждый отчетный период главным образом с использованием данных Уровня 2. Балансовая стоимость финансовых вложений Компании в фонд IPCG составляет 3 619 млн. рублей, 3 283 млн. рублей и 11 553 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно.

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. Как правило, Группа не требует предоставления обеспечения для ограничения риска убытков, однако иногда используются аккредитивы и предоплата, особенно в отношении дебиторской задолженности от экспортных операций. При том, что на возможность получения данной дебиторской задолженности могут оказать воздействие различные экономические факторы, 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 нескольких российских банках. Руководство регулярно проводит анализ кредитоспособности банков, в которые вложены средства Группы.

Предоплаченный НДС, представляющий собой суммы, уплаченные поставщикам, подлежит возмещению налоговыми органами в виде зачета в счет НДС на доходы Группы, подлежащего уплате налоговыми органами, 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 2009, 2008 и 2007 гг., Группа не имела обязательств по гарантиям.

Экономическая ситуация. 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.

Волатильность на глобальных финансовых рынках в последний период. В результате мирового кризиса ликвидности в 2009 г., помимо всего прочего, произошло снижение уровня финансирования на рынках капитала, а также уровня ликвидности по всей России. Неопределенность на мировом финансовом рынке привела к банкротству и/или спасению банков. Такая ситуация может оказать влияние на возможности Группы по привлечению новых заемных средств и рефинансированию существующих займов на условиях, которые применялись к аналогичным операциям в предыдущие периоды или в целом благоприятны Группе. Кроме того, в связи с неопределенностью на мировых рынках и прочими региональными факторами волатильность на российских фондовых рынках существенно возросла в течение 2009 г.

Примечание 19. Договорные и условные обязательства (продолжение)

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» в настоящее время финансируется кредитной линией в размере 2,0 млрд. долларов США, из которых 2,0 млрд. долларов США были получены по состоянию на 31 декабря 2009 г. Кроме того, ОАО «ТАНЕКО» имеет возможность продлить срок действия кредитной линии до июля 2010 г. 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. Налоговая система Российской Федерации находится в процессе развития, многие положения налогового законодательства допускают разные интерпретации. 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 проверка могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

В настоящее время налоговыми органами проводятся проверки Компании ее дочерних обществ за 2008 г. Хотя в настоящее время результаты проверок еще не озвучены, руководство Компании считает что эти результаты не окажут существенного влияния на консолидированные отчеты о финансовых результатах, совокупной прибыли и движении денежных средств.

Обязательства по охране окружающей среды. Группа и ее предшественники осуществляют свою деятельность в Республике Татарстан в течение многих лет в условиях отсутствия развитого законодательства по защите окружающей среды. 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.

Обязательства, связанные с юридическими вопросами. Группа выступает ответчиком в ряде судебных процессов и является участником других процессов, возникающих в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности. Несмотря на то, что в настоящее время исход этих процессов не может быть определен, руководство считает, что эти процессы не окажут значительного негативного влияния на финансовое состояние, ликвидность и результаты хозяйственной деятельности Группы. 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.

Обязательства капитального характера. Группа имеет обязательства капитального характера связанные в основном со строительством ТАНЕКО на сумму 17 885 млн. рублей. Эти обязательства подлежат исполнению в период 2010-2011 гг.

Объекты социальной сферы. Группа вносит значительный вклад в поддержание социальной инфраструктуры и благосостояния своих сотрудников в Республике Татарстан, 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 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.

Примечание 19. Договорные и условные обязательства (продолжение)

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 инициировала процессуальные действия в международном арбитраже по оспариванию действий украинской стороны.

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 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 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. Это решение еще не приобрело законной силы и в настоящий момент находится в стадии апелляции.

В настоящее время осуществляется ряд юридических процедур в Украинских, Российских и Международных Судах по возвращению активов Группы. На 31 декабря 2009 г., все юридические процедуры, указанные выше не дали существенных результатов. В результате продолжающихся судебных разбирательств в отношении интересов акционеров в 2009 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 27 апреля 2010 г. и полагаем что корректировки или дополнительные раскрытия не являются необходимыми.

ТАТНЕФТЬ

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

(в миллионах 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 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 2009 г., так как ее не возможно оценить.

Ниже приведено количество доказанных запасов нефти и газа по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., а также изменение резервов.

Использованные в отчете определения соответствуют требованиям Комиссии по Ценным бумагам.

Группа осуществляет свою деятельность преимущественно в географических пределах Республики Татарстан Российской Федерации, поэтому вся информация, представленная в данном разделе, касается этого региона.

Затраты на разведку и добычу нефти и газа

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на разведку и добычу нефти и газа. 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 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Затраты на геологоразведочные работы	5 300	4 707	2 302
Затраты на разработку месторождений	15 312	13 244	9 843
Итого затраты на геологоразведочные работы и разработку месторождений	20 612	17 951	12 145

За год, закончившийся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. затраты на приобретение прав на разработку нефти и газа являются незначительными в масштабах деятельности Группы по разведке и добыче нефти и газа.

Капитализированные затраты запасов нефти

	На 31 декабря 2009	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Скважины, вспомогательное оборудование и сооружения	285 157	272 257	252 776
Основные средства по недоказанным запасам	13 197	11 898	7 758
Незавершенные скважины, оборудование и сооружения	3 780	2 979	3 127
Итого капитализированные затраты запасов нефти	302 134	287 134	263 661
Накопленная амортизация, истощение и износ	(125 406)	(120 483)	(116 361)
Чистые капитализированные затраты запасов нефти	176 728	166 651	147 300

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

(в миллионах 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 поправки на влияние инфляции на денежные активы и пассивы. 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 2009	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Выручка, полученная от добычи			
Реализация	278 399	311 200	253 114
Передача ⁽¹⁾	11 277	13 534	5 155
Итого выручка от добычи	289 676	324 734	258 269
За вычетом:			
Производственные и операционные затраты на добычу ⁽²⁾	49 549	44 786	36 347
Затраты на геологоразведочные работы	3 540	3 770	1 577
Амортизация, истощение и износ	9 081	7 673	7 582
Налоги, за исключением налога на прибыль	151 971	213 280	142 164
Налог на прибыль	15 107	13 254	16 944
Финансовые результаты от деятельности по добыче нефти и газа	60 428	41 971	53 655

⁽¹⁾ Передача представляет собой объемы нефти, переданные для последующей переработки нефтеперерабатывающим дочерним предприятиям, оценка которых произведена по средней цене на нефть на внутреннем рынке.

⁽²⁾ Производственные и операционные затраты на добычу включают в себя транспортные расходы и корректировку сумм дисконта в соответствии с Кодификацией ASC 410-20.

Средняя цена реализации нефти (включая передачу нефти) составляла 11 001 рублей, 12 962 и 9 654 рублей за тонну в 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно. Производственные и операционные затраты на добычу составили 1 898 рублей, 1 719 рублей и 1 402 за тонну в 2009, 2008 и 2007 гг., соответственно.

Доказанные запасы нефти

Далее представлена информация, подготовленная независимой инженерной фирмой «Миллер энд Ленц, Лтд.», о доказанных запасах нефти Группы на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. Используемые 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 большинства существующих лицензий истекает в период с 2013 по 2019 гг., а на крупнейшее месторождение Группы, Ромашкинское, в 2038 г. 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 затраты на нефть, при которых достигается экономическая эффективность добычи нефти.

В связи с присущей неопределенностью 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 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 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
Чистые доказанные разработанные запасы	3 600	506	2 374	333	5 974	839
Чистые доказанные неразработанные запасы	75	11	92	12	167	23
Чистые доказанные разработанные и неразработанные запасы	3 675	517	2 466	345	6 141	862

Чистые доказанные запасы на 31 декабря 2008 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	2 395	336	782	110	3 177	446
Чистые доказанные разработанные непроизводящие запасы	1 168	164	1 122	158	2 290	322
Чистые доказанные разработанные запасы	3 563	500	1 904	268	5 467	768
Чистые доказанные неразработанные запасы	60	8	98	14	158	22
Чистые доказанные разработанные и неразработанные запасы	3 623	508	2 002	282	5 625	790

ТАТНЕФТЬ

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

(в миллионах рублей)

Доказанные запасы нефти (продолжение)

Чистые доказанные запасы на 31 декабря 2007 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	2 382	334	1 369	193	3 751	527
Чистые доказанные разработанные непроизводящие запасы	632	89	1 522	213	2 154	302
Чистые доказанные разработанные запасы	3 014	423	2 891	406	5 905	829
Чистые доказанные неразработанные запасы	33	5	202	28	235	33
Чистые доказанные разработанные и неразработанные запасы	3 047	428	3 093	434	6 140	862

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)
Запасы на 31 декабря 2006 г.	3 046	427	2 865	403	5 911	830
Пересмотр предыдущих оценок	185	27	228	31	413	58
Добыча	(184)	(26)	-	-	(184)	(26)
Запасы на 31 декабря 2007 г.	3 047	428	3 093	434	6 140	862
Пересмотр предыдущих оценок	762	106	(1 091)	(152)	(329)	(46)
Добыча	(186)	(26)	-	-	(186)	(26)
Запасы на 31 декабря 2008 г.	3 623	508	2 002	282	5 625	790
Пересмотр предыдущих оценок	238	35	464	63	702	98
Добыча	(186)	(26)	-	-	(186)	(26)
Запасы на 31 декабря 2009 г.	3 675	517	2 466	345	6 141	862

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

(в миллионах 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 за отчетный период 2009 г., а будущие потоки денежных средств предшествовавших периодов рассчитаны с применением цен, действовавших на конец года, к ожидаемому объему 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 2009, 2008 и 2007 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 2009, 2008 и 2007 гг. использовались следующие чистые цены за тонну: 199,98 долларов США, 131,7 долларов США и 335,71 долларов США (28,08 долларов США, 18,49 долларов США и 47,13 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.

	За год, закончившийся 31 декабря 2009г.	За год, закончившийся 31 декабря 2008г.	За год, закончившийся 31 декабря 2007г.
	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов
Будущие денежные поступления	5 493 325	3 136 411	7 330 086
Затраты будущих периодов на добычу	(2 978 580)	(2 096 616)	(3 559 680)
Затраты будущих периодов на разработку	(188 733)	(190 835)	(144 150)
Налог на прибыль будущих периодов	(455 042)	(160 645)	(859 820)
Чистые денежные потоки будущих периодов	1 870 970	688 315	2 766 436
Дисконтирование по 10% годовой ставке	(1 328 718)	(508 440)	(2 105 211)
Дисконтированные чистые денежные потоки будущих периодов	542 252	179 875	661 225

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

(в миллионах рублей)

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2009г.	За год, закончившийся 31 декабря 2008г.	За год, закончившийся 31 декабря 2007г.
	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов
На начало года	179 875	661 225	306 981
Реализация и передача добытой нефти, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	(88 157)	(66 669)	(77 384)
Чистое изменение в ценах за тонну реализованной продукции, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	435 952	(694 917)	510 655
Изменения оценок будущих затрат на разработку месторождений	(11 611)	(21 415)	(14 593)
Затраты на разработку, понесенные в течение отчетного периода	15 312	13 244	9 843
Пересмотр оценок относительно объемов	54 661	24 541	7 363
Изменение налога на прибыль, нетто	(90 240)	162 992	(112 649)
Корректировка суммы дисконта	19 085	95 649	38 039
Прочие	27 375	5 225	(7 030)
На конец года	542 252	179 875	661 225

За годы, закончившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. дисконтированные денежные потоки от чистых доказанных резервов включают в себя 75 848 млн. рублей, 22 913 млн. рублей и 105 349 млн. рублей, соответственно, извлекаемых до истечения срока действия лицензий.