



**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ
ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 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 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.

30 апреля 2009 г.

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные бухгалтерские балансы

(в миллионах рублей)

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

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные отчеты о финансовых результатах и совокупной прибыли

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности	16	444 332	356 276
Расходы и прочие вычеты			
Операционные расходы		65 961	59 623
Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов		58 919	43 297
Затраты на геологоразведочные работы		3 770	1 577
Транспортные расходы		11 556	8 431
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		36 571	22 349
Амортизация, истощение и износ	16	10 139	10 379
Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений		1 684	5 253
Налоги, кроме налога на прибыль	14	217 271	146 299
Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передача объектов социальной сферы	10	4 258	2 340
Итого расходы и прочие вычеты		410 129	299 548
Прочие доходы (расходы)			
Доходы / (расходы) от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия	5	(9 556)	5 789
Убыток по курсовым разницам		(6 135)	(2 623)
Доходы по процентам		3 753	2 779
Расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы		(580)	(60)
Прочие расходы, нетто		(3 531)	(4)
Итого прочие (расходы) доходы		(16 049)	5 881
Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства		18 154	62 609
Налог на прибыль			
Текущий налог на прибыль		(16 043)	(18 895)
Отложенный налог на прибыль		6 701	641
Итого расходы по налогу на прибыль	14	(9 342)	(18 254)
Прибыль до учета доли меньшинства		8 812	44 355
Доля меньшинства в чистой прибыли		(399)	(1 076)
Чистая прибыль		8 413	43 279
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		698	(143)
Актuarная прибыль		510	-
Совокупная прибыль		9 621	43 136
Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)	15		
Обыкновенную		3,79	19,50
Привилегированную		3,53	19,27
Средневзвешенное количество выпущенных акций (в миллионах штук)	15		
Обыкновенных		2 076	2 073
Привилегированных		148	148

ТАТНЕФТЬ**Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

(в миллионах рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Операционная деятельность		
Чистая прибыль	8 413	43 279
Корректировки:		
Доля меньшинства в чистой прибыли	399	1 076
Амортизация, истощение и износ	10 139	10 379
Отложенный налог на прибыль	(6 701)	(641)
Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений	1 684	5 253
Передача объектов социальной сферы	1 413	-
Влияние курсовых разниц	8 075	(37)
Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия, за вычетом полученных дивидендов	9 964	(5 128)
Увеличение обязательств, связанных с окончанием срока использования активов	3 204	2 899
Изменение справедливой стоимости торговых ценных бумаг	2 330	1 065
Изменение резервов по сомнительным долгам	12 496	-
Прочее	2 187	209
Изменения в оборотном капитале, исключая денежные средства:		
Расчеты с покупателями и заказчиками	11 720	(18 845)
Товарно-материальные запасы	(671)	35
Предоплата и прочие текущие активы	(10 398)	1 916
Торговые ценные бумаги	635	1 788
Расчеты со связанными сторонами	(38)	836
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	3 421	(318)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(6 077)	3 104
Обязательства по уплате налогов	(4 042)	2 210
Векселя к оплате	18	193
Прочие долгосрочные активы	(319)	(1 240)
Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности	47 852	48 033
Инвестиционная деятельность		
Приобретение основных средств	(60 441)	(33 649)
Денежные поступления от реализации основных средств	1 030	4 531
Денежные поступления от реализации финансовых вложений	(180)	9 431
Приобретение финансовых вложений	(900)	(2 742)
Депозитные сертификаты	4 180	(11 351)
Займы и векселя к получению	(1 716)	(3 333)
Денежные средства с ограничением к использованию	(3 708)	(2 511)
Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	(61 735)	(39 624)

ТАТНЕФТЬ**Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

(в миллионах рублей)

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

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные отчеты о движениях в акционерном капитале

(в миллионах рублей, за исключением информации по акциям)

	2008		2007	
	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
Обыкновенные акции				
Остаток на 1 января и 31 декабря				
(акции в тысячах штук)	2 178 691	2 179	2 178 691	2 179
Выкупленные собственные акции, по себестоимости				
Остаток на 1 января	101 057	(2 802)	111 299	(2 786)
Покупка	9 096	(1 525)	4 115	(331)
Продажа	(10 064)	367	(14 357)	315
Остаток на 31 декабря	100 089	(3 960)	101 057	(2 802)
Добавочный капитал				
Остаток на 1 января		95 274		95 337
Операции с собственными акциями		897		(63)
Остаток на 31 декабря		96 171		95 274
Прочий накопленный совокупный (убыток)/доход				
Остаток на 1 января		(461)		(318)
Актуарная прибыль		510		-
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		698		(143)
Остаток на 31 декабря		747		(461)
Нераспределенная прибыль				
Остаток на 1 января		169 721		137 143
Чистая прибыль		8 413		43 279
Дивиденды		(13 143)		(10 701)
Остаток на 31 декабря		164 991		169 721
Итого акционерный капитал на 31 декабря		260 276		264 059

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 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 от 17 ноября 1992 г. № 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 2008 г. 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», 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) поощрении сотрудников акциями; (7) учету основных средств нефтегазового назначения; (8) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств; (9) учету обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов; (10) пенсионные выплаты и прочие обязательства, возникающие после выхода на пенсию, (11) объединению компаний и признанию деловой репутации; (12) консолидации и учету дочерних компаний, долевого участия и предприятий с переменным участием (ППУ).

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

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 Стандарта финансового учета США (далее, «SFAS») № 52 «Пересчет иностранных валют».

Примечание 2. Основные принципы представления финансовой отчетности (продолжение)

Согласно SFAS 52, 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 «Прочий накопленный совокупный 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 29,38 и 24,55 рублей за 1 доллар США на 31 декабря 2008 и 31 декабря 2007 гг., соответственно. Средний курс составил 24,86 и 25,58 рублей за 1 доллар США год, закончившийся 31 декабря 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. 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 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».

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

Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики

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

На 31 декабря 2008 и 2007 гг., деньги и денежные эквиваленты Группы, включая суммы номинированные в долларах США составляли 1 136 млн. рублей (39 млн. долларов США) и 2 954 млн. рублей (120 млн. долларов США), соответственно.

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.

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

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, 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 двух 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 невыполнимо.

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, по факту выдачи классифицируются как займы, выданные Группой, и 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 SFAS № 144 «Учет обесценения стоимости и выбытия активов» (далее, «SFAS 144»). 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 SFAS № 69 «Раскрытие информации о деятельности, связанной с добычей нефти и газа», при раскрытии такой информации в допущениях должны использоваться цены 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 выбытия согласно SFAS 144, отражаются в учете по наименьшей из амортизированной или справедливой стоимости за вычетом затрат на выбытие. Стоимость основных средств с недоказанными запасами нефти и газа проходит регулярную оценку, и рассчитанное обесценение, если таковое присутствует, относится на расходы.

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

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

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

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

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.

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

Будущие затраты на ликвидацию скважин рассчитываются Группой с учетом действующих нормативных и лицензионных требований и основаны на накопленном руководством опыте анализа соответствующих затрат и необходимости таких операций. Ожидается, что большинство этих затрат не будет понесено ранее чем через несколько лет или десятков лет и будет профинансировано за счет общих средств Группы на момент выбытия из эксплуатации. У Группы нет юридических или договорных обязательств по списанию или ликвидации нефтехимических, перерабатывающих, маркетинговых и сбытовых активов. Продолжающееся развитие системы нормативно-правового регулирования в России может привести к новым изменениям в требованиях и затратах, связанных с окончанием срока полезного использования активов.

Согласно SFAS 143, 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. Эта расчетная цена в некоторых случаях именуется надбавкой за рыночный риск. В настоящее время в нефтегазовой отрасли крайне редко встречаются случаи готовности кредитоспособных третьих лиц принять на себя (за определенную цену) 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 согласно SFAS 143.

Соответствующие издержки, связанные с окончанием срока полезного использования активов, капитализируются как часть остаточной стоимости основных средств. 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 кредитруется на накопленную амортизацию.

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

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

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

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 обеспечения работников ОАО «Татнефть» и договорами, заключенными между Компанией или ее дочерними предприятиями, руководством и «Национальным негосударственным пенсионным фондом».

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

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 136 541 млн. рублей и 85 327 млн. рублей на 31 декабря 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 нефтепродуктов, 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 Стандартом SFAS № 153 «Обмен немонетарных активов», 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, («Программа»). В соответствии с условиями Программы, высшему руководству и директорам Компании, в соответствии с решением Совета Директоров, ежегодно предоставляются премии («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 (как правило, в марте каждого года). Цена на акции определяется на основе средней ежедневной торговой цены, фиксируемой на Московской Межбанковской Валютной Бирже («ММВБ»). Премии в основном выплачиваются в течение 90 дней после окончания года и зависят от индивидуальных результатов деятельности высшего руководства и директоров Компании.

Компания отражает Премии по методу учета обязательств, предусмотренному SFAS № 123-R. 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 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.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2008 г., Компания распределила премии в объеме 8 753 600 для поощрения высшего руководства и директоров, из которых соответственно 8 238 600 ожидаются к погашению по расчетной цене 153,54 рублей на акцию. Окончательный расчет по премиям является предметом утверждения на годовом собрании акционеров Компании в июне 2009 г. В течение года, закончившегося 31 декабря 2007 г., Компания распределила премии в объеме 8 874 000 для поощрения высшего руководства и директоров, из которых соответственно 8 780 600 были погашены по расчетной цене 145,25 рублей на акцию. Сумма соответствующих расходов на выплату вознаграждений, отраженная в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли за годы, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг., составила 1 290 млн. рублей и 1 263 млн. рублей, соответственно.

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

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 активов по отложенному налогу является маловероятной, то по ним создаются резервы.

Группа начала применять Положение FIN 48 («FIN») Совета по стандартам финансового учёта («FASB») «Учет неопределенности при расчете налога на прибыль» с 1 января 2007 г.. Согласно данному стандарту, обязательства по непризнанному налогу на прибыль вместе с соответствующими начисленными процентами и штрафами отражаются в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли как расходы по налогам. Применение FIN 48 не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Доля меньшинства. Доля меньшинства представляет пропорциональную долю миноритарных акционеров в капитале дочерних обществ Группы. Она рассчитывается на основе доли владения миноритарных 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 FIN 45 «Учет и требования к раскрытию гарантий выданных, включая косвенные гарантии погашения задолженности третьих лиц».

Новые стандарты учета:

В июне 2007 г. Американский институт сертифицированных бухгалтеров (AICPA) выпустил Отчет о положении № 07-1 «Разъяснение области применения руководства по аудиту и бухгалтерскому учету «Инвестиционные компании» и порядка учета инвестиций в инвестиционные компании материнскими компаниями и инвесторами, учитывающими вложение средств по методу долевого участия» (SOP 07-1). В данном документе содержатся инструкции, как установить, требуется ли компании применять принципы бухгалтерского учета, изложенные в руководстве AICPA «Руководство по аудиту и бухгалтерскому учету «Инвестиционные компании» («Руководство»); при этом дается разъяснение определения инвестиционной компании, а также должен ли быть сохранен порядок учета инвестиционной компании материнской компанией при консолидации дочернего общества инвестиционной компании или инвестором при применении учета по методу долевого участия к объекту инвестиций инвестиционной компании. В феврале 2008 года Совета по стандартам финансового учёта («FASB») выпустил FSP SOP 07-1-1 «Дата вступления в силу Отчета о положении № 07-1» о перенесении срока вступления в силу SOP 07-1 на неопределенный период. Объект инвестиций Группы – International Petro-Chemical Growth Fund Limited (далее, «Фонд») (см. Примечание 5) – является инвестиционной компанией в соответствии с установленным в Руководстве определением. Компания применила к Фонду специальный порядок учета в соответствии с требованиями EITF 85-12 «Сохранение специального порядка учета инвестиций при консолидации». Сами инвестиции, держателем которых является Фонд, отражаются по справедливой стоимости, и доля Группы в доходе от акций включает прибыли и убытки, возникающие в результате изменения справедливой стоимости инвестиций Фонда. Компания будет осуществлять мониторинг развития ситуации вокруг данного Отчета с целью оценки возможного влияния (при наличии) на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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

В декабре 2007 г. Совет по стандартам финансового учета выпустил SFAS № 141 (R) «Объединение компаний». SFAS 141 (R) был разработан в целях более широкого применения метода оценки по справедливой стоимости при составлении финансовой отчетности и повышения прозрачности с помощью раскрытия дополнительной информации. Данное положение вносит изменения в метод учета операций по приобретению компаний и окажет влияние на финансовую отчетность на дату приобретения и в последующие периоды. Некоторые из этих изменений приведут к повышению волатильности прибыли. Теперь компания-покупатель должна отражать все активы и обязательства приобретенной компании по справедливой стоимости и относить затраты, связанные со сделкой и с реструктуризацией, на расходы в отличие от ранее применяемого метода, когда эти затраты капитализировались в рамках сделки по приобретению. SFAS 141 (R) также окажет влияние на ежегодное тестирование на предмет обесценения гудвила, возникающего в результате сделок по приобретению, в том числе сделок, заключенных до даты вступления в силу SFAS 141 (R). Определения понятий «бизнес» и «объединение компаний» были расширены, что привело к увеличению количества операций, которые были классифицированы как объединение компаний. SFAS 141 (R) применяется в отношении финансовых годов и промежуточных периодов годов, начинающихся 31 декабря 2008 г. или после этой даты, причем его применение к более ранним периодам запрещается. Группа примет положения этого стандарта по объединениям компаний по всем сделкам совершенным после 1 января 2009 г.

В декабре 2007 г. Совет по стандартам финансового учета выпустил SFAS № 160 «Доля неконтролирующих акционеров в консолидированной финансовой отчетности - поправка к Бюллетеню бухгалтерских исследований № 51». В SFAS 160 разъясняется, что доля неконтролирующих акционеров (которую ранее обычно называли «долей меньшинства») в дочернем обществе является долей участия в консолидируемом предприятии и должна отражаться в консолидированной финансовой отчетности в составе собственного капитала. SFAS 160 внес изменения в порядок представления данных в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли: теперь требуется отдельное отражение в отчетности консолидированной чистой прибыли, которая относится к доле участия материнской компании и доле неконтролирующих акционеров. Ранее чистая прибыль, относящаяся к доле неконтролирующих акционеров, обычно отражалась в качестве расходов или прочих вычетов при расчете консолидированной чистой прибыли, и ее часто объединяли с другими показателями финансовой отчетности. Кроме того, доли участия, не принадлежащие материнской компании, должны быть четко определены, классифицированы и представлены в составе капитала в консолидированной финансовой отчетности отдельно от капитала материнской компании. Последующие изменения доли участия материнской компании, пока материнская компания сохраняет за собой контрольную долю участия в своем дочернем обществе, должны соответствующим образом отражаться в учете. После исключения дочернего общества из консолидации все сохраненные доли участия неконтролирующих акционеров в бывшем дочернем обществе необходимо первоначально оценить по справедливой стоимости. Также требуется раскрывать дополнительную информацию, включая данные о сверке долей участия материнской компании и неконтролирующих акционеров. SFAS 160 применяется в отношении финансовых годов и промежуточных периодов, начинающихся 15 декабря 2008 г. или после этой даты, причем его применение к более ранним периодам запрещается. Данный стандарт необходимо применять на перспективной основе. Таким образом, руководство Группы считает, что SFAS 160 не окажет значительного влияния на финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Группы.

В ноябре 2008 года FASB выпустил EITF 08-6 «Учет инвестиций по методу долевого участия», который уточняет отдельные аспекты учета и обесценения инвестиций, учитываемых по методу долевого участия. EITF 08-6 применяется для всех инвестиций, учитываемых по методу долевого участия и, в частности, уточняет способы определения первоначальной стоимости инвестиций, снижения стоимости и изменения доли владения в инвестициях, учитываемых по методу долевого участия. Стандарт требует перспективного применения, вступает в силу и действует в отношении отчетных периодов, начинающихся 15 декабря 2008 г. и после. Досрочное применение не допускается. Руководство Компании полагает, что применение EITF 08-6 не окажет существенного влияния на финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств.

В декабре 2008 г. Совет по стандартам финансового учета выпустил FSP FAS 132 (R)-1 «Раскрытие информации об активах пенсионного плана работодателями», в котором содержится руководство к раскрытию информации об активах пенсионного плана с установленными выплатами или других пенсионных планов работодателем. Данный стандарт включает требование по раскрытию дополнительной информации об инвестиционной политике и стратегиях, отражении справедливой стоимости категории активов в финансовой отчетности и прочей информации об оценке справедливой стоимости. FSP вступает в силу с 1 января 2009 г.; досрочное применение разрешается. При первом применении в целях представления сопоставимых данных предыдущих периодов FSP FAS 132(R)-1 не применяется. Компания увеличит объем раскрываемой информации в соответствии с FSP FAS 132(R)-1 в своей консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 г. Применение данного стандарта не должно оказать существенного влияния на консолидированные результаты операционной деятельности, финансовое положение и потоки денежных средств Компании.

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

В декабре 2008 г. Комиссия по ценным бумагам и биржам (SEC) опубликовала новую версию требований к раскрытию информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа. Новые требования к раскрытию включают: новое определение деятельности по добыче нефти и газа; отчет о резервах нефти и газа с использованием невзвешенных арифметических средних цен на первый день каждого месяца в течение предшествующих двенадцати месяцев; допустимое раскрытие вероятных и возможных запасов, а также другие изменения. SEC указывает, что совместно с Комитетом по Стандартам Финансового Учета (FASB) будут предприняты меры по сближению учетных принципов с этими новыми правилами. Компания полностью будет выполнять требования публикации финансовой отчетности акционерных компаний в части дополнительной информации о ее деятельности по разведке и добыче нефти и газа в течении года, закончившегося 31 декабря 2008 г. Компания в настоящее время оценивает, какое влияние эти новые требования могут оказать на ее финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств.

Примечание 4. Расчеты с покупателями и заказчиками

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

	На 31 декабря 2008			На 31 декабря 2007		
	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон (Прим. 17)	Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон (Прим. 17)	Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам
Дебиторская задолженность – внутренний рынок	9 861	476	9 385	7 880	544	7 336
Дебиторская задолженность – экспорт	10 913	-	10 913	34 464	-	34 464
Прочая дебиторская задолженность	2 852	302	2 550	2 900	507	2 393
Итого расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам	23 626	778	22 848	45 244	1 051	44 193

На 31 декабря 2008 и 2007 гг. дебиторская задолженность по продажам на экспорт составила 371 млн.долларов США и 1 404 млн. долларов США, соответственно.

Расчеты с покупателями и заказчиками представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 12 980 млн. рублей и 375 млн. рублей на 31 декабря 2008 и 2007 гг., соответственно. На торговую экспортную дебиторскую задолженность от ЧМПКП «Авто» связанной с ЗАО «Укртатнафта», владельцем Кременчугского нефтеперерабатывающего завода на 31 декабря 2008 г. был создан резерв в полном объеме в размере 10 786 млн. рублей, 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 представлены ниже:

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Депозитные сертификаты	13 731	15 011
Торговые ценные бумаги	7 678	10 695
Краткосрочные финансовые вложения	21 409	25 706
Минус: краткосрочные финансовые вложения в связанные стороны (см. Примечание 17)	(11 666)	(12 729)
Итого краткосрочные финансовые вложения	9 743	12 977

Примечание 5. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

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 2008	На 31 декабря 2007
Облигации и другие государственные ценные бумаги Российской Федерации	678	563
Корпоративные долговые ценные бумаги	3 634	2 781
Акции	3 366	7 351
Торговые ценные бумаги	7 678	10 695
Минус: корпоративные долговые ценные бумаги связанных сторон (Примечание 17)	-	(223)
Итого торговые ценные бумаги	7 678	10 472

Долгосрочные финансовые вложения представлены ниже:

	Доля владения (в процентах) на	Чистая балансовая стоимость на		Доля Группы в прибыли от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия за год, закончившийся 31 декабря	
	31 декабря 2008	31 декабря 2008	31 декабря 2007	2008	2007
Финансовые вложения, учитываемые по методу долевого участия, и совместные предприятия:					
ЗАО «Татекс»	50	2 125	2 146	60	303
IPCG Фонд	49	3 283	11 553	(9 470)	4 545
ОАО «Банк Зенит»	25	3 712	4 044	(112)	677
Прочие	20-50	356	888	(34)	264
Итого финансовые вложения, учитываемые по методу долевого участия, и совместные предприятия		9 476	18 631	(9 556)	5 789
Долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения:					
ЗАО «Укртатнафта»	9	504	2 751		
ЗАО «ОЛК Центр-капитал»	13	193	193		
Прочие	0-20	543	385		
Итого долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения		1 240	3 329		
Долгосрочные депозитные сертификаты		7 450	10 350		
Минус: долгосрочные депозитные сертификаты связанных сторон (Примечание 17)		(500)	-		
Итого долгосрочные финансовые вложения		17 666	32 310		

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 407 млн. рублей и 501 млн. рублей в 2008 и 2007 гг., соответственно.

Примечание 5. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

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

	2008	2007
Выручка / процентные доходы	28 679	22 595
Чистая прибыль	2 461	3 753
Текущие активы	171 755	152 214
Долгосрочные активы	43 653	66 128
Текущие обязательства	141 966	130 978
Долгосрочные обязательства	33 336	22 956

В результате погашения долей в IPCG Фонде в 2008 г. прочими акционерами, доля Группы Татнефть в Фонде увеличилась до 49,31%. По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг., Фонд владел акциями и депозитарными расписками ОАО Татнефть на сумму 122,7 и 142,2 млн., соответственно, из которых акции Группы были учтены в качестве выкупленных собственных акций. В течение 2008 г. Фонд реализовал 19,5 млн. обыкновенных акций Компании. Величина собственных выкупленных акций в результате этой сделки снизилась на долю пропорционально доли Компании в Фонде. Реализация акций Компании увеличила стоимость вложений в Фонд, учитываемых по методу долевого участия на 1 200 млн. рублей. По состоянию на 31 декабря 2007 г. Фонд косвенно владел долей участия в ОАО «Банк Зенит» в размере 41,92%.

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. обыкновенных акций для частного инвестора, не связанного с Группой, в результате чего произошло уменьшение доли Группы в ОАО «Банк Зенит» до 24,56%.

В декабре 2007 г. Компания приобрела AmRUZ Trading AG («AmRUZ») и Seagroup International Inc. («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 2008	На 31 декабря 2007
Сырье и материалы	5 113	4 857
Сырая нефть	4 599	2 965
Нефтепродукты	1 405	1 952
Продукция нефтехимии и прочая готовая продукция	3 004	1 149
Итого товарно-материальные запасы	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 2008	На 31 декабря 2007
НДС к возмещению	7 925	5 817
Авансы выданные	4 490	3 225
Предоплата по экспортным пошлинам	5 234	6 532
Предоплата по налогу на прибыль	4 763	527
Предоплата по транспортным расходам	696	499
Отложенные налоговые активы (Примечание 14)	19	315
Прочие	2 212	1 053
Итого расходы будущих периодов и прочие текущие активы	25 339	17 968

Примечание 8. Займы выданные

Займы выданные представлены ниже:

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

Займы и векселя выданные на 31 декабря 2008 г. в суммах 996 млн. рублей, 263 млн. рублей и 2 778 млн. рублей подлежат погашению в 2010, 2011 и за период (2012-2024) гг., соответственно.

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

Примечание 9. Долгосрочные активы

Долгосрочные активы представлены ниже:

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2008
Предоплаченное программное обеспечение	1 723	1 405
Долгосрочная дебиторская задолженность	1 387	1 925
Предоплаченные лицензии	1 979	1 346
Долгосрочная часть отложенных налоговых активов (Примечание 14)	1 892	196
Прочие долгосрочные активы	683	1 312
Итого прочие активы	7 664	6 184
Минус: задолженность связанных сторон (Примечание 17)	(6)	(5)
Итого прочие долгосрочные активы	7 658	6 179

Примечание 10. Основные средства

Основные средства представлены ниже:

	Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация	Остаточная стоимость
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 2008 и 2007 гг., нефтегазовые активы включают в себя активы, относящиеся к недоказанным запасам, на сумму 7 223 млн. рублей и 5 952 млн. рублей.

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 крупнейшим из разрабатываемых месторождений, заканчивается в 2038 году. 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. Группа получила письменное подтверждение от Регионального агентства по недропользованию Министерства природных ресурсов Российской Федерации, в котором подтверждалось, что на данный момент Агентством не было выявлено каких-либо нарушений условий лицензий, которые могли бы препятствовать продлению данных лицензий. В письме также указывалось, что, на основе утвержденных технико-экономических обоснований разработки и в соответствии с Законом «О недрах», выданные Группе лицензии будут продлены по ее просьбе. В августе 2006 г. срок действия лицензии на добычу нефти и газа на крупнейшем месторождении Группы, Ромашкинском, был продлен до 2038 г., включительно. 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.

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

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Остаток на начало года	32 037	28 990
Эффект дисконтирования	3 204	2 899
Новые обязательства	191	188
Расходы по текущим обязательствам	(58)	(40)
Остаток на конец года	35 374	32 037
Минус: Краткосрочная часть обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов (Примечание 12)	(111)	(100)
Долгосрочный остаток на конец года	35 263	31 937

Финансовый лизинг.

Ниже представлен анализ арендованных основных средств по договору финансового лизинга:

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Машины и оборудование	7 109	6 617
Минус: накопленная амортизация	(4 944)	(3 889)
	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 2008 г:

Год, закончившийся 31 декабря:	
2009	465
2010	168
2011	37
2012	-
2013	-
Итого будущие лизинговые платежи	670
Минус процент	(81)
Текущая стоимость будущих минимальных лизинговых платежей	589
Минус текущая часть	(465)
Долгосрочная часть обязательств по финансовому лизингу	124

Объекты социальной сферы. В течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2008 и 2007 гг., Группа безвозмездно передала местным администрациям городов и районов объекты социальной сферы на сумму 1 413 млн. рублей и 10 млн. рублей, соответственно. На 31 декабря 2008 и 2007 гг. на балансе Группы находились объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 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 2008 и 2007 гг., Группа понесла расходы, связанные с содержанием социальной инфраструктуры, в размере 2 845 млн. рублей и 2 330 млн. рублей, соответственно, включая содержание школ, жилищного фонда, объектов культуры и городских объектов коммунального хозяйства (см. также Примечание 1).

Примечание 11. Займы

Займы представлены ниже:

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Краткосрочные кредиты и займы		
Кредиты и займы в иностранной валюте		
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	5 112	3 444
Кредиты и займы в рублях		
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	76	144
Прочие кредиты и займы в рублях	623	838
Минус: задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(21)	(94)
Итого краткосрочные кредиты и займы	5 790	4 332
Долгосрочные кредиты и займы		
Кредиты и займы в иностранной валюте		
BNP Paribas	43 336	8 591
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	1 377	461
Кредиты и займы в рублях	176	274
Итого долгосрочные кредиты и займы	44 889	9 326
Минус: текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(76)	(144)
Итого долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей части кредитов и займов	44 813	9 182

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

Краткосрочные кредиты и займы в иностранной валюте. По состоянию на 31 декабря 2008 г. прочие краткосрочные кредиты и займы в иностранной валюте включали в себя, в основном, кредиты, предоставленные Credit Suisse Zurich и BNP Paribas.

В декабре 2003 г. Группа заключила кредитное соглашение с банком Credit Suisse Zurich на 1 034 млн. рублей (35 млн. долларов США) на ежемесячный автоматически возобновляемый кредит. Данный кредит был получен под процентную ставку 1-месячный ЛИБОР плюс, примерно, 1,8% годовых. Обеспечением по кредиту являются поставки нефти. непогашенная задолженность по данному кредиту на 31 декабря 2008 и 31 декабря 2007 гг. составила 1 028 млн. рублей (35 млн. долларов США) и 508 млн. рублей (20,7 млн. долларов США), соответственно.

В сентябре и декабре 2008 г. Группа заключила два кредитных соглашения с банком BNP Paribas на общую сумму 3 819 млн. рублей (130 млн. долларов США). Процентная ставка по кредитам составляет 4,95% и 4,03% годовых. Эти займы подлежат поэтапному погашению с марта по август 2009 г. Обеспечением по кредиту является поставка нефти в объеме 304 тыс. тонн. непогашенная задолженность по данному кредиту на 31 декабря 2008 г. составила 3 819 млн. рублей (130 млн. долларов США).

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 623 млн. рублей и 838 млн. рублей в соответствии с договорами начислялся процент по ставке от 7% до 15% и от 11% до 17% годовых за периоды, закончившиеся 31 декабря 2008 и 31 декабря 2007 гг., соответственно. Обеспечением по данным кредитам являются активы Группы.

Долгосрочные кредиты и займы в иностранной валюте. В ноябре 2007 г. ТАНЕКО заключило долгосрочное кредитное соглашение, синдицированное банками ABN AMRO, BNP Paribas, Citibank International PLC, Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG, Sumitomo Mitsui Finance Dublin и WestLB AG, на 2 млрд. долларов США для строительства ТАНЕКО (далее, «Кредитная Линия») комплекса нефтеперерабатывающего и нефтехимического заводов. Сумма задолженности по данной кредитной линии на 31 декабря 2008 и 31 декабря 2007 гг. составила 43 336 млн. рублей (1 475 млн. долл. США) и 8 591 млн. рублей (350 млн. долларов США), соответственно. Кредитная линия предоставлена под процентную ставку 1-месячный ЛИБОР плюс 1,65% и подлежит погашению в январе 2010 г. (если ТАНЕКО не воспользуется правом продления соглашения на 6 месяцев).

Примечание 11. Займы (продолжение)

Кредитная линия полностью обеспечена гарантиями Компании и Фонда, основных акционеров ТАНЕКО. Гарантия Компании обеспечена правами и выручкой по экспортному контракту, заключенному между Компанией и Tatneft-Eurore AG, согласно которому объемы продаж должны быть не менее 3 000 000 (трех млн.) 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.

По состоянию на 31 декабря 2008 г. Группа соблюдает все условия, возникающие по перечисленным выше контрактам.

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 2008 г., представлены ниже:

2009	76
2010	43 736
2011	1 046
2012	-
2013	-
2014	-
Позже	31
Итого долгосрочная задолженность	44 889

Проценты, уплаченные в 2008 и 2007 гг., составили 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 2008	На 31 декабря 2007
Задолженность по заработной плате	3 302	3 449
Авансы, полученные от клиентов	-	6 274
Страховые резервы	1 282	1 106
Задолженность по дивидендам	158	99
Краткосрочная часть обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов	111	100
Прочие начисленные обязательства	5 431	5 867
Минус: кредиторская задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(285)	(75)
Итого прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	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 2008 и 2007 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства Группы представляют собой прогнозируемые обязательства по пенсионным планам.

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	3 362	3 212
Влияние курсовых разниц	15	(5)
Стоимость услуг	145	90
Процентные расходы	229	230
Выплаченные пенсии	(300)	(218)
Актуарная прибыль	(910)	(120)
Прочие	554	173
Пенсионные обязательства на 31 декабря	3 095	3 362
Активы пенсионных планов		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	2 619	2 098
Доходность активов пенсионных планов	236	189
Взносы	599	435
Выплаченные пенсии	(170)	(38)
Актуарный (убыток)/прибыль	(385)	34
Прочие	(1 680)	(99)
Справедливая стоимость активов пенсионных планов на 31 декабря	1 219	2 619
Начисленные пенсионные обязательства на конец года	1 876	743

	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в «прочую кредиторскую задолженность и начисленные обязательства»	(335)	-
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в «прочие долгосрочные обязательства»	(1 541)	(1 608)
Предоплаченные пенсионные обязательства, включенные в «прочие долгосрочные активы»	-	865
Итого суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе, нетто	(1 876)	(743)

	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Допущения:		
Ставка дисконтирования	10,0%	6,8%
Расчетная доходность активов пенсионного плана	9,0%	9,0%
Коэффициент повышения уровня заработной платы	7,0%	7,0%

Ниже приведены составные компоненты обязательств пенсионного плана:

	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Стоимость услуг	145	90
Процентные расходы	229	230
Минус ожидаемая доходность активов пенсионного плана	(236)	(189)
Эффект курсовых разниц	15	(5)
Выбытия	-	(155)
Прочие	2 234	272
Итого чистый доход по пенсионным активам	2 387	243

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

Ниже приведены составные компоненты активов пенсионного плана:

Вид активов	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Акции и облигации российских предприятий	66.3%	68,9%
Российские муниципальные облигации	14.2%	22,0%
Облигации Российской Федерации	13.8%	4,6%
Банковские депозиты	1.1%	4,4%
Прочие	4.6%	0,1%
Итого	100%	100%

Ниже приведена разбивка пенсионных выплат по годам:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014- 2018
Активы пенсионных планов	96	105	113	121	128	750
Прочие долгосрочные выплаты работникам	335	258	263	265	266	1 327
Итого ожидаемые будущие выплаты	431	363	376	386	394	2 077

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 2008 и 2007 гг. были следующими:

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Дебиторская задолженность	17	-
Долгосрочные финансовые вложения	58	-
Обязательства по финансовому лизингу	118	196
Расходы будущих периодов и прочие текущие активы	448	317
Перенос налогового убытка на будущие периоды	1 717	-
Прочие	358	949
Отложенные налоговые активы	2 716	1 462
Основные средства	(13 052)	(16 672)
Товарно-материальные запасы	(794)	(688)
Дебиторская задолженность	-	(58)
Долгосрочные финансовые вложения	-	(1 869)
Нераспределенная прибыль	(1 091)	(833)
Пенсионные обязательства	-	(364)
Прочие обязательства	(11)	(205)
Отложенные налоговые обязательства	(14 948)	(20 689)
Отложенные налоговые обязательства, нетто	(12 232)	(19 227)

Примечание 14. Налоги (продолжение)

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

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Краткосрочные отложенные налоговые активы	19	315
Долгосрочные отложенные налоговые активы	1 892	196
Долгосрочные отложенные налоговые обязательства	(14 143)	(19 738)
Отложенные налоговые обязательства, нетто	(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 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Прибыль до налогообложения	18 154	62 609
Теоретический налог на прибыль по установленной ставке	4 357	15 026
Увеличение (уменьшение) в результате:		
Не подлежащих вычету расходов и других постоянных разниц, нетто	7 213	3 228
Эффекта от снижения налога на прибыль в результате изменения ставки с 24% до 20% с 1 января 2009	(2 228)	-
Итого расходы по налогу на прибыль	9 342	18 254

Группа не создавала резерв по отложенному налогу на прибыль, начисляемому на нераспределенную прибыль зарубежного дочернего общества в размере 13 680 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 2 052 млн. рублей.

В 2008 и 2007 гг. налог на прибыль был уплачен в сумме 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 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2009
Экспортные пошлины	136 541	85 327
Налог на добычу полезных ископаемых	77 235	58 049
Налог на имущество	1 493	1 398
Акцизы	328	300
Штрафы и пени по налогам, кроме налога на прибыль	121	205
Прочие	1 553	1 020
Итого налоги, кроме налога на прибыль	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 8,3 млрд. рублей и 5,1 млрд. рублей за годы, закончившиеся 31 Декабря 2008 и 2007 гг., соответственно.

Примечание 14. Налоги (продолжение)

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

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

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

Акционерный капитал. По состоянию на 31 декабря 2008 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 2008 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 году. 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.

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 2008 и 2007 гг. прибыль текущего периода составляла 34 304 млн. рублей и 43 812 млн. рублей соответственно.

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

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 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Чистая прибыль	8 413	43 279
Дивиденды на обыкновенные акции	(12 310)	(10 020)
Дивиденды на привилегированные акции	(833)	(681)
Прибыль/(убыток), принимаемая в расчет прибыли на обыкновенные и привилегированные акции, за вычетом дивидендов	(4 730)	32 578
Без учета и с учетом разводнения:		
Средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении (млн. штук)		
Обыкновенные	2 076	2 073
Привилегированные	148	148
Средневзвешенное количество акций двух типов, находящихся в обращении (млн. штук)	2 224	2 221
Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)		
Обыкновенную	3,79	19,50
Привилегированную	3,53	19,27

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

В марте 2007 г. Группа передала примерно 10,8 млн. обыкновенных акций ОАО «Татнефть» в 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 в основном проводится через три производственных сегмента: разведку и добычу нефти, переработку и реализацию нефти и нефтепродуктов и реализацию нефтехимической продукции. Выделение этих сегментов обусловлено тем, по каким направлениям 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 компаниями в Республике Татарстан и другой деятельности, которая не является отдельным публикуемым сегментом.

Примечание 16. Информация о сегментах деятельности Группы (продолжение)

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 302 518 млн. рублей, что представляет собой 26%, 21%, 19% и 17% от всего объема сырой нефти, реализованной Группой в 2008 г. 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.

Выручка от реализации и прочей операционной деятельности по сегментам. В таблице ниже представлена выручка от реализации с разбивкой по сегментам.

	За год, закончившийся 31 декабря 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Разведка и реализация нефти		
Собственная нефть, реализация на внутреннем рынке	48 667	48 924
Собственная нефть, реализация в СНГ ⁽¹⁾	15 800	55 849
Собственная нефть, реализация в странах дальнего зарубежья ⁽²⁾	246 733	148 341
Прочее	5 083	3 625
Межсегментная реализация	13 534	5 155
Итого выручка от разведки и добычи нефти	329 817	261 894
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов		
Покупная нефть	17 139	6 030
Покупные нефтепродукты	48 707	37 013
Итого реализация на внутреннем рынке	65 846	43 043
Покупная нефть	-	2 044
Покупные нефтепродукты	673	2 669
Итого реализация в СНГ	673	4 713
Покупная нефть	17 922	9 772
Покупные нефтепродукты	6 164	3 544
Итого реализация в страны дальнего зарубежья	24 086	13 316
Прочее	2 246	1 893
Межсегментная реализация	2 412	2 129
Итого выручка от переработки нефти и реализации нефтепродуктов	95 263	65 094
Нефтехимия		
Шины – реализация на внутреннем рынке	17 100	18 100
Шины – реализация в СНГ	2 784	3 337
Шины – реализация в страны дальнего зарубежья	1 325	1 080
Продукты нефтехимии, нефтепереработки и прочее	1 256	1 609
Межсегментная реализация	1 158	1 370
Итого выручка от нефтехимии	23 623	25 496
Итого выручка от реализации по сегментам и прочей операционной деятельности	448 703	352 484
Корпоративная и прочая реализация	12 733	12 446
Исключение межсегментных продаж	(17 104)	(8 654)
Итого выручка от реализации и прочей операционной деятельности	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 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Прибыль (убыток) по сегментам		
Разведка и добыча нефти	36 554	61 982
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	12 009	11 007
Нефтехимия	1 045	3 843
Итого прибыль по сегментам	49 608	76 832
Корпоративная и прочие	(15 405)	(20 104)
Прочий (расход)/доход	(16 049)	5 881
Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства	18 154	62 609

Активы сегментов.

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Активы		
Разведка и добыча нефти	218 509	225 817
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	72 720	21 715
Нефтехимия	18 768	13 881
Корпоративные и прочие	82 983	108 806
Итого активы	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 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Амортизация, истощение и износ		
Разведка и добыча нефти	7 673	7 582
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	849	598
Нефтехимия	621	773
Корпоративные и прочие	996	1 426
Итого износ, истощение и амортизация по сегментам	10 139	10 379
Поступление основных средств		
Разведка и добыча нефти	23 391	19 445
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	26 613	10 754
Нефтехимия	6 263	2 061
Корпоративные и прочие	4 207	2 175
Итого поступление основных средств	60 474	34 435

Примечание 17. Операции со связанными сторонами

В ходе текущей финансово-хозяйственной деятельности Группа осуществляет операции с крупными акционерами, директорами и компаниями, акционеры и директора которых являются также и акционерами Группы (см. также Примечание 1). Операции со связанными сторонами включают реализацию нефти и нефтепродуктов, покупку электроэнергии и банковские операции.

По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. Группа имела 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 2009 по 2016 года. По состоянию на 31 декабря 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 11 966 млн. рублей и 12 592 млн. рублей, соответственно.

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

В течение 2008 и 2007 гг., Группа реализовала нефть на комиссию, полученную от связанных сторон в сумме 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 2008	На 31 декабря 2007
Активы		
Дебиторская задолженность (Примечание 4)	778	1 051
Векселя к получению (Примечание 8)	3 352	5 021
Краткосрочные депозитные сертификаты (Примечание 5)	11 666	12 506
Торговые ценные бумаги (Примечание 5)	-	223
Займы выданные (Примечание 8)	1 809	931
Краткосрочная задолженность связанных сторон	17 605	19 732
Долгосрочные депозитные сертификаты (Примечание 5)	500	-
Долгосрочные займы выданные (Примечание 8)	4 925	6 541
Долгосрочная дебиторская задолженность (Примечание 9)	6	5
Долгосрочная задолженность связанных сторон	5 431	6 546
Обязательства		
Прочая кредиторская задолженность (Примечание 12)	(285)	(75)
Векселя к уплате	(22)	-
Краткосрочные кредиты и займы (Примечание 11)	(21)	(94)
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	(453)	(1 218)
Краткосрочная задолженность перед связанными сторонами	(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 сослаться 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 Совета по стандартам финансового учета (FASB) № 157 «Оценка по справедливой стоимости» (FAS 157) по состоянию на 1 января 2008 г. В FAS № 157 были внесены поправки FSP FAS № 157-2 «Дата вступления в силу Положения FASB № 157», в результате чего применение FAS № 157 Компанией в отношении нетипичных нефинансовых активов и обязательств было перенесено на 1 января 2009 г. Применение FAS № 157 не оказало влияния на существующие в Компании методы оценки по справедливой стоимости. Однако FAS № 157 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 легкорезализуемые 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 фонда IPCG, 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. С 1 января 2009 г. данные Уровня 3 могут стать необходимыми для определения справедливой стоимости в связи с некоторыми разовыми расчетами стоимости нефинансовых активов и обязательств.

Активы и обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости на постоянной основе

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

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

В феврале 2007 г. Совет по стандартам финансового учета (FASB) выпустил SFAS №159 «Возможность оценки финансовых активов и финансовых обязательств по справедливой стоимости», включая поправку к стандарту FASB №115, «которая разрешает компаниям проводить оценку некоторых активов и обязательств по справедливой стоимости». Стандарт вступил в силу 1 января 2008 г., однако Компания добровольно решила не применять оценку по справедливой стоимости в отношении активов и обязательств, удовлетворяющих критериям применения такой оценки. Соответственно, применение настоящего стандарта не оказало влияние на финансовое положение, результаты финансово-хозяйственной деятельности и движение денежных средств Компании.

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. 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 и российских отделениях иностранных банков. 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 2008 и 31 декабря 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.

Примечание 19. Договорные и условные обязательства (продолжение)

Волатильность на глобальных финансовых рынках в последний период. В результате мирового кризиса ликвидности, 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.

Кроме того, в связи с неопределенностью на мировых рынках и прочими региональными факторами волатильность на российских фондовых рынках существенно возросла в течение 2008 г.

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 только 1 475 млн. долларов США были получены по состоянию на 31 декабря 2008 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, так и для финансирования операций по покупке других компаний и прочих операций, которые могут возникнуть в будущем.

В настоящее время Группа имеет инвестиции в размере 7 678 млн. рублей в виде долговых или долевых ценных бумаг, а также инвестиции в размере 3 283 млн. рублей в фонд IPCG и 3 712 млн. рублей в Банк Зенит, справедливая стоимость которых может снижаться в результате отсутствия стабильности на рынке.

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 проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

В настоящее время налоговыми органами проводятся проверки Компании и ее дочерних обществ за 2006 и 2007 гг. 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.

Примечание 19. Договорные и условные обязательства (продолжение)

Обязательства капитального характера. Группа имеет обязательства капитального характера на строительство ТАНЕКО на сумму 31 млрд.рублей. Эти обязательства подлежат исполнению в период 2009-2011 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 настоящее время не существует схемы дифференцирования ставок за качество нефти, поставляемой в систему Транснефти, и предсказать ее введение невозможно. Тем не менее, введение такой схемы имело бы существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы.

ЗАО «Укртатнафта». Ранее, и особенно в 2007 г., осуществлялись попытки оспорить приобретение акций ЗАО «Укртатнафта» компаниями AmRUZ и Seagroup, в том числе со стороны Фонда государственного имущества Украины и Национальной акционерной компании «Нафтогаз Украины» («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 («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», украинской компанией-посредником, которая ранее приобретала сырую нефть у Группы для поставок ЗАО «Укртатнафта». На 31 декабря 2007 г. дебиторская задолженность «ЧМПКП Авто» равна 10,7 млрд. рублей. 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. («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 1,1 млрд. долларов США. В настоящее время готовятся аналогичные иски от имени компаний Seagroup и AmRUZ.

4 сентября 2008 г., Хозяйственный суд г. Киева по настоянию прокуратуры принял решение о ликвидации ЗАО «Укртатнафта» и возвращении учредителям вкладов в уставный капитал, включая все виды денежных средств, и передачу активов Кременчугского НПЗ украинским учредителям. 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 2008 г., все юридические процедуры, указанные выше не дали существенных результатов. В результате продолжающихся судебных разбирательств в отношении интересов акционеров в 2008 г. Компания создала в полном объеме резерв на обесценение своих косвенных инвестиций в ЗАО «Укртатнафта».

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

(в миллионах рублей)

В соответствии с SFAS № 69 “Информация о деятельности в области разведки и добычи нефти и газа”, в данном разделе представлена дополнительная информация о нефтегазодобывающей деятельности Группы. Группа осуществляет свою деятельность преимущественно в географических пределах Республики Татарстан в 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. Суммы, отраженные как понесенные 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 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Затраты на геологоразведочные работы	4 707	2 302
Затраты на разработку месторождений	13 244	9 843
Итого затраты на геологоразведочные работы и разработку месторождений	17 951	12 145

За год, закончившийся 31 декабря 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 доказанных запасов нефти

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Скважины, вспомогательное оборудование и сооружения	272 257	252 776
Основные средства недоказанных запасов	7 223	5 952
Незавершенные скважины, оборудование и сооружения	2 979	3 127
Итого капитализированные затраты	282 459	261 855
Накопленная амортизация	(120 483)	(116 361)
Чистые капитализированные затраты доказанных запасов нефти	161 976	145 494

Информация по бурению представлена ниже:

	На 31 декабря 2008	На 31 декабря 2007
Пробурено эксплуатационных скважин	328	390
Пробурено разведочных скважин	20	29
Итого пробуренные скважины	348	419

На 31 декабря 2008 и 2007 гг. число действующих добывающих скважин составляло 19 752 и 19 602, соответственно.

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 и газа

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

В соответствии с требованиями SFAS № 69 финансовые результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа 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 2008	За год, закончившийся 31 декабря 2007
Выручка, полученная от добычи		
Реализация	311 200	253 114
Передача ⁽¹⁾	13 534	5 155
Итого выручка от добычи	324 734	258 269
За вычетом:		
Производственные и операционные затраты на добычу ⁽²⁾	44 786	36 347
Затраты на геологоразведочные работы	3 770	1 577
Амортизация, истощение и износ	7 673	7 582
Налоги, за исключением налога на прибыль	213 280	142 164
Налог на прибыль	13 254	16 944
Финансовые результаты от деятельности по добыче нефти и газа	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 SFAS 143.

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

Запасы нефти

Далее представлена информация, подготовленная независимой инженерной фирмой «Миллер энд Ленц, Лтд.», о доказанных запасах нефти Группы на 31 декабря 2008 и 2007 гг. Использованные определения соответствуют определениям, принятым Комиссией по ценным бумагам и биржам США.

Доказанными запасами являются оцениваемые запасы, по отношению к которым геологические и инженерные данные с достаточной степенью уверенности свидетельствуют о том, что они извлекаемы в будущем из существующих пластов при существующих экономических и технических условиях. В некоторых случаях для извлечения таких запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в дополнительные скважины и вспомогательное оборудование. В связи с неопределенностью и ограниченностью, присущей геологическим данным, оценки геологических запасов могут со временем изменяться по мере поступления дополнительной информации.

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 (см. Примечание 10).

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

(в миллионах рублей)

Запасы нефти (продолжение)

Доказанными разработанными запасами являются те запасы, которые предполагается извлечь из существующих скважин с помощью существующего оборудования и технических методов. Неразработанными запасами являются те запасы, которые ожидается извлечь в будущем в результате дополнительных капиталовложений в бурение новых скважин и/или установку оборудования для осуществления сбора и доставки добытой продукции из существующих и будущих скважин.

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

Часть совокупных доказанных запасов Группы классифицируется либо как разработанные недобываемые, либо как неразработанные. Разработанные недобываемые 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. В разработанных недобываемых запасах выделены запасы, связанные с существующими скважинами, которые будут вновь введены в эксплуатацию в будущем.

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	
	<i>(млн. баррелей)</i>	<i>(млн. тонн)</i>	<i>(млн. баррелей)</i>	<i>(млн. тонн)</i>	<i>(млн. баррелей)</i>	<i>(млн. тонн)</i>
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

Чистые доказанные запасы нефти на 31 декабря 2008 г., извлекаемые до истечения срока действия лицензий представлены в вышеприведенной таблице с учетом возобновления Группой в августе 2006 г. лицензии по Ромашкинскому месторождению, срок действия которой истекает в 2038 г.

ТАТНЕФТЬ

Дополнительная информация по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа

(АУДИТ ДАННОЙ ИНФОРМАЦИИ НЕ ПРОВОДИЛСЯ)

(в миллионах рублей)

Запасы нефти (продолжение)

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 (в млн. тонн)

	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.	.	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

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

Для целей расчета приведенной далее информации были сделаны оценки количества доказанных запасов и периодов времени, когда эти запасы предполагается разработать. Будущие потоки денежных средств рассчитаны с применением цен, действовавших на конец года, к ожидаемым объемам годовой добычи из доказанных запасов нефти. Будущие затраты на разработку и производство были рассчитаны на основе фактических затрат на конец года, требовавшихся для производства нефти и газа из уже разработанных запасов и дальнейшей разработки доказанных запасов. Будущие налоги на прибыль были рассчитаны путем применения (в общем случае) налоговых ставок, действовавших на конец года (с поправкой на налоговые выплаты, налоговые льготы и резервы), к ожидаемым денежным потокам до налогообложения. Дисконтирование было произведено по ставке 10%. При расчетах делалось исходное предположение о сохранении политических, экономических, производственных и контрактных условий, существовавших на 31 декабря 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 значительно отличным от полученных результатам. В результате рассчитанные таким образом денежные поступления будущих периодов не обязательно указывают на величину будущих денежных поступлений или на реальную стоимость запасов нефти Группы.

Чистая цена, использованная нами 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 2008 и 2007 гг. использовались следующие чистые цены за тонну: 131,7 долларов США, 335,71 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. Компания полагает, что текущий размер экспортных квот останется неизменным на протяжении периода разработки запасов нефти.

	За год, закончившийся 31 декабря 2008г.	За год, закончившийся 31 декабря 2007г.
	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых возмещаемых запасов	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых возмещаемых запасов
Будущие денежные поступления	3 136 411	7 330 086
Затраты будущих периодов на добычу	(2 096 616)	(3 559 680)
Затраты будущих периодов на разработку	(190 835)	(144 150)
Налог на прибыль будущих периодов	(160 645)	(859 820)
Чистые денежные потоки будущих периодов	688 315	2 766 436
Дисконтирование по 10% годовой ставке	(508 440)	(2 105 211)
Дисконтированные чистые денежные потоки	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 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
На начало года	661 225	306 981
Реализация и передача добытой нефти, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	(66 669)	(77 384)
Чистое изменение в ценах за тонну реализованной продукции, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	(694 917)	510 655
Изменения оценок будущих затрат на разработку месторождений	(21 415)	(14 593)
Затраты на разработку, понесенные в течение отчетного периода	13 244	9 843
Пересмотр оценок относительно объемов	24 541	7 363
Изменение налога на прибыль, нетто	162 992	(112 649)
Корректировка суммы дисконта	95 649	38 039
Прочие	5 225	(7 030)
На конец года	179 875	661 225

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