



**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ
ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2007 и 2006 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 2007 и 2006 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.

23 июня 2008 г.

Перевод с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «Татнефть», за год, закончившийся 31 декабря 2007 и 2006 гг., подготовленного в соответствии с ОПБУ США

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные бухгалтерские балансы
(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Активы			
Денежные средства и их эквиваленты		13 010	6 869
Денежные средства с ограничением к использованию		3 996	1 485
Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резервов по сомнительным долгам	6	44 193	26 799
Задолженность связанных сторон	19	19 732	14 353
Краткосрочные финансовые вложения	7	12 977	16 333
Текущая доля расчетов по займам выданным	10	3 796	4 625
Товарно-материальные запасы	8	10 923	11 403
Предоплата и прочие текущие активы	9	17 968	20 001
Итого текущие активы		126 595	101 868
Займы выданные, нетто	10	4 842	4 992
Задолженность связанных сторон	19	6 546	6 240
Долгосрочные финансовые вложения	7	32 310	23 468
Основные средства за вычетом накопленного износа и обесценения	12	187 795	178 539
Прочие долгосрочные активы	11	12 131	4 317
Итого активы		370 219	319 424
Обязательства и акционерный капитал			
Краткосрочные кредиты и займы и текущая доля долгосрочных заемных средств	13	4 332	3 779
Расчеты с поставщиками и подрядчиками		5 647	5 994
Задолженность перед связанными сторонами	19	1 387	1 258
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	14	16 820	13 290
Обязательства по финансовому лизингу	12	575	865
Обязательства по уплате налогов	16	9 667	7 561
Итого текущие обязательства		38 428	32 747
Долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей доли	13	9 177	287
Задолженность перед связанными сторонами	19	5	18
Прочие долгосрочные обязательства		2 134	1 743
Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов, за вычетом текущей доли	12	31 937	28 923
Долгосрочные обязательства по отложенным налогам на прибыль	16	19 738	20 564
Обязательства по финансовому лизингу за вычетом текущей доли	12	242	265
Итого обязательства		101 661	84 547
Доля меньшинства		4 499	3 174
Акционерный капитал			
Привилегированные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2007 и 2006гг.- 147 508 500 акций по номинальной стоимости 1,00 рубль)	17	148	148
Обыкновенные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2007 и 2006гг.- 2 178 690 700 акций по номинальной стоимости 1,00 рубль)	17	2 179	2 179
Добавочный капитал		95 274	95 337
Прочий накопленный совокупный убыток		(461)	(318)
Нераспределенная прибыль За вычетом: выкупленных обыкновенных акций по цене приобретения (101 057 000 акций и 111 298 885 акций на 31 декабря 2007 и 2006 гг., соответственно)		169 721	137 143
		(2 802)	(2 786)
Итого акционерный капитал		264 059	231 703
Итого обязательства и акционерный капитал		370 219	319 424

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные отчеты о финансовых результатах и совокупной прибыли

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности	18	356 276	318 284
Расходы и прочие вычеты			
Операционные расходы		59 623	57 099
Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов		43 297	33 882
Затраты на геологоразведочные работы		1 577	1 555
Транспортные расходы		8 431	6 650
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		22 349	20 510
Амортизация, истощение и износ	18	10 379	10 673
Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений		5 253	3 438
Налоги, кроме налога на прибыль	16	146 299	144 976
Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передача объектов социальной сферы	12	2 340	328
Итого расходы и прочие вычеты		299 548	279 111
Прочие доходы (расходы)			
Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия	7	5 789	621
Убыток по курсовым разницам		(2 623)	(1 829)
Доходы по процентам		2 779	2 036
Расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы		(60)	(247)
Прочие доходы, нетто		(4)	2 870
Итого прочие доходы		5 881	3 451
Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства		62 609	42 624
Налог на прибыль			
Текущий налог на прибыль		(18 895)	(13 088)
Отложенный налог на прибыль		641	982
Итого расходы по налогу на прибыль	16	(18 254)	(12 106)
Прибыль до учета доли меньшинства		44 355	30 518
Доля меньшинства в чистой прибыли		(1 076)	(745)
Чистая прибыль		43 279	29 773
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		(143)	(654)
Совокупная прибыль		43 136	29 119
Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)	17		
Обыкновенную		19,50	13,65
Привилегированную		19,27	13,58
Средневзвешенное количество выпущенных акций (в миллионах штук)	17		
Обыкновенных		2 073	2 034
Привилегированных		148	148

ТАТНЕФТЬ**Консолидированный отчет о движении денежных средств**

(в миллионах рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Операционная деятельность		
Чистая прибыль	43 279	29 773
Корректировки:		
Доля меньшинства в чистой прибыли	1 076	745
Амортизация, истощение и износ	10 379	10 673
Отложенный налог на прибыль	(641)	(982)
Убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений	5 253	3 438
Влияние курсовых разниц	(37)	(129)
Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия, за вычетом полученных дивидендов	(5 128)	84
Увеличение обязательств, связанных с окончанием срока использования активов	2 899	2 626
Изменение справедливой стоимости торговых ценных бумаг	1 065	(1 407)
Взносы в пенсионный фонд	(435)	(365)
Прочее	644	31
Изменения в оборотном капитале, исключая денежные средства:		
Расчеты с покупателями и заказчиками	(18 845)	(7 091)
Товарно-материальные запасы	35	(1 870)
Предоплата и прочие текущие активы	1 916	(3 403)
Торговые ценные бумаги	1 788	(8 534)
Расчеты со связанными сторонами	836	2 374
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	(318)	3 108
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	3 104	6 758
Обязательства по уплате налогов	2 210	(1 497)
Векселя к оплате	193	(546)
Прочие долгосрочные активы	(1 240)	(843)
Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности	48 033	32 943
Инвестиционная деятельность		
Приобретение основных средств	(33 649)	(16 984)
Денежные поступления от реализации основных средств	4 531	655
Денежные поступления от реализации финансовых вложений	9 431	11
Приобретение финансовых вложений	(2 742)	(9 957)
Депозитные сертификаты	(11 351)	(7 230)
Займы и векселя к получению	(3 333)	(1 088)
Денежные средства с ограничением к использованию	(2 511)	(1 485)
Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	(39 624)	(36 078)

ТАТНЕФТЬ**Консолидированный отчет о движении денежных средств**

(в миллионах рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Финансовая деятельность		
Получение займов	18 454	30 029
Погашение займов	(9 171)	(34 292)
Погашение обязательств по финансовому лизингу	(1 100)	(1 389)
Выплата дивидендов акционерам	(10 667)	(2 319)
Выплата дивидендов миноритарным акционерам	(148)	(186)
Приобретение собственных акций	(269)	(36)
Денежные поступления от продажи собственных акций	270	13
Денежные поступления от выпуска акций дочерними предприятиями	363	-
Чистые денежные средства, использованные на финансовую деятельность	(2 268)	(8 180)
Чистое изменение остатков денежных средств и их эквивалентов	6 141	(11 315)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	6 869	18 184
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	13 010	6 869

ТАТНЕФТЬ

Консолидированный отчет о движениях в акционерном капитале

(в миллионах рублей)

	2007		2006	
	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	111 299	(2 786)	178 441	(4 898)
Покупка	4 115	(331)	288	(36)
Продажа	(14 357)	315	(67 430)	2 148
Остаток на 31 декабря (акции в тысячах штук)	101 057	(2 802)	111 299	(2 786)
Добавочный капитал				
Остаток на 1 января		95 337		89 742
Операции с собственными акциями		(63)		5 595
Остаток на 31 декабря		95 274		95 337
Прочий накопленный совокупный (убыток)/доход				
Остаток на 1 января		(318)		336
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		(143)		(654)
Остаток на 31 декабря		(461)		(318)
Нераспределенная прибыль				
Остаток на 1 января		137 143		111 214
Эффект SFAS 158 (Примечание 15)		-		(1 518)
Чистая прибыль		43 279		29 773
Дивиденды		(10 701)		(2 326)
Остаток на 31 декабря		169 721		137 143
Итого акционерный капитал на 31 декабря		264 059		231 703

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 18).

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.

На 31 декабря 2007 и 2006 гг., Правительство Республики Татарстан владеет 36% обыкновенных акций Компании через полностью принадлежащее ему дочернее предприятие ОАО «Связьинвестнефтехим». Как описано ниже в Примечании 17, Правительство является держателем «золотой акции», владелец которой обладает правом, помимо прочих, налагать вето на определенные решения, принимаемые собранием акционеров или Советом Директоров. Правительство Республики Татарстан имеет возможность оказывать значительное влияние на Компанию посредством принадлежащего ему пакета акций, через законодательное и налоговое регулирование, через своих представителей в Совете Директоров, а также посредством неофициального воздействия. Правительство пользовалось своим влиянием и предпринимало действия, которые не способствовали максимизации стоимости акций, в т.ч. поддержание уровня занятости, увеличение расходов на социальные нужды, продажа нефти определенным покупателям, передача лицензий на разведку и добычу нефти небольшим нефтяным компаниям Татарстана (включая компании, не аффилированные с Группой), приобретение указанных компаний или действия, направленные на привлечение средств в бюджет Татарстана (см. Примечание 19).

Правительство Республики Татарстан контролирует и имеет существенное влияние на ряд поставщиков Группы, таких как ОАО «Татэнерго», основного поставщика электроэнергии для компаний Группы, а также ряд конечных потребителей Группы, включая ОАО ТАИФ. Соответственно, на Группу может быть оказано давление по заключению сделок с поставщиками и подрядчиками, контролируемые Правительством, которые Группа не рассматривала бы в иных условиях. Информация о сделках со связанными сторонами раскрывается в Примечании 19.

30 июня 2006 г. Совет Директоров Компании одобрил план добровольной процедуры делистинга с Нью-Йоркской Фондовой Биржи (далее, «NYSE»). 18 августа 2006 г. Компания известила Комиссию по ценным бумагам и биржам США (далее, «КЦББ США») о намерении снять свои акции с котировки на NYSE. 5 сентября 2006 г. Компания представила в КЦББ США Форму-25, для исключения ценных бумаг из котировального списка. Форма-25 была принята КЦББ США, и торги ценными бумагами Компании на NYSE прекратились 14 сентября 2006 г. После этой даты американские депозитарные расписки Компании перестали котироваться на NYSE. 15 декабря 2006г. Компания направила заявление по Форме-15 и 16 марта 2007 г. вышла из-под регулирования со стороны КЦББ США, в частности, Акта о торговле ценными бумагами 1934 года, включавшего в себя предоставление ежегодного отчета по Форме-20-Ф. В то же время, Компания сохранила программу Глобальных Депозитарных Расписок, и данные расписки продолжают котироваться на Лондонской Фондовой Бирже.

Примечание 2. Основные принципы представления финансовой отчетности

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

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 24,55 и 26,33 рублей за 1 доллар США на 31 декабря 2007 г. и 31 декабря 2006 г., соответственно. Средний курс составил 25,58 и 27,19 рублей за 1 доллар США год, закончившийся 31 декабря 2007 и 2006 гг., соответственно.

Реклассификация. Сравнительные данные в консолидированной финансовой отчетности, относящиеся к прошлому периоду, были реклассифицированы, по мере необходимости, для соответствия представленным данным отчетного периода; данные реклассификации не повлияли на размер чистой прибыли или акционерного капитала.

Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)

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» («ТАНЕКО»), бывший ЗАО «Нижнекамский нефтеперерабатывающий завод», 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 2007 и 2006 гг. Финансовые вложения в совместные предприятия и зависимые компании, которые Группа не контролирует, но на которые она может оказывать существенное влияние, учитываются по методу долевого участия. Внутригрупповые операции и остатки исключаются при консолидации. Прочие долгосрочные финансовые вложения учитываются по первоначальной стоимости и корректируются на оценочную сумму снижения их стоимости. Ежегодно Группа пересматривает стоимость инвестиций, учтенных по долевого методу, на предмет обесценения и отражает списание текущей стоимости инвестиций в отчетности каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на то, что потенциальное обесценение не является временным. Величина обесценения инвестиций рассчитывается исходя из биржевых котировок, если таковые доступны, или с использованием других методик оценки, включая метод дисконтирования денежных потоков. Инвестиции по методу долевого участия и финансовые вложения в прочие компании в консолидированном бухгалтерском балансе включены в раздел «Долгосрочные финансовые вложения».

Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики

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

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, но не включает чрезвычайные/единовременные издержки и расходы на НИОКР.

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 трех лет такие уменьшения стоимости не требовались.

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

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

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.

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 выше справедливой. 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 прогнозируемому объему добычи на отдельных месторождениях с нормой дисконтирования, учитывающей предполагаемые риски. Под прогнозируемыми объемами добычи понимаются запасы, включая скорректированные на риски вероятные 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.

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

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. За 2007 и 2006 гг. суммы капитализированных процентов составляли 425 млн. рублей и 390 млн. рублей, соответственно.

Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов. Группа признает обязательства, связанные с выбытием долгосрочных активов, по справедливой стоимости, в периоде возникновения этих обязательств.

Группа имеет многочисленные обязательства по выбытию активов, которые она обязана выполнять согласно нормам законодательства или условиям договоров по факту выбытия из эксплуатации. Деятельность Группы по разведке, разработке и добыче включает в себя активы, связанные с буровыми скважинами, сопутствующим оборудованием и операционными участками, системами сбора и переработки нефти, нефтехранилищами и трубопроводами для транспортировки нефти к основным магистралям. В целом, имеющиеся у Группы лицензии и прочие разрешения предусматривают необходимость осуществления Группой определенных действий по ликвидации объектов. Будущие затраты на ликвидацию скважин рассчитываются Группой с учетом действующих нормативных и лицензионных требований и основаны на накопленном 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 выбытием активов долгосрочного пользования.

Согласно SFAS 143, при определении обязательств, связанных с ликвидацией 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 выбытием активов, капитализируются как часть остаточной стоимости долгосрочных активов. По истечении времени, указанные обязательства увеличиваются на сумму изменений в текущей стоимости, а капитализируемые затраты амортизируются в течение срока полезной службы соответствующего актива.

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

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

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

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

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

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». 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.

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.

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

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. 31 декабря 2000 г. Совет директоров Компании одобрил 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 должны быть выплачены 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 2007 и 2006 годов обязательство рассчитано на основе окончательно утвержденных 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 2007 и 2006 гг. Компания выпустила соответственно 8 874 000 и 9 526 000 премий для поощрения высшего руководства и директоров Компании, из которых соответственно 8 780 600 и 9 484 500 были погашены по расчетной цене 145,25 рублей и 153,54 рублей соответственно. Сумма соответствующих расходов на выплату вознаграждений, отраженная в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 годов, составила 1 263 млн. рублей и 1 454 млн. рублей, соответственно.

Налог на прибыль. Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении налоговых последствий будущих периодов как временная разница между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей налогообложения, за исключением отложенных налогов в отношении прибыли, которая рассматривается 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.

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

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:

Представление налогов, полученных от покупателей. В июне 2006 FASB утвердил обсуждаемый ранее Пункт 06-3, «Презентация налогов с продаж, полученных от покупателей и переданных государству в отчете о финансовых результатах» (презентация общей суммой или за вычетом налогов), который вступает в силу для Группы с 1 января 2007 г.. Новое положение бухгалтерского учета требует раскрытия компанией политики учета налогов, собираемых органами государственной власти на основе объемов сделок между продавцом и покупателем, приносящих доход. Группа применила положения Пункта 06-3 с 1-го января 2007 г. Группа отражает выручку, включая экспортные пошлины и акцизы, но за вычетом НДС. На 31 декабря 2007 г. и 31 декабря 2006 г. выручка, прочие операционные доходы, а так же налоги, за исключением налога на прибыль, отраженные в консолидированных отчетах о финансовых результатах и совокупной прибыли Группы, включают в себя экспортных пошлин и акцизов в сумме 85 327 млн. руб. и 85 358 млн. руб. соответственно.

В сентябре 2006 г. FASB выпустил стандарт SFAS № 157 «Оценка Справедливой Стоимости» («SFAS 157»), который представляет собой исчерпывающее руководство по использованию справедливой стоимости для оценки активов и обязательств, вступающий в силу для Группы с 1 января 2008 г. SFAS 157 дает общее определение справедливой стоимости и представляет структуру для определения справедливой стоимости в соответствии с ОПБУ США, расширяя требования по раскрытию информации по оценке справедливой стоимости. В феврале 2008 г. FASB выпустил FSP SFAS 157, разрешающий перенос даты начала применения стандарта по отношению ко всем нефинансовым активам и обязательствам, за исключением тех, стоимость которых отражается или раскрывается на повторяющейся основе (не менее одного раза в год). Группа будет применять положения SFAS 157 в отношении финансовой отчетности за год, начинающийся 1 января 2008 г., с учетом исключений, разрешенных указанным выше FSP. Группа ожидает, что SFAS 157 не окажет существенного влияния на ее консолидированную отчетность, за исключением необходимости дополнительных раскрытий в отчетности.

В феврале 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал стандарт SFAS № 159 «Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости» («SFAS 159»). SFAS 159 расширяет возможность использования оценки по справедливой стоимости и разрешает компаниям выбирать оценку по справедливой стоимости для определенных финансовых активов и обязательств. Компании будут учитывать нереализованные прибыли и убытки по активам и обязательствам, для которых была выбрана оценка по справедливой стоимости, в доходах в каждом последующем отчетном периоде. Данное положение вступает в силу, начиная с первого отчетного периода после 15 ноября 2007 г.. Группа планирует начать применение данного стандарта для финансовой отчетности за 2008 год. Ожидается, что применение стандарта не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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 2006 года 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 4 и Примечание 7) – 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».

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

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.

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 не может спрогнозировать влияние SFAS 141 (R) на ее финансовое положение, результаты деятельности и потоки денежных средств в отношении каких-либо сделок по приобретению, завершающихся после 31 декабря 2007 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 сверже 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. На данный момент у Группы отсутствуют какие-либо существенные доли неконтролирующих акционеров в консолидируемых дочерних обществах. Таким образом, руководство Группы считает, что SFAS 160 не окажет значительного влияния на финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Группы.

Примечание 4. Приобретения и продажи***ЗАО «Укртатнафта»***

В декабре 2007 г. Компания приобрела доли участия в AmRUZ Trading AG («AmRUZ») и Seagroup International Inc. («Seagroup»). Основным видом деятельности этих предприятий является инвестирование в Закрытое акционерное общество «Укртатнафта» («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. долл. США и 100% акций Seagroup за 57,1 млн. долл. США. Договор о покупке акций AmRUZ также предоставляет Компании опцион на покупку дополнительно 49,1% акций AmRUZ за 23,7 млн. долл. США. Так как исполнение опциона связано с наступлением определенных обстоятельств, то инвестиции в AmRUZ учитываются по методу долевого участия. Данные приобретения позволили Группе увеличить прямое и косвенное владение в ЗАО «Укртатнафта». Однако, приобретенные AmRUZ и Seagroup акции ЗАО «Укртатнафта» с 2007 являются предметом судебных разбирательств, несмотря на то, что в 2002 г., 2003 г. и 2006 г. судебные процессы закончились в пользу AmRUZ и Seagroup (см. Примечание 21).

На 31 декабря 2007 г. Группа отразила векселя на предъявителя на сумму 880 млн. рублей, которые были выпущены в июне 1999 года компанией Seagroup в обмен на обыкновенные акции ЗАО «Укртатнафта». Решение о создании резерва под возможное обесценение инвестиций в Seagroup будет окончательно принято в течение 12 месяцев с даты приобретения инвестиций.

23 октября 2006 г. Группа заключила 5-летний договор с Правительством Республики Татарстан о передаче Группе в доверительное управление 28,78% обыкновенных акций ЗАО «Укртатнафта». Согласно данного договора, Группа имеет право осуществлять основные права акционера по вышеуказанным акциям, но не может распоряжаться ими без предварительного согласия Правительства Республики Татарстан. Поскольку руководство считает, что Группа в настоящий момент не имеет возможности оказывать существенное влияние на ЗАО «Укртатнафта», в связи с корпоративным конфликтом и с невозможностью оказать влияние на ЗАО «Укртатнафта» через его Совет директоров, инвестиции в компанию ЗАО «Укртатнафта» в данной консолидированной финансовой отчетности с долей владения 18,6% (представляющие собой акции, принадлежащие Компании и ее дочернему предприятию Seagroup напрямую) отражены как финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения.

International Petro-Chemical Growth Fund

В декабре 2005 г. Tatneft Oil AG, дочернее предприятие Группы приобрело долю общей стоимостью 394 млн. долларов США в инвестиционной компании открытого типа International Petro-Chemical Growth Fund Limited («Фонд»), зарегистрированной в Джерси, Нормандские острова, путем вноса 116 млн. обыкновенных акций ОАО «Татнефть» и 1 млн. долларов США. Фонд инвестирует в долговые ценные бумаги и акции компаний, ведущих деятельность в Российской Федерации, в целом, и Республике Татарстан, в частности. Приоритетом являются инвестиции в компании нефтяной и химической промышленности и, в меньшей степени, банковский сектор. Фонд находится под управлением MARS Capital Management Limited, компанией, контролируемой Jersey Financial Services Limited. Фонд является непрямым держателем акций ТАНЕКО, а так же ожидается его участие в финансировании нового нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса. По состоянию на 31 декабря 2005 года Компания владела 93,81% всех акций Фонда. Оставшейся долей в размере 6,19% владел Банк Зенит, который Группа учитывает по методу долевого участия. В результате этого, по состоянию на 31 декабря 2005 года, 116 млн. обыкновенных акций, внесенных в Фонд, были классифицированы в консолидированной финансовой отчетности Группы как выкупленные собственные акции.

В июне 2006 года сторонние инвесторы внесли свои доли участия в Банке Зенит в Фонд в обмен на приобретение паев Фонда. В результате данных операций, доля участия Группы в Фонде снизилась до 44,88%. Поэтому в июне 2006 года Группа перестала консолидировать Фонд и стала учитывать его по методу долевого участия.

В декабре 2006 года Группа дополнительно вложила 18,5 млн. обыкновенных акций ОАО Татнефть в Фонд в обмен на приобретение паев Фонда на сумму 86,8 млн. долларов США. В декабре 2006 года Группа внесла все принадлежащие ей акции (50% всех зарегистрированных акций) компании ЗАО «Татойлгаз», российской акционерной компании с чистой балансовой стоимостью 2 805 млн. руб., справедливая стоимость которых составляла 30 млн. долларов США, в Фонд в обмен на акции Фонда стоимостью 30 млн. долларов США. В результате данной транзакции Группа признала убыток от выбытия финансовых вложений в размере 2 014 млн. руб. Следствием данных транзакций явилось увеличение доли участия Группы в Фонде до 47,39%. Увеличение доли участия не повлияло на метод учета инвестиций в Фонд. В результате погашения акций третьих лиц в 2007 году доля собственности Группы в Фонде увеличилась до 48,75%.

Примечание 4. Приобретения и продажи (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2007 г Фонд владел 142,2 млн. обыкновенных акций ОАО Татнефть, из которых акции Группы были учтены в качестве выкупленных собственных акций. По состоянию на 31 декабря 2007 г. Фонд косвенно владел долей участия в Банке Zenit в размере 41,81%.

Банковская деятельность

В мае 2006 года Группа увеличила свою долю участия в Банке Zenit с 25,95% до 39,73% за счет приобретения 2 935,3 млн. вновь выпущенных акций Банка Zenit по номинальной стоимости за 2 935,3 млн. рублей. В марте 2007 года Группа продала 1 138 млн. акций Банка Zenit за 1 787 млн. рублей, что снизило долю Компании в Банке Zenit до 28,35%. Группа отразила прибыль от данной операции в размере 195 млн. рублей.

В июне 2007 года Банк Zenit провел размещение 1 545 млн. обыкновенных акций для частного инвестора, не связанного с Группой, в результате чего произошло уменьшение доли Группы в Банке Zenit до 24,56%.

В июне 2006 года Компания увеличила свою долю в Банке АК Барс с 29,46% до 32,19% за счет приобретения вновь выпущенных акций Банка АК Барс по номинальной стоимости 3 825 млн. рублей. В августе 2007 года, Компания продала свою долю в Банке АК Барс за 6,8 млрд. рублей сторонам, не связанным с Группой, в результате чего Группа отразила убыток от выбытия финансовых вложений в размере 694 млн. рублей. Цена реализации была определена исходя из балансовой стоимости этих активов в соответствии с РПБУ. Стоимость реализованной доли в Банке АК Барс в соответствии с РПБУ ниже стоимости по стандартам ОПБУ США (см. Примечание 2).

Прочее

В 2007 году Группа продала ряд активов, связанных с нефтепромысловыми услугами, двум вновь созданным компаниям, не связанным с группой, за 1 826 млн. рублей. В результате этой сделки скорректированный результат от продаж Группы составил 4 455 млн. рублей. Цена реализации была определена исходя из балансовой стоимости этих активов в соответствии с российскими правилами бухгалтерского учета. Стоимость реализованных активов в соответствии с российскими правилами бухгалтерского учета ниже стоимости по стандартам ГААП США (см. Примечание 2). Выбытие не соответствует условиям признания прекращения деятельности сегмента, поскольку новые компании продолжают предоставлять услуги Группе. В результате указанных операций у Группы не возникло обязательств, связанных с реструктуризацией или выходом из бизнеса.

Примечание 5. Денежные средства и их эквиваленты и информация о движении денежных средств

Консолидированный отчет о движении денежных средств содержит сведения об изменениях в денежных средствах и их эквивалентах. На 31 декабря 2007 и 2006 г. денежные средства Группы и их эквиваленты включают денежные средства в долларах США в размере 2 954 млн. рублей (120 млн. долларов) и 294 млн. рублей (11 млн. долларов США), соответственно.

Примечание 6. Расчеты с покупателями и заказчиками

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

	На 31 декабря 2007			На 31 декабря 2006		
	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон (Прим. 19)	Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон (Прим. 19)	Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам
Дебиторская задолженность – внутренний рынок	7 880	544	7 336	6 627	330	6 297
Дебиторская задолженность – экспорт	34 464	-	34 464	18 924	-	18 924
Прочая дебиторская задолженность	2 900	507	2 393	1 743	165	1 578
Итого расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам	45 244	1 051	44 193	27 294	495	26 799

На 31 декабря 2007 и 2006 гг. дебиторская задолженность по продажам на экспорт составила 1 404 млн.долл. США и 719 млн. долл. США, соответственно.

На 31 декабря 2007 г. приблизительно 31% дебиторской задолженности по продажам на экспорт приходится на одного нового покупателя, ЧМПКП «Авто», не связанного с Группой (см. Примечание 21).

Расчеты с покупателями и заказчиками представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 375 млн. рублей и 317 млн. рублей на 31 декабря 2007 и 2006 гг., соответственно.

Примечание 7. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения

Краткосрочные финансовые вложения представлены ниже:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Депозитные сертификаты	15 011	12 760
Торговые ценные бумаги	10 695	14 495
Краткосрочные финансовые вложения	25 706	27 255
Минус: краткосрочные финансовые вложения в связанные стороны	(12 729)	(10 922)
Итого краткосрочные финансовые вложения	12 977	16 333

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

ТАТНЕФТЬ

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в миллионах рублей)

Примечание 7. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

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

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Облигации и другие государственные ценные бумаги Российской Федерации	563	1 066
Корпоративные долговые ценные бумаги	2 781	3 624
Акции	7 351	9 805
Торговые ценные бумаги	10 695	14 495
Минус: корпоративные долговые ценные бумаги связанных сторон	(223)	(1 172)
Итого торговые ценные бумаги	10 472	13 323

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 2007	31 декабря 2007	31 декабря 2007	31 декабря 2006	2007	2006
Финансовые вложения, учитываемые по методу долевого участия, и совместные предприятия:						
ЗАО «Татекс»	50	2 146	2 028		303	222
International Petro-Chem.Growth Fund (Примечание 4)	49	11 553	7 070		4 545	(986)
Банк Zenit (Примечание 4)	25	4 044	5 057		677	837
АКБ Банк «АК БАРС» (Примечание 4)	-	-	7 521		220	494
AmRUZ Trading AG (Примечание 4)	49	591	-		-	-
Прочие	20-50	297	530		44	54
Итого финансовые вложения, учитываемые по методу долевого участия, и совместные предприятия		18 631	22 206		5 789	621
Долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения:						
ЗАО «Укртатнафта» (Примечание 4)	19	2 751	504			
ЗАО ОЛК Центр-капитал	13	193	193			
Прочие	0-20	385	315			
Итого долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения		3 329	1 012			
Долгосрочные депозитные сертификаты		10 350	1 250			
Минус: долгосрочные депозитные сертификаты связанных сторон		-	(1 000)			
Итого долгосрочные финансовые вложения		32 310	23 468			

Долгосрочные вложения, не отнесенные к ценным бумагам, имеющимся в наличии для продажи или торговым ценным бумагам, отражаются по стоимости приобретения, 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 501 млн. руб. и 705 млн. руб. в 2007 и 2006 годах, соответственно.

Примечание 7. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

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

	2007	2006
Выручка / процентные доходы	22 595	26 240
Чистая прибыль	3 753	6 017
Текущие активы	152 214	205 562
Долгосрочные активы	66 128	37 303
Текущие обязательства	130 978	151 975
Долгосрочные обязательства	22 956	19 252

Примечание 8. Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы представлены ниже:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Сырье и материалы	4 857	5 186
Сырая нефть	2 965	3 577
Нефтепродукты	1 952	1 308
Продукция нефтехимии и прочая готовая продукция	1 149	1 332
Итого товарно-материальные запасы	10 923	11 403

Примечание 9. Предоплата и прочие текущие активы

Расходы будущих периодов и прочие текущие активы представлены ниже:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
НДС к возмещению	5 817	7 396
Авансы выданные	3 225	4 293
Предоплата по экспортным пошлинам	6 532	4 223
Предоплата по налогу на прибыль	527	2 188
Предоплата по транспортным расходам	499	414
Отложенные налоговые активы (Примечание 16)	315	288
Прочие	1 053	1 199
Итого предоплата и прочие текущие активы	17 968	20 001

Примечание 10. Займы выданные

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Долгосрочные векселя к получению	8 327	5 475
Займы работникам	924	1 110
Прочие займы в иностранной валюте выданные	1 365	790
Прочие рублевые займы выданные	10 515	10 418
Итого займы и векселя выданные	21 131	17 793
Минус: текущая часть расчетов по займам и векселям выданным	(3 796)	(4 625)
Минус: задолженность связанных сторон (Примечание 19)	(12 493)	(8 176)
Итого долгосрочные займы и векселя выданные	4 842	4 992

Займы и векселя выданные на 31 декабря 2007 года в суммах 2 697 млн. рублей, 2 382 млн. рублей и 5 380 млн. рублей подлежат погашению в 2009, 2010 и после 2011 гг., соответственно.

Справедливая стоимость займов и векселей выданных на 31 декабря 2007 и 2006 гг. составила приблизительно 18 463 млн. рублей и 14 544 млн. рублей. Справедливая стоимость была рассчитана на основе ставки дисконтирования 10% и 11%, соответственно (ставка рефинансирования ЦБ РФ).

Примечание 11. Долгосрочные активы

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Предоплата по лицензиям	6 076	1 902
Предоплаченное программное обеспечение	1 405	736
Предоплаченные пенсионные активы (Примечание 15)	865	502
Долгосрочная часть отложенных налоговых активов (Примечание 16)	196	447
Долгосрочная дебиторская задолженность	1 925	280
Прочие долгосрочные активы	1 669	450
Итого прочие активы	12 136	4 317
Минус: задолженность связанных сторон (Примечание 19)	(5)	-
Итого прочие долгосрочные активы	12 131	4 317

Примечание 12. Основные средства

Основные средства представлены ниже:

	Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация	Остаточная стоимость
Нефтегазовые активы	252 776	116 361	136 415
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 года	358 915	171 120	187 795
Нефтегазовые активы	258 908	121 215	137 693
Здания и сооружения	31 811	10 898	20 913
Машины и оборудование	50 138	40 381	9 757
Незавершенное строительство	10 176	-	10 176
Баланс на 31 декабря 2006 года	351 033	172 494	178 539

Примечание 12. Основные средства (продолжение)

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

Разрабатываемые Группой месторождения расположены в основном на территории Республики Татарстан. Группа получает лицензии на разведку и разработку этих месторождений от государственных органов. Срок действия большей части принадлежащих Группе лицензий на добычу заканчивается в период между 2013 и 2019 гг., при этом лицензия на добычу нефти на Ромашкинском месторождении, являющимся 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 года 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 полученных Группой 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 года срок действия лицензии на добычу нефти и газа на крупнейшем месторождении Группы, Ромашкинском, был продлен до 2038 года, 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 Правилom 4-10 Положения S-X, выпущенного КЦББ США.

Доказанные запасы должны в основном ограничиваться запасами, которые могут быть добыты в течение срока действия лицензии, за исключением случаев, когда существует четкие исторические прецеденты, указывающие на то, что срок действия лицензии будет однозначно продлен. По мнению Группы, срок действия лицензии будет однозначно продлен, как подробно рассматривается выше.

Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов.

Следующие таблицы суммируют информацию об обязательствах и затратах, связанных с окончанием срока полезного использования активов по состоянию на 31 декабря:

Примечание 12. Основные средства (продолжение)*Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов*

	За год, закончившийся 31 декабря 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Остаток на начало года	28 990	26 262
Эффект дисконтирования	2 899	2 626
Новые обязательства	188	147
Расходы по текущим обязательствам	(40)	(45)
Остаток на конец года	32 037	28 990
Минус: Краткосрочная часть обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов (Примечание 14)	(100)	(67)
Остаток на конец года	31 937	28 923

Затраты, связанные с окончанием срока полезного использования активов

	2007	2006
Остаток на начало года	15 305	15 158
Новые обязательства	188	147
Остаток на конец года	15 493	15 305
Минус накопленная амортизация	(2 905)	(2 516)
Остаток за минусом амортизации на конец года	12 588	12 789

Сумма обязательств Группы, связанная с окончанием срока полезного использования активов, включена в стоимость нефтегазовых активов.

Финансовый лизинг. Группа арендует машины и оборудование.

Ниже представлен анализ арендованных основных средств по договору финансового лизинга:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Машины и оборудование	6 617	5 830
Минус: накопленная амортизация	(3 889)	(2 644)
	2 728	3 186

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 2007 г:

Год, закончившийся 31 декабря:

2008	575
2009	214
2010	124
2011	35
2012	-
Итого будущие лизинговые платежи	948
Минус процент	(131)
Текущая стоимость будущих минимальных лизинговых платежей	817
Минус текущая часть	(575)
Долгосрочная часть обязательств по финансовому лизингу	242

Примечание 12. Основные средства (продолжение)

Объекты социальной сферы. В течение периодов, закончившихся 31 декабря 2007 и 2006 гг., Группа безвозмездно передала местным администрациям городов и районов объекты социальной сферы на сумму 10 млн. рублей и 40 млн. рублей, соответственно. На 31 декабря 2007 и 2006 гг. на балансе Группы находились объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 3 434 млн. рублей и 3 339 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 2007 и 2006 гг., Группа понесла расходы, связанные с содержанием социальной инфраструктуры, в размере 2 330 млн. рублей и 288 млн. рублей, соответственно, включая содержание школ, жилищного фонда, объектов культуры и городских объектов коммунального хозяйства (см. также Примечание 1).

Примечание 13. Займы

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Краткосрочные кредиты и займы		
Кредиты и займы в иностранной валюте		
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	-	1 391
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	3 444	1 103
Кредиты и займы в рублях		
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	144	-
Прочие кредиты и займы в рублях	838	1 697
Минус: задолженность перед связанными сторонами (Примечание 19)	(94)	(412)
Итого краткосрочные кредиты и займы	4 332	3 779
Долгосрочные кредиты и займы		
Кредиты и займы в иностранной валюте		
BNP Paribas	8 591	1 097
Credit Suisse First Boston	-	290
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	461	4
Кредиты и займы в рублях	274	305
Итого долгосрочные кредиты и займы	9 326	1 696
Минус: задолженность перед связанными сторонами (Примечание 19)	(5)	(18)
Минус: текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(144)	(1 391)
Итого долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей части кредитов и займов	9 177	287

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

Краткосрочные кредиты и займы в иностранной валюте. По состоянию на 31 декабря 2007 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 года 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 2007 г. и 31 декабря 2006 г. составляла 508 млн. рублей (20,7 млн. долларов США) и 1 103 млн. рублей (41,8 млн. долларов США), соответственно.

В январе 2007 г. Группа заключила кредитное соглашение с банком BNP Paribas на 1 678 млн. рублей (65 млн. долларов США). Данный кредит был получен под процентную ставку 6-месячный ЛИБОР плюс 1,2% годовых. Обеспечением по кредиту являются поставки нефти в объеме 33,5 тыс. тонн в месяц. непогашенная задолженность по данному кредиту на 31 декабря 2007 г. составляла 307 млн. рублей (12,5 млн. долларов США).

Примечание 13. Займы (продолжение)

В ноябре 2007 г. Группа заключила еще одно кредитное соглашение с банком BNP Paribas на 2 626 млн. рублей (107 млн. долларов США). Данный кредит был получен под процентную ставку 6-месячный ЛИБОР плюс 1,25% годовых. Обеспечением по кредиту являются поставки нефти в объеме 42,5 тыс. тонн в месяц. непогашенная задолженность по данному кредиту на 31 декабря 2007 г. составляла 2 626 млн. рублей (107 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 838 млн. рублей и 1 697 млн. рублей в соответствии с договорами начислялся процент по ставке от 11% до 17% и от 7% до 20% годовых за периоды, закончившиеся 31 декабря 2007 г. и 31 декабря 2006 г., соответственно. Обеспечением по данным кредитам являются активы Группы.

Долгосрочные кредиты и займы в иностранной валюте. В ноябре 2007 г. ТАНЕКО заключило долгосрочное кредитное соглашение с банком BNP Paribas, синдицированное банками ABN AMRO, BNP Paribas (Suisse) SA, Citibank International PLC, Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG, Sumitomo Mitsui Finance Dublin и WestLB AG, на 2 млрд. долларов США для строительства ТАНЕКО комплекса нефтеперерабатывающего и нефтехимического заводов. Сумма задолженности по данному кредиту на 31 декабря 2007 г. составляет 350 млн. долл. США (8 591 млн. рублей). Заем предоставлен на условии ЛИБОР плюс 1,65% и подлежит погашению в январе 2010 года (если ТАНЕКО не воспользуется правом продления соглашения на 6 месяцев). Заем полностью обеспечен гарантиями Компании и Фонда, основными акционерами ТАНЕКО. Гарантия Компании обеспечена правами и выручкой по экспортному контракту, заключенному между Компанией и Tanteft Europe AG, согласно которому объемы продаж должны быть не менее 3 000 000 (трех миллионов) метрических тонн нефти в год. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, помимо прочего, поддержание показателя капитала и резервов и коэффициента покрытия долга выше определенного уровня.

В октябре 2002 года Группа заключила долгосрочное соглашение с банком BNP Paribas на 300 млн. долларов США. непогашенная задолженность по данному кредиту на 31 декабря 2006 г. составляла 1 097 млн. рублей и была классифицирована как текущая часть долгосрочной задолженности. Заем был предоставлен на условии ЛИБОР плюс 3,75% и подлежал погашению в октябре 2007. Обеспечением по данному кредитному соглашению являлись договоры на экспорт нефти в объеме 120 тыс. тонн в месяц. По состоянию на 31 декабря 2007 года, данный кредит был полностью погашен.

В марте 2002 года Группа заключила кредитное соглашение с Credit Suisse First Boston на 200 млн. долларов США. непогашенная задолженность по данному займу на 31 декабря 2006 составляла 290 млн. рублей и была классифицирована как текущая часть долгосрочной задолженности. Заем был предоставлен на условии ЛИБОР плюс 3,78% годовых. Обеспечением по данному кредитному соглашению являлись договоры на экспорт нефти в объеме 80 тыс. тонн в месяц. Данный кредит был погашен в соответствии с графиком платежей в марте 2007 года.

По состоянию на 31 декабря 2007 г. Группа соблюдает все условия, возникающие по перечисленным выше контрактам.

Справедливая стоимость долгосрочной задолженности Группы существенно не отличается от их балансовой стоимости.

Сроки погашения долгосрочной задолженности на 31 декабря 2007 г., представлены ниже:

2008	144
2009	545
2010	8 591
2011	-
2012	8
2013	8
Позже	30
Итого долгосрочная задолженность	9 326

Проценты, уплаченные в 2007 и 2006 годах, составили 417 млн. руб. и 517 млн. руб., соответственно.

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

Примечание 14. Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства

Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства представлены ниже:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Задолженность по дивидендам	99	108
Задолженность по заработной плате	3 449	4 556
Авансы, полученные от клиентов	6 274	3 098
Страховые резервы	1 106	2 577
Краткосрочная часть обязательств, связанных с выбытием активов	100	67
Прочие начисленные обязательства	5 867	2 904
Минус: кредиторская задолженность перед связанными сторонами (Примечание 19)	(75)	(20)
Итого прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	16 820	13 290

Примечание 15. Пенсионные выплаты и прочие обязательства, возникающие после выхода на пенсию

31 декабря 2006 г. Компания начала применение SFAS 158 «Учет у работодателя пенсионных планов с установленными выплатами и прочих планов, связанных с пенсионными выплатами» – изменения Положений № 87, 88, 106 и 132 (R)». Данный Стандарт требует от работодателя признавать в бухгалтерском балансе статус фондирования всех пенсионных планов с установленными выплатами. В начале применения данного стандарта, Компания имела определенные неучтенные обязательства по выплатам пенсионных премий и прочих выплат после выхода на пенсию. В результате, Компания внесла корректировку по неучтенным обязательствам по выплатам пенсионных премий и прочим выплатам в сумме 1 889 млн. руб., корректировку по неучтенным авансированным пенсионным активам в сумме 371 млн. руб. и корректировку снижения начальной нераспределенной прибыли (согласно положению SAB № 108) в сумме 1 518 млн. руб. Компания считает данную корректировку нераспределенной прибыли как количественно, так и качественно нематериальной для прошлых периодов.

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 15. 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 2007 и 2006 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства по пенсионным планам.

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	3 212	3 202
Влияние курсовых разниц	(5)	(11)
Стоимость вклада текущего года службы	90	37
Процентные расходы	230	83
Выплаченные пенсии	(218)	(99)
Прибыль актуария	(120)	-
Прочие	173	-
Пенсионные обязательства на 31 декабря	3 362	3 212
Активы пенсионных планов		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	2 098	1 684
Рентабельность активов пенсионных планов	189	148
Взносы	435	365
Выплаченные пенсии	(38)	(99)
Прибыль актуария	34	-
Прочие	(99)	-
Справедливая стоимость активов пенсионных планов на 31 декабря	2 619	2 098
Начисленные пенсионные обязательства на конец года	743	1 114
	За год, закончившийся 31 декабря 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе		
Стоимость вклада текущего года службы	-	(98)
Процентные расходы	(1 608)	(1 518)
Минус ожидаемая рентабельность активов пенсионного плана	865	502
Итого доходы на пенсионное обеспечение, нетто	(743)	(1 114)
	За год, закончившийся 31 декабря 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Допущения:		
Ставка дисконтирования	6,8%	9,0%
Расчетная рентабельность активов пенсионного фонда	9,0%	9,0%
Коэффициент повышения уровня заработной платы	7,0%	6,0%
	За год, закончившийся 31 декабря 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Ниже приведены составные компоненты обязательств пенсионного плана:		
Стоимость вклада текущего года службы	90	37
Процентные расходы	230	83
Минус ожидаемая рентабельность активов	(189)	(148)
Эффект курсовых разниц	(5)	(11)
Выбытия	(155)	-
Прочие	272	-
Итого чистый доход / (расход) по пенсионным активам	243	(39)

Примечание 15. Пенсионные выплаты и прочие обязательства возникающие после выхода на пенсию (продолжение)

Ниже приведены составные компоненты активов пенсионного плана:

Вид активов	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Акции и облигации российских предприятий	68,9%	48,5%
Российские муниципальные облигации	22,0%	40,6%
Облигации Российской Федерации	4,6%	5,9%
Банковские депозиты	4,4%	5,0%
Прочие	0,1%	0,0%
Итого	100%	100%

Ниже приведена разбивка пенсионных выплат по годам:

	2008	2009	2010	2011	2012	2013- 2012
Активы пенсионных планов	193	103	157	106	137	2 284
Прочие долгосрочные выплаты работникам	169	131	138	137	139	3 612
Итого ожидаемые будущие выплаты	362	234	295	243	276	5 896

Примечание 16. 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 2007 и 2006 гг. были следующими:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Дебиторская задолженность	-	129
Обязательства по финансовому лизингу	196	271
Прочая кредиторская задолженность	-	298
Расходы будущих периодов и прочие текущие активы	317	238
Пенсионные обязательства	-	176
Прочие	949	710
Отложенные налоговые активы	1 462	1 822
Основные средства	(16 672)	(18 960)
Товарно-материальные запасы	(688)	(886)
Дебиторская задолженность	(58)	-
Долгосрочные финансовые вложения	(1 869)	(941)
Нераспределенная прибыль	(833)	(663)
Пенсионные обязательства	(364)	-
Прочие обязательства	(205)	(201)
Отложенные налоговые обязательства	(20 689)	(21 651)
Отложенные налоговые обязательства, нетто	(19 227)	(19 829)

Примечание 16. Налоги (продолжение)

На 31 декабря 2007 и 2006 гг. отложенные налоги были классифицированы в консолидированном балансе следующим образом:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Краткосрочные отложенные налоговые активы	315	288
Долгосрочные отложенные налоговые активы	196	447
Долгосрочные отложенные налоговые обязательства	(19 738)	(20 564)
Отложенные налоговые обязательства, нетто	(19 227)	(19 829)

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 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Прибыль до налогообложения	62 609	42 624
Теоретический налог на прибыль по установленной ставке	15 026	10 230
Увеличение (уменьшение) в результате:		
Не подлежащие вычету расходы, нетто	2 840	1 545
Прочие	388	331
Итого расходы по налогу на прибыль	18 254	12 106

Группа не создавала резерв по отложенному налогу на прибыль, начисляемому на нераспределенную прибыль зарубежного дочернего общества в размере 7 504 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 1 126 млн. рублей.

В 2007 и 2006 годах налог на прибыль был уплачен в сумме 18 859 млн. руб. и 13 735 млн. руб., соответственно.

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Экспортные пошлины	85 327	85 358
Налог на добычу полезных ископаемых	58 049	56 843
Налог на имущество	1 398	1 322
Акцизы	300	602
Штрафы и пени по налогам, кроме налога на прибыль	205	102
Прочие	1 020	749
Итого налоги, кроме налога на прибыль	146 299	144 976

С 1 января 2007 года 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 за текущий период в размере примерно 5,1 млрд. рублей.

Примечание 16. Налоги (продолжение)

Налоговые обязательства по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг.:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Налог на добычу полезных ископаемых	6 105	4 430
НДС на реализованные товары	1 832	1 508
Прочие	1 730	1 623
Итого налоговые обязательства	9 667	7 561

Примечание 17. Акционерный капитал, добавочный капитал и прочая совокупная прибыль

Акционерный капитал. По состоянию на 31 декабря 2007 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 2007 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 2007 и 2006 гг. прибыль текущего периода составляла 43 812 млн. рублей и 35 649 млн. рублей соответственно.

Примечание 17. 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 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Чистая прибыль	43 279	29 773
Дивиденды на обыкновенные акции	(10 020)	(2 179)
Дивиденды на привилегированные акции	(681)	(148)
Прибыль, принимаемая в расчет прибыли на обыкновенные и привилегированные акции, за вычетом дивидендов	32 578	27 446
Без учета и с учетом разводнения:		
Средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении (млн. штук)		
Обыкновенные	2 073	2 034
Привилегированные	148	148
Средневзвешенное количество акций двух типов, находящихся в обращении (млн. штук)	2 221	2 182
Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)		
Обыкновенную	19,50	13,65
Привилегированную	19,27	13,58

Доля меньшинства. Доля меньшинства скорректирована на сумму дивидендов, выплаченных дочерними компаниями Группы на сумму 148 млн. рублей и 186 млн. рублей на 31 декабря 2007 и 2006гг., соответственно.

Выкупленные собственные акции Компании. 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 аллокирована ни на одну из программ Группы. Справедливая стоимость переданных акций, в размере 1 289 млн. руб., 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 18. 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.

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 206 875 млн. рублей, что представляет собой 26%, 24%, 15% и 9% от всего объема сырой нефти, реализованной Группой в 2007 г. В течение 2006 года, Группа имела четырех покупателей, реализация сырой нефти которым была отражена в сумме 174 561 млн. руб., что представляет собой 28%, 21%, 16% и 9% от всего объема сырой нефти, реализованной Группой. Руководство Компании не считает, что Группа зависима от какого-либо конкретного покупателя.

Примечание 18. Информация о сегментах деятельности Группы (продолжение)

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 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Разведка и добыча нефти		
Собственная нефть, добыча на внутреннем рынке	48 924	48 430
Собственная нефть, добыча в СНГ ⁽¹⁾	55 849	62 947
Собственная нефть, добыча в странах дальнего зарубежья ⁽²⁾	148 341	121 292
Прочее	3 625	3 725
Межсегментная реализация	5 155	5 497
Итого выручка от разведки и добычи нефти	261 894	241 891
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов		
Покупная нефть	6 030	4 121
Покупные нефтепродукты	37 013	32 687
Итого реализация на внутреннем рынке	43 043	36 808
Покупная нефть	2 044	658
Покупные нефтепродукты	2 669	6 487
Итого реализация в СНГ	4 713	7 145
Покупная нефть	9 772	421
Покупные нефтепродукты	3 544	4 294
Итого реализация в страны дальнего зарубежья	13 316	4 715
Прочее	1 893	1 748
Межсегментная реализация	2 129	2 204
Итого выручка от переработки нефти и реализации нефтепродуктов	65 094	52 620
Нефтехимия		
Шины – реализация на внутреннем рынке	18 100	15 610
Шины – реализация в СНГ	3 337	3 168
Шины – реализация в страны дальнего зарубежья	1 080	1 165
Продукты нефтехимии, нефтепереработки и прочее	1 609	1 466
Межсегментная реализация	1 370	989
Итого выручка от нефтехимии	25 496	22 398
Итого выручка от реализации по сегментам и прочей операционной деятельности	352 484	316 909
Корпоративная и прочая реализация	12 446	10 065
Исключение межсегментных продаж	(8 654)	(8 690)
Итого выручка от реализации и прочей операционной деятельности	356 276	318 284

⁽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 18. Информация о сегментах деятельности Группы (продолжение)

Доходность и активы сегментов. Доходность по сегментам приводится в следующей таблице:

	За год, закончившийся 31 декабря 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Прибыль (убыток) по сегментам		
Разведка и добыча нефти	61 982	44 206
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	11 007	6 751
Нефтехимия	3 843	2 826
Итого прибыль по сегментам	76 832	53 783
Корпоративная и прочие	(20 104)	(14 610)
Прочий доход	5 881	3 451
Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства	62 609	42 624

Активы по сегментам распределяются следующим образом:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Активы		
Разведка и добыча нефти	225 817	189 963
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	21 715	16 853
Нефтехимия	13 881	15 962
Корпоративные и прочие	108 806	96 646
Итого активы	370 219	319 424

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 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Амортизация, истощение и износ		
Разведка и добыча нефти	7 582	7 678
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	598	974
Нефтехимия	773	692
Корпоративные и прочие	1 426	1 329
Итого износ, истощение и амортизация по сегментам	10 379	10 673
Поступление основных средств		
Разведка и добыча нефти	19 445	12 032
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	10 754	3 101
Нефтехимия	2 061	621
Корпоративные и прочие	2 175	6 249
Итого поступление основных средств	34 435	22 003

Примечание 19. 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.

В июле 2005 г. Группа предоставила субординированный займ Банку Зенит в сумме 1,7 млрд. руб. на 7 лет и под 8,5% годовых. По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. субординированный займ Банку Зенит составлял 1,7 млрд. руб.

В 2006 г., в соответствии с договором субординированного займа, Группа предоставила заем на 10 лет в размере 387 млн. рублей Банку Зенит, учитываемому Группой по методу долевого участия, а также приобрела у третьей стороны дополнительный субординированный заем для Банка Зенит в размере 387 млн. рублей со сроком погашения до 5 декабря 2009 г. Оба займа деноминированы в долларах США и предоставлены под фиксированную ставку в размере 7% годовых.

В феврале 2008 г. Компания выдала краткосрочный заем на сумму 3,0 млрд. рублей своему акционеру ОАО «Связьинвестнефтехим». Заем был предоставлен под 4% годовых и сроком погашения в июле 2008 г.

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 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Реализация сырой нефти	6	-
Объемы реализации сырой нефти (в тыс. тонн)	1	-
Реализация нефтепродуктов	82	135
Объемы реализации нефтепродуктов (в тыс. тонн)	5	11
Реализация продуктов нефтехимии	-	-
Прочая реализация	851	1 711
Покупка сырой нефти	(7 766)	(2 016)
Объемы покупки сырой нефти (в тыс. тонн)	693	342
Покупка нефтепродуктов	(18)	-
Объемы покупки нефтепродуктов (в тыс. тонн)	1	-
Покупка продукции нефтехимии	-	-
Покупка электроэнергии	(2 669)	(2 628)
Прочая покупка	(218)	(501)

В течение 2007 и 2006 гг., Группа реализовала нефть на комиссию, полученную от связанных сторон в сумме 5 220 млн. рублей (533 тыс. тонн) и 10 308 млн. рублей (997 тыс. тонн), соответственно.

Примечание 19. Операции со связанными сторонами (продолжение)

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Активы		
Дебиторская задолженность (Примечание 6)	1 051	495
Векселя к получению (Примечание 10)	5 021	1 861
Краткосрочные депозитные сертификаты (Примечание 7)	12 506	9 750
Торговые ценные бумаги (Примечание 7)	223	1 172
Займы выданные (Примечание 10)	931	1 075
Краткосрочная задолженность связанных сторон	19 732	14 353
Долгосрочные депозитные сертификаты (Примечание 7)	-	1 000
Долгосрочные займы выданные (Примечание 10)	6 541	5 240
Долгосрочная дебиторская задолженность (Примечание 11)	5	-
Долгосрочная задолженность связанных сторон	6 546	6 240
Обязательства		
Прочая кредиторская задолженность (Примечание 14)	(75)	(20)
Векселя к уплате	-	-
Краткосрочные кредиты и займы (Примечание 13)	(94)	(412)
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	(1 218)	(826)
Краткосрочная задолженность перед связанными сторонами	(1 387)	(1 258)
Долгосрочные кредиты и займы (Примечание 13)	(5)	(18)
Долгосрочная задолженность перед связанными сторонами	(5)	(18)

Примечание 20. Финансовые инструменты и управление рисками

Справедливая стоимость. Балансовая стоимость краткосрочных финансовых инструментов приблизительно отражает справедливую стоимость, поскольку период времени с момента возникновения этих инструментов и предполагаемым временем их реализации сравнительно краткосрочен.

Информация о справедливой стоимости долгосрочных финансовых вложений раскрыта в Примечании 7.

Информация о справедливой стоимости займов выданных раскрыта в Примечании 10.

Информация о справедливой стоимости долгосрочных и краткосрочных кредитов раскрыта в Примечании 13.

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 21. Договорные и условные обязательства

Гарантии. По состоянию на 31 декабря 2007 г. и 31 декабря 2006 г., 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.

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 настоящий момент это 2006 и 2007 гг.

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.

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.

Примечание 21. Договорные и условные обязательства (продолжение)**ЗАО «Укртатнафта»**

Как указано в Примечании 4, в декабре 2007 года Компания приобрела существенную долю в AmRUZ и контрольный пакет акций компании Seagroup, основная деятельность которых представляет собой инвестиции в ЗАО «Укртатнафта». Ранее, и особенно в 2007 году, 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 года Верховный Суд Украины постановил, что оплата акций ЗАО «Укртатнафта» векселями, выпущенными AmRUZ и Seagroup, является законной. Несмотря на данное решение, в мае 2007 года 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 года 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 года 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 года 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 года («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.

Группа также инициировала судебные разбирательства по взысканию непогашенной дебиторской задолженности и продолжает отстаивать свои интересы в качестве акционера ЗАО «Укртатнафта» в соответствующих судебных слушаниях на Украине. По состоянию на 31 декабря 2007 года резервы на инвестиции в ЗАО «Укртатнафта» не создавались. Руководство продолжает отстаивать решение данного вопроса в судебном порядке и искать дополнительные пути возвращения своих активов, однако, неблагоприятный исход дела может оказать существенное влияние на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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 только 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 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Затраты на геологоразведочные работы	2 302	2 223
Затраты на разработку месторождений	9 843	7 754
Итого затраты на геологоразведочные работы и разработку месторождений	12 145	9 977

За год, закончившийся 31 декабря 2007 и 2006 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 2007	На 31 декабря 2006
Скважины, вспомогательное оборудование и сооружения	252 776	258 908
Незавершенные скважины и вспомогательное оборудование	3 127	2 428
Итого капитализированные затраты	255 903	261 336
Накопленная амортизация	(116 361)	(121 215)
Чистые капитализированные затраты доказанных запасов нефти	139 542	140 121

Информация по бурению представлена ниже:

	На 31 декабря 2007	На 31 декабря 2006
Пробурено эксплуатационных скважин	390	348
Пробурено разведочных скважин	29	31
Итого пробуренные скважины	419	379

На 31 декабря 2007 и 2006 гг. число действующих добывающих скважин составляло 19 602 и 19 185, 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 2007	За год, закончившийся 31 декабря 2006
Выручка, полученная от добычи		
Реализация	253 114	232 668
Передача ⁽¹⁾	5 155	2 993
Итого выручка от добычи	258 269	235 661
За вычетом:		
Производственные и операционные затраты на добычу ⁽²⁾	36 347	34 724
Затраты на геологоразведочные работы	1 577	1 555
Амортизация, истощение и износ	7 582	5 709
Налоги, за исключением налога на прибыль	142 164	141 722
Налог на прибыль	16 944	12 468
Финансовые результаты от деятельности по добыче нефти и газа	53 655	39 483

⁽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 9 654 рублей и 9 238 рублей за тонну в 2007 и 2006 годах, соответственно. Производственные и операционные затраты на добычу составили 1 402 рублей и 1 349 рублей за тонну в 2007 и 2006 годах, соответственно.

Запасы нефти

Далее представлена информация, подготовленная независимой инженерной фирмой «Миллер энд Ленц, Лтд.», о доказанных запасах нефти Группы на 31 декабря 2007 и 2006 гг. Используемые 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.

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

(в миллионах рублей)

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 годы, 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 12).

Доказанными разработанными запасами являются те запасы, которые предполагается извлечь из существующих скважин с помощью существующего оборудования и технических методов. Не разработанными 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 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

Чистые доказанные запасы нефти на 31 декабря 2007 г., извлекаемые до истечения срока действия лицензий представлены в вышеприведенной таблице с учетом возобновления Группой в августе 2006 года лицензии по Ромашкинскому месторождению, срок действия которой истекает в 2038 году.

ТАТНЕФТЬ

Дополнительная информация по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа

(АУДИТ ДАННОЙ ИНФОРМАЦИИ НЕ ПРОВОДИЛСЯ)

(в миллионах рублей)

Доказанные запасы на 31 декабря 2006 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	2 301	323	1 275	179	3 576	502
Чистые доказанные разработанные непроизводящие запасы	693	97	1 436	202	2 129	299
Чистые доказанные разработанные запасы	2 994	420	2 711	381	5 705	801
Чистые доказанные неразработанные запасы	52	7	154	22	206	29
Чистые доказанные разработанные и неразработанные запасы	3 046	427	2 865	403	5 911	830

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 2005 г	3 167	445	2 705	379	5 872	824
Пересмотр предыдущих оценок	62	8	160	24	222	32
Добыча	(183)	(26)	-	-	(183)	(26)
Запасы на 31 декабря 2006 г	3 046	427	2 865	403	5 911	830
Пересмотр предыдущих оценок	185	27	228	31	413	58
Добыча	(184)	(26)	-	-	(184)	(26)
Запасы на 31 декабря 2007 г	3 047	428	3 093	434	6 140	862

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 2007 и 2006 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 2007 и 2006 гг. использовались следующие чистые цены за тонну: 335,71 долларов США, 187,46 долларов США (47,13 долларов США и 26,32 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 Компанией Правительством. Компания полагает, что текущий размер экспортных квот останется неизменным на протяжении периода разработки запасов нефти.

	За год, закончившийся 31 декабря 2007г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006г
	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых возместимых запасов	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых возместимых запасов
Будущие денежные поступления	7 330 086	4 289 534
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(3 703 830)	(2 792 398)
Налог на прибыль будущих периодов	(859 820)	(349 835)
Чистые денежные потоки будущих периодов	2 766 436	1 147 301
Дисконтирование по 10% годовой ставке	(2 105 211)	(840 320)
Дисконтированные чистые денежные потоки	661 225	306 981

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 2007г.	За год, закончившийся 31 декабря 2006г
	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	306 981	372 834
Реализация и передача добытой нефти, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	(79 759)	(59 215)
Чистое изменение в ценах за тонну реализованной продукции, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	512 923	(98 906)
Изменения оценок будущих затрат на разработку месторождений	(14 593)	3 782
Пересмотр оценок относительно объемов	9 843	5 314
Затраты на разработку, понесенные в течение отчетного периода	7 470	8 314
Изменение налога на прибыль, нетто	(112 649)	21 409
Корректировка суммы дисконта	38 039	44 130
Прочие	(7 030)	9 319
На конец года	661 225	306 981

За годы, закончившиеся 31 декабря 2007 и 2006 гг. дисконтированные денежные потоки от чистых доказанных резервов включают в себя 105 349 млн. рублей и 64 140 млн. рублей, соответственно, извлекаемых до истечения срока действия лицензий.