



ТАТНЕФТЬ

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2006 ГОДА И 2005 ГОДА

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 2006 и 2005 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.

26 июня 2007 г.

Перевод с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «Татнефть», за год, закончившийся 31 декабря 2006 и 2005 гг., подготовленного в соответствии с ОПБУ США

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные бухгалтерские балансы
(в миллионах рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Активы			
Денежные средства и их эквиваленты		8 354	18 184
Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам	6	27 307	20 207
Задолженность связанных сторон	20	13 827	14 417
Краткосрочные финансовые вложения	7	15 825	5 116
Текущая доля расчетов по выданным займам	10	5 151	4 497
Товарно-материальные запасы	8	11 403	9 948
Расходы будущих периодов и прочие текущие активы	9	22 639	18 808
Итого текущие активы		104 506	91 177
Займы выданные, за вычетом резерва по сомнительным долгам	10	4 997	4 534
Задолженность связанных сторон	20	6 235	2 561
Долгосрочные финансовые вложения	7	23 468	8 327
Основные средства за вычетом накопленного износа и амортизации	12	178 539	174 212
Прочие долгосрочные активы	11	1 679	1 333
Итого активы		319 424	282 144
Обязательства и акционерный капитал			
Краткосрочные займы и текущая доля долгосрочных займов	13	3 784	5 857
Расчеты с поставщиками и подрядчиками		6 543	4 793
Задолженность перед связанными сторонами	20	704	1 458
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	14	13 290	7 097
Обязательства по финансовому лизингу	12	865	630
Обязательства по уплате налогов	16	7 561	9 310
Итого текущие обязательства		32 747	29 145
Долгосрочные займы за вычетом текущей доли	13	290	1 765
Задолженность перед связанными сторонами	20	15	448
Прочие долгосрочные обязательства		1 743	403
Обязательства, связанные с выбытием активов, за вычетом текущей доли	12	28 923	26 230
Долгосрочные отложенные налоговые обязательства	16	20 564	21 619
Обязательства перед связанными сторонами по финансовому лизингу	12	265	124
Итого обязательства		84 547	79 734
Доля меньшинства		3 174	3 689
Акционерный капитал			
Привилегированные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2006 и 2005 гг. - 147 508 500 акций по номинальной стоимости на 31 декабря 2006 и 2005 гг. - 1,00 руб.)	17	148	148
Обыкновенные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2006 и 2005 гг. - 2 178 690 700 акций по номинальной стоимости на 31 декабря 2006 и 2005 гг. - 1,00 руб.)	17	2 179	2 179
Добавочный капитал		95 337	89 742
Накопленная прочая совокупная прибыль	17	(318)	336
Нераспределенная прибыль		137 143	111 214
За вычетом: выкупленных обыкновенных акций по цене приобретения (111 298 885 акций и 178 440 892 акций на 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно)		(2 786)	(4 898)
Итого акционерный капитал		231 703	198 721
Итого обязательства и акционерный капитал		319 424	282 144

Перевод с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «Татнефть», за год, закончившийся 31 декабря 2006 и 2005 гг., подготовленного в соответствии с ОПБУ США

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью консолидированной финансовой отчетности

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные отчеты о финансовых результатах и совокупной прибыли

(в миллионах рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Всего выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности	16,19	318 284	300 358
Расходы и прочие вычеты			
Операционные расходы		57 099	44 846
Приобретенные нефть и нефтепродукты		33 882	49 704
Затраты на геологоразведочные работы		1 555	1 375
Транспортные расходы		6 650	8 493
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		20 510	19 323
Амортизация, истощение и износ	19	10 673	11 013
Убыток от выбытия основных средств и снижения стоимости финансовых вложений		3 438	6 894
Налоги, кроме налога на прибыль	16	144 976	116 381
Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передачу объектов социальной сферы	12	328	516
Итого расходы и прочие вычеты		279 111	258 545
Прочие доходы (расходы)			
Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия	7	621	1 279
(Убыток)/ прибыль по курсовым разницам		(1 829)	67
Доходы по процентам		2 036	1 057
Расходы по процентам		(247)	(1 151)
Чистые прочие доходы / (расходы)		2 870	(488)
Итого прочие доходы		3 451	764
Прибыль до налога на прибыль, доли меньшинства и накопленного эффекта от изменения в учетной политике		42 624	42 577
Налог на прибыль			
Текущий налог на прибыль		(13 088)	(15 097)
Отложенный налог на прибыль		982	1 416
Итого расходы по налогу на прибыль	16	(12 106)	(13 681)
Прибыль до учета доли меньшинства и накопленного эффекта от изменения в учетной политике		30 518	28 896
Доля меньшинства в чистой прибыли		(745)	(654)
Чистая прибыль		29 773	28 242
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		(654)	175
За вычетом: реализованной прибыли по ценным бумагам, имеющимся в наличии для продажи, за вычетом налога		-	(19)
Совокупная прибыль		29 119	28 398
Чистая прибыль в расчете на одну акцию (руб.)	17		
Обыкновенную		13.65	13,19
Привилегированную		13.58	12,94
Разводненная чистая прибыль в расчете на одну акцию (руб.)	17		
Обыкновенную		13.60	13,13
Привилегированную		13.53	12,88
Средневзвешенное количество выпущенных обыкновенных	17		
Без учета разводнения		2 034	1 997
С учетом разводнения		2 042	2 006
Средневзвешенное количество выпущенных привилегированных акций (в миллионах штук)	17		
Без учета разводнения		148	148
С учетом разводнения		148	148

Перевод с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «Татнефть», за год, закончившийся 31 декабря 2006 и 2005 гг., подготовленного в соответствии с ОПБУ США

ТАТНЕФТЬ
Консолидированные отчеты о движении денежных средств

(в миллионах рублей)

	За год, закончившийся Прим. 31 декабря 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Операционная деятельность		
Чистая прибыль	29 773	28 242
Поправки:		
Доля меньшинства в чистой прибыли	745	654
Амортизация, истощение и износ	19 10 673	11 013
Доходы по отложенному налогу на прибыль	(982)	(1 416)
Убыток от выбытия основных средств и снижения стоимости финансовых вложений	3 438	6 894
Влияние курсовых разниц	(129)	294
Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия, за вычетом полученных дивидендов	84	(769)
Увеличение обязательств, связанных с выбытием активов	2 626	2 380
Изменение справедливой стоимости торговых ценных бумаг	(1 407)	-
Взносы в пенсионный фонд	(365)	-
Прочие	31	(22)
Изменения в оборотном капитале, исключая денежные средства:		
Расчеты с покупателями и заказчиками	(6 583)	(9 259)
Товарно-материальные запасы	(1 870)	483
Расходы будущих периодов и прочие текущие активы	(4 139)	(5 156)
Торговые ценные бумаги	(9 042)	(921)
Расчеты со связанными сторонами	2 922	3 378
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	2 560	(2 786)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные	6 758	8 514
Обязательства по уплате налогов	(1 497)	1 921
Векселя к оплате	(546)	(8 655)
Прочие долгосрочные активы	(107)	(257)
Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности	32 943	34 532
Инвестиционная деятельность		
Приобретение основных средств	(16 984)	(14 428)
Денежные поступления от реализации основных средств	655	7 669
Денежные поступления от реализации финансовых вложений	11	(8 726)
Приобретение финансовых вложений	(9 957)	(985)
Депозитные сертификаты	(7 230)	(6 780)
Займы выданные	3 073	6 369
Векселя к получению	(4 161)	(5 153)
Чистое изменение в остатках по банковским кредитам	-	283
Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	(34 593)	(21 751)
Финансовая деятельность		
Получение займов	30 029	66 251
Погашение займов	(34 292)	(77 753)
Погашение обязательств по финансовому лизингу	(1 389)	(978)
Выплата дивидендов акционерам	(2 319)	(421)
Выплата дивидендов миноритарным акционерам	(186)	(261)
Приобретение собственных акций	(36)	(238)
Денежные поступления от продажи собственных акций	13	379
Денежные поступления от выпуска акций дочерними предприятиями	-	50
Чистые денежные средства, использованные на финансовую деятельность	(8 180)	(12 971)
Чистое изменение остатков денежных средств и их эквивалентов	(9 830)	(190)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	18 184	18 374
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	8 354	18 184

Перевод с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «Татнефть», за год, закончившийся 31 декабря 2006 и 2005 гг., подготовленного в соответствии с ОПБУ США

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью консолидированной финансовой отчетности

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

(в миллионах рублей, за исключением акций)

	2006		2005	
	Кол-во Акции	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	178 441	(4 898)	185 560	(5 129)
Покупка	288	(36)	5 378	(238)
Продажа	(67 430)	2 148	(12 497)	469
Остаток на 31 декабря (акции в тысячах штук)	111 299	(2 786)	178 441	(4 898)
Добавочный капитал				
Остаток на 1 января		89 742		89 625
Операции с собственными акциями		5 595		117
Остаток на 31 декабря		95 337		89 742
Накопленная прочая совокупная прибыль				
Остаток на 1 января		336		180
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		(654)		175
За вычетом: реализованная прибыль, включенная в чистую прибыль, за вычетом налога		-		(19)
Остаток на 31 декабря		(318)		336
Нераспределенная прибыль				
Остаток на 1 января		111 214		83 473
Чистая прибыль		29 773		28 242
Дивиденды		(2 326)		(501)
Эффект SFAS 158		(1 518)		
Остаток на 31 декабря		137 143		111 214
Итого акционерный капитал на 31 декабря		231 703		198 721

Перевод с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «Татнефть», за год, закончившийся 31 декабря 2006 и 2005 гг., подготовленного в соответствии с ОПБУ США

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью консолидированной финансовой отчетности

Примечание 1. Краткая информация о Компании

ОАО «Татнефть» (далее, «Компания») и его 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 19).

В 2005 году Компания продала контрольную долю владения в ОАО Банк Зенит (далее, «Банк Зенит») и всю долю владения в АБ Девон-Кредит (далее, «Банк Девон-Кредит»). В 2006 и 2005 гг. инвестиции Группы в Банковскую Группу Зенит-Девон-Кредит учитывались по методу долевого участия. Результаты деятельности, активы и денежные потоки этих предприятий были включены в консолидированную отчетность Группы в предыдущие периоды, результаты которых могут быть несопоставимы с презентацией в текущем году.

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 учитывается по балансовой стоимости.

На 31 декабря 2006 и 2005 гг. Правительство, через полностью принадлежащее ему дочернее предприятие ОАО «Связьинвестнефтехим», владело 36% обыкновенных акций Компании. Как указано в Примечании 17, Правительство является держателем «золотой акции», владельцем 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. Примечания 20).

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. 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 20.

30 июня 2006 года Совет Директоров Компании одобрил план добровольной процедуры делистинга на Нью-Йоркской Фондовой Бирже (далее, «NYSE»). 18 августа 2006 года Компания известила Комиссию по ценным бумагам и биржам США (далее, «КЦББ США») о намерении снять свои акции с котировки на NYSE. 5 сентября 2006 года 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 года. После этой даты американские депозитарные расписки 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, включая 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 и начислению износа; (2) пересчету иностранных валют; (3) отложенному налогу на прибыль; (4) поправкам на обесценение нереализуемых активов; (5) финансовому лизингу; (6) сделкам с опционами на акции; (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 гудвилла; (11) консолидации и учету дочерних компаний, долевого участия и предприятий с переменным участием (ППУ).

Использование оценок и допущений при составлении консолидированной финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США. При составлении консолидированной финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США руководству приходится делать приблизительные оценки и допущения, 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 руководства относятся следующие: товарно-материальные ценности в производстве, резерв на оценку активов, срок амортизации, объем нефтегазовых запасов, расходы на демонтаж основных средств и налог на прибыль.

Пересчет иностранных валют и операции в иностранной валюте. Функциональной валютой Группы, за исключением ее дочерних компаний, расположенных за пределами Российской Федерации, является российский рубль, поскольку большинство ее доходов, затрат, приобретаемых основных средств, а также долговых обязательств и обязательств по расчетам с поставщиками и подрядчиками определяется, оплачивается, погашается или измеряется в российских рублях. Соответственно, операции и сальдо, не выраженные изначально в российских рублях (преимущественно в долларах США), пересчитаны в российские рубли в соответствии с применимыми 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 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 «Накопленная прочая совокупная прибыль». Прибыль и убытки, возникающие в результате сделок не в функциональной валюте, отражаются в составе чистой прибыли.

Обменный курс, ограничения и государственное регулирование. В настоящее время российский рубль не является конвертируемой валютой за пределами Российской Федерации. Кроме того, Группа может быть обязана конвертировать до 10% валютной выручки в рубли (с 27 декабря 2004 г.). В мае 2006г. Центральный банк Российской Федерации отменил требование об обязательной конвертации валютной выручки. В Российской Федерации официальные обменные курсы ежедневно устанавливаются Центральным банком Российской Федерации (далее, ЦБ РФ). Рыночные обменные курсы могут отличаться от официальных курсов, однако расхождения между ними обычно имеют место в пределах узкого диапазона, отслеживаемого ЦБ РФ. Соответственно, пересчет активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, в российские рубли не означает, что Группа сможет реализовать указанные активы или погасить указанные обязательства в российских рублях в суммах, по которым они были отражены в учете. Официальный обменный курс российского рубля к доллару США составил руб. 26,33 и 28,78 руб. за 1 доллар США на 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно.

Примечание 2. Основные принципы составления финансовой отчетности (продолжение)

Бартерные операции. Операции на основе бартерных сделок в прилагаемых консолидированных бухгалтерских балансах и отчетах о финансовых результатах и совокупной прибыли отражены аналогично операциям с денежными средствами.

Бартерные сделки, связанные с реализацией нефти и нефтепродуктов, в основном осуществляются путем цепочки неденежных операций (зачета задолженности), включающих несколько компаний. В таких случаях, в результате бартерной сделки, в отчетности отражаются как реализация, так и приобретение товарно-материальных ценностей. Бартерные сделки отражаются в отчетности по справедливой стоимости как описано в Примечании 3, раздел «Неденежные расчеты».

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

Принципы консолидации финансовой отчетности и долгосрочные финансовые вложения. В консолидированной финансовой отчетности отражены хозяйственные операции компаний с долей участия Группы более 50 процентов, контролируемых Группой дочерних обществ и предприятий с переменным участием (ППУ), в которых Группа является основным выгодоприобретателем. В 2006 г. Компания определила, что, несмотря на 40% прямого владения, ЗАО «Нижнекамский нефтеперерабатывающий завод» («ННПЗ») 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 ЗАО «ННПЗ» были включены в консолидированную отчетность Группы по состоянию на 31 декабря 2006 года. 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 долевым методу, на предмет обесценения и отражает в отчетности каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие 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 консолидированной финансовой отчетности включены в раздел «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. Они отражаются по себестоимости плюс начисленные проценты, что приблизительно составляет справедливую стоимость.

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. В отношении товарно-материальных запасов, оцениваемых по себестоимости, 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.

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

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.

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, капитализируется. Затраты на поисково-разведочные работы, в т.ч. затраты на геологические и геофизические работы и затраты на содержание и сохранение неразработанных объектов, списываются на расходы по мере их возникновения. Стоимость бурения разведочных скважин, которые обнаружили нефтяные и газовые запасы, капитализируется до момента определения являются ли обнаруженные запасы доказанными. В случае, если доказанные запасы не обнаружены, стоимость разведочных скважин списывается на расходы. В регионах, где требуются значительные капитальные вложения для начала добычи, разведочные скважины отражаются как актив, если обнаруженные запасы оправдывают перевод скважины в эксплуатационный фонд, и если проводится или безусловно планируется проведение дополнительного разведочного бурения. Группа не капитализирует стоимость других разведочных скважин в течение периода, превышающего один год, за исключением случаев обнаружения доказанных запасов.

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

Обесценение долгосрочных активов. Долгосрочные активы, включая нефтегазовое оборудование и скважины, расположенные на месторождениях с доказанными запасами нефти и газа, оцениваются на предмет возможного уменьшения стоимости в соответствии с SFAS № 144 «Учет обесценения стоимости и выбытия активов» (далее, «SFAS 144»). Используемые основные средства оцениваются каждый раз, когда, происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на то, что балансовая стоимость этого оборудования и скважин может быть не возмещена. Если возмещение балансовой стоимости основных средств с использованием метода недисконтированных будущих потоков денежных средств до налогообложения не ожидается, то отражается обесценение, а убыток от обесценения отражается в тех периодах, в которых происходит обесценение. Величина обесценения определяется на основании расчетной справедливой стоимости основных средств, которая в свою очередь определяется путем дисконтирования будущих чистых денежных потоков или в соответствии с текущими рыночными ценами, если они доступны.

Чистая приведенная стоимость будущих денежных потоков от нефтяных и газовых месторождений основывается на максимально обоснованных оценках руководством будущих цен, которые определяются на основании недавних фактических цен и публикуемых цен по форвардным сделкам, которые применяются к прогнозируемым объемам добычи на отдельных месторождениях с нормой дисконтирования, учитывающей предполагаемые риски. Под прогнозируемыми объемами добычи понимаются запасы, включая скорректированные на риски вероятные 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, удерживаемых для выбытия согласно SFAS 144, отражаются в учете по наименьшей из амортизированной или справедливой стоимости за вычетом затрат на выбытие. Стоимость основных средств с недоказанными запасами нефти и газа проходит регулярную оценку, и рассчитанное обесценение, если таковое присутствует, относится на расходы.

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

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

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

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

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

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

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, 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. См. также ниже Новые стандарты бухгалтерского учета.

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

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.

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.

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

Поощрение сотрудников акциями. На 31 декабря 2006 и 2005 гг. в Компании действовал план вознаграждения в форме опционов на акции Компании для сотрудников, подробное описание которого приведено в Примечании 18. Начиная с 1 января 2006 года, Компания следует положениям SFAS № 123R «Учет вознаграждения в форме акций» («SFAS 123R»), используя справедливую стоимость для отражения в учете вознаграждения для сотрудников в форме опционов на акции. SFAS 123R требует отражать все выплаты сотрудникам, основанные на стоимости акций, включая опционы по акциям, по справедливой стоимости и относить их на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Компания приняла решение использовать измененный перспективный метод, что предполагает отнесение на расходы в первом квартале после начала применения данного положения, все опционы, прав на получение вознаграждения по которым не вступили в силу. Поскольку опционы предоставлены с возможностью последующего выкупа и Компания предполагает выкупить все опционы после вступления права в силу, Компания учитывает данные опционы, используя метод (начисления) обязательств, предписанный SFAS 123R. Справедливая стоимость опционов определяется с помощью метода расчета стоимости Блэк-Шоулза (Black-Scholes), который соответствует методам оценки, используемым Группой ранее для раскрытия в соответствии с SFAS № 123 «Учет вознаграждения в форме акций» («SFAS 123») и отнесения на расходы, закрепленным в APB № 25 «Учет акций, предоставленных сотрудникам» (APB 25). Рассчитанная таким способом стоимость, за вычетом суммы предполагаемых отказов от вознаграждения, относится на расходы в течение требуемого периода найма, в корреспонденции со счетом "Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства". (Дальнейшее описание влияния применения SFAS 123R см. в Примечании в разделе Новые стандарты учета - SFAS 123R). До начала применения данного положения, Группа учитывала свои опционные планы, определяя компенсационные затраты, используя «переменный» метод, представленный в APB 25 и в Интерпретации FIN 44 «Учет определенных операций, включающих в себя Поощрение сотрудников акциями и интерпретации APB 25». Нижеприведенная таблица включает сравнение информации из отчетности Компании в соответствии с APB 25 в 2005 г. с проформами по раскрытию в соответствии со SFAS 123.

	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	28 242
Плюс: расходы на вознаграждение для сотрудников в форме опционов на акции (APB 25), отраженные в чистой прибыли, за вычетом налогов	894
За вычетом: расходы на вознаграждение для сотрудников в форме опционов на акции (SFAS 123), рассчитанные исходя из справедливой стоимости опционов, за вычетом налогов	(913)
Дивиденды на обыкновенные акции	(501)
Дивиденды на привилегированные акции	-
Проформа чистой прибыли, принимаемой в расчет прибыли на обыкновенные и привилегированные акции, за вычетом дивидендов	27 722
Чистая прибыль на обыкновенную акцию:	
Без учета разводнения – как отражено	13,19
Без учета разводнения – проформа	13,18
С учетом разводнения – как отражено	13,13
С учетом разводнения – проформа	13,12
Чистая прибыль на привилегированную акцию:	
Без учета разводнения – как отражено	12,94
Без учета разводнения – проформа	12,93
С учетом разводнения – как отражено	12,88
С учетом разводнения – проформа	12,87

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

Налог на прибыль. Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении налоговых последствий будущих периодов как временная разница между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей 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.

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

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

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

Гарантии. Группа признает обязательства по предоставленным гарантиям по справедливой стоимости в соответствии с Положением Совета по стандартам финансового учёта («FASB») № 45 «Учет и требования к раскрытию гарантий выданных, включая косвенные гарантии погашения задолженности третьих лиц»

Предприятия с переменным участием. В январе 2003 года FASB выпустил Интерпретацию № 46 «Консолидация предприятий с переменным участием» («FIN 46») и в декабре 2003 пересмотренное FIN 46R, которое дополняет действующие правила учета и устанавливает критерии, в соответствии с которыми предприятие с переменным участием («ППУ») должно консолидироваться со своим основным выгодоприобретателем. FIN 46R разъяснил определение предприятия с переменным участием и установил, что ППУ должно быть консолидировано основным выгодоприобретателем, если большая часть убытков или прибылей относится к основному выгодоприобретателю. Предприятие, которое консолидирует ППУ, является основным выгодоприобретателем и должно консолидировать активы, обязательства по справедливой стоимости на дату обладания переменным участием. Группа начала применять FIN 46 и FIN 46R с 1 января 2004 г., однако применение данной Интерпретации не оказало существенного влияния на отчетность Группы и раскрытие информации.

Трейдера нефти и нефтепродуктов. В течение года Группа подписала ряд контрактов, заключенных по рыночным ценам, с предприятиями, совершающими торговые операции с нефтью и нефтепродуктами. Компания не имеет доли участия в данных предприятиях.

Из-за недостатка полученной информации Компания была не в состоянии определить, являются ли данные предприятия предприятиями с переменным участием или что Компания является основным выгодоприобретателем. Юридические и правовые нормы, правила раскрытия информации и практика ведения дел в России явились основным препятствием при получении информации.

В 2006 и 2005 гг. чистые продажи данным предприятиям составили примерно 48 644 млн. рублей и 46 631 млн. руб., из которых 48 590 млн. руб. и 44 994 млн. руб. составили продажи нефти, а продажи нефтепродуктов - 54 млн. руб. и 1 637 млн. руб., соответственно. В 2006 и 2005 гг. чистые закупки составили примерно 9 064 млн. руб. и 10 662 млн. руб., полностью относящиеся к закупкам нефтепродуктов.

Максимально возможный риск возникновения убытка, связанный с привлечением к реализации данных компаний оценивается примерно в 3 159 млн. руб. и 3 870 млн. руб., что представляет собой дебиторскую задолженность данных компаний по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно.

Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики (продолжение)**Новые стандарты учета:**

Вознаграждение, рассчитываемое на основе акций. В декабре 2004 года FASB выпустил SFAS № 123 (в редакции 2004 года) «Вознаграждение в форме акций» («SFAS 123R»), представляющее собой новую редакцию SFAS 123. SFAS 123R заменяет собой Положение № 25 Совета по принципам бухгалтерского учета (СПБУ) «Учет акций, выпущенных для сотрудников» и вносит изменения в SFAS № 95 «Отчет о движении денежных средств». SFAS 123R устанавливает правила учета для широкого круга договоренностей по вознаграждению, рассчитываемых на основе акций, включая опционы на акции, схемы предоставления акций с ограничением использования, премии по итогам деятельности, права на прирост стоимости акций, а также схемы приобретения акций сотрудниками; проформы по раскрытию больше не допускаются. Стоимость долевых инструментов определяется исходя из справедливой стоимости инструментов на дату предоставления (с некоторыми исключениями) и подлежит отражению в том периоде, когда сотрудники обязаны оказывать услуги в обмен на долевые инструменты. SFAS 123R вступает в силу применительно к первому промежуточному или годовому отчетному периоду, начинающемуся после 15 июня 2005 года. Группа начала применение SFAS 123R с 1 января 2006 г. с использованием измененного перспективного метода.

Начиная с 2003 года, Группа применяет политику отнесения на расходы всех вознаграждений, рассчитываемых на основе акций, что соответствует положениям SFAS 123R, и все, относящиеся к предыдущим периодам, права на получение вознаграждений, рассчитываемых на основе акций, вступили в силу. Поэтому применение положений SFAS 123R не имело существенного влияния на существующую практику учета или сумму вознаграждений, признанную в доходах.

Затраты на товарно-материальные ценности. В ноябре 2004 г. FASB выпустил SFAS № 151 «Затраты на товарно-материальные запасы» («SFAS 151»), который вносит поправки в раздел 4 положения ARB 43 и вступил в силу для Группы с 1 января 2006г. Данным положением предусматривается, что нетипичные суммы расходов, вызванные простоем оборудования, расходы по перевозке и транспортировке, отходы производства (производственный брак) должны отражаться в качестве расходов текущего периода. Начало применения в 2006 году SFAS 151 не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Неденежный обмен сходных активов. В декабре 2004 года FASB выпустил SFAS № 153 «Обмен неденежных активов» (далее, «SFAS 153»), который вступил в силу для Группы с 1 января 2006г. SFAS 153 рассматривает вопросы оценки операций обмена неденежных активов. Указание, приведенное в Положении № 29 СПБУ «Учет неденежных операций» («АРВ 29»), основано на том принципе, что операции по обмену неденежных активов должны оцениваться исходя из справедливой стоимости обмениваемых активов. Тем не менее, указание, приведенное в АРВ 29, предусматривает определенные исключения из этого принципа. SFAS 153 вносит изменения в АРВ 29, отменяя исключения для неденежного обмена сходных производственных активов и вводя вместо него общее исключение для операций обмена неденежных активов, не имеющих коммерческого обоснования. Обмен неденежных активов имеет коммерческое обоснование, если в результате обмена ожидается существенное изменение будущих денежных потоков организации. Досрочное применение допускается в отношении операций обмена неденежных активов, осуществленных в течение финансовых годов, начавшихся после даты выпуска. Принятие положений SFAS 153 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение или движение денежных средств Группы.

Изменения в бухгалтерском учете и исправление ошибок. В мае 2005 года FASB выпустил SFAS № 154 «Изменения в бухгалтерском учете и исправление ошибок» («SFAS 154»), который вступает в силу для Группы с 1 января 2006г SFAS 154 заменяет собой Определение СПБУ № 20 «Изменения в бухгалтерском учете» («АРВ 20») и SFAS № 3 «Отражение изменений в промежуточной финансовой отчетности» и вносит изменения в требования к отражению в учете и отчетности изменений принципов бухгалтерского учета. SFAS 154 требует ретроспективного применения всех изменений принципов бухгалтерского учета к прошлым периодам, кроме случаев, когда определение влияния за конкретный период или совокупного влияния изменений невозможно либо, если новое положение, предусматривающее изменение принципов бухгалтерского учета, не содержит конкретных положений, регламентирующих порядок учета в переходный период. В SFAS 154 без изменений включены указания, содержащиеся в АРВ 20 и относящиеся к порядку отражения исправления ошибки в ранее выпущенной финансовой отчетности, а также изменения оценочных данных бухгалтерского учета. Начало применения SFAS 154 в 2006 году не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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

Условные обязательства по будущему выбытию активов. В марте 2005 года FASB выпустил Определение № 47, «Учет условных обязательств по выбытию активов», разъяснение к SFAS № 143» («FIN 47»), который вступает в силу для Группы с 31 декабря 2005г. В данной Интерпретации говорится, что компания обязана отражать в составе балансовых обязательств юридические обязательства, связанные с выполнением мероприятий по выбытию активов, когда такое выбытие зависит от будущего события и справедливая стоимость балансового обязательства поддается достоверной оценке. Применение Интерпретации FIN 47 не оказало существенного влияния на результаты операционной и финансовой деятельности и на движение денежных средств.

Затраты на законсервированные скважины. В апреле 2005 года FASB выпустил Бюллетень мнений экспертов FASB по SFAS № 19-1 «Учет затрат на законсервированные скважины» («FSP FAS 19-1»), который вступает в силу для Группы с 1 июля 2005г. FSP FAS 19-1 вносит изменения в SFAS 19 и действует в отношении компаний, ведущих учет по методу результативных затрат. В FSP FAS 19-1 содержится заключение о том, что затраты на разведочные скважины продолжают капитализоваться, если эксплуатация такой скважины привела к обнаружению запасов в объеме, достаточном для перевода скважины в эксплуатационный фонд, причем Группа должна проводить мероприятия по оценке запасов, а также экономическое и эксплуатационное обоснование проекта. Принятие положений FSP FAS 19-1 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение или движение денежных средств Группы.

Операции по купле/продаже. В ноябре 2004 года, EITF начало обсуждение учета операций по приобретению/продаже и сопутствующих операций за пунктом №04-13, «Учет приобретения и продажи материалов с одним и тем же контрагентом», и пришли к консенсусу на заседании, состоявшемся в сентябре 2005 года. EITF заключило, что суммы по операциям по приобретению и продаже материалов, включая сырье, незавершенное производство или готовый продукт, с одним и тем же контрагентом должны быть объединены и отражены нетто для целей применения APB 29. Также EITF заключила, что обмен готовых продуктов на сырье или незавершенное производство в рамках одного производства не является обменом, подпадающим под действие APB 29 и должно отражаться по справедливой стоимости. Новое руководство вступает в силу применительно к будущим периодам и применяется Группой, начиная с 1 Апреля 2006 года для новых соглашений и изменений или пролонгации существующих соглашений. Начало применения руководства в 2006 году не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Снижение стоимости инвестиций. В ноябре 2005 года FASB выпустил FSP FAS 115-1/FAS 124-1, касающийся вопросов снижения стоимости инвестиций, не носящего временный характер («FAS 115-1/124-1»), который вступил в силу для Группы с 1 января 2006г. FSP 115-1/124-1 представляет собой руководство по определению снижения справедливой стоимости инвестиций в некоторые виды вложений в собственный капитал и долговые ценные бумаги, является ли данное снижение стоимости не временным, а так же требуется ли раскрытие нереализованных потерь, которые не были признаны не временными. Применение данного FSP с 1 января 2006 года не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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 года. Новое положение бухгалтерского учета требует раскрытия компанией политики учета налогов, собираемых органами государственной власти на основе объемов сделок между продавцом и покупателем, приносящих доход. В случае если налоги учитываются общей суммой в выручке, компания должна раскрывать величину налогов. Текущая и ожидаемая политика Группы в отношении Пункта 06-3 предполагает представление налога общей суммой в составе выручки.

Неопределенность в начислении налогов на прибыль. FASB выпустил Интерпретацию №48, «Учет неопределенности при расчете налога на прибыль- толкование Интерпретации FASB № 109» (FIN 48). В июле 2006 года FASB выпустил FIN 48, который вступит в силу для Группы с 1 января 2007 года. Положение разъясняет учет фактов неопределенности при расчете налога на прибыль, отражаемых в финансовой отчетности. Компания может отразить свою налоговую позицию в финансовой отчетности, если данное положение вероятнее всего обосновано тщательным исследованием технического преимущества данной налоговой позиции. Данное бухгалтерское положение предлагает руководство по определению порогов, измерению, отмены от ранее признанного в учете, классификации, процентов и штрафов, промежуточного учета и перехода, который поможет в более удобном сравнении финансовых результатов между различными компаниями. Ожидается, что начало применения FIN 48 не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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

Оценка справедливой стоимости. 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, и 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 случае начала применения Группой данного Положения в 2008 году, эффект применения, если таковой будет, будет зависеть от величины активов и пассивов, которые должны будут оцениваться по справедливой стоимости.

Возможность оценки по справедливой стоимости. В феврале 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Стандарт № 159 «Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости». Данный Стандарт 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. Стандарт вступает в силу начиная с первого квартала 2008 г. В настоящее время Группа оценивает эффект от его применения

Учет пенсионных планов и прочих планов, связанных с пенсионными выплатами. В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Стандарт № 158 «Учет у работодателя пенсионных планов с установленными выплатами и прочих планов, связанных с пенсионными выплатами, – изменения Положений № 87, 88, 106 и 132 (R)» («SFAS 58»). Данный Стандарт требует, чтобы работодатель, который индивидуально финансирует один или несколько пенсионных планов с установленными выплатами: а) признавал статус фондирования пенсионного плана с установленными выплатами в бухгалтерском балансе; б) признавал в составе прочего совокупного дохода, с учетом налогов, прибыли или убытки и положительную или отрицательную стоимость вклада предыдущей службы, которые возникают в текущем периоде, но не признаются в составе чистых периодических пенсионных расходов; в) проводил оценку активов и обязательств пенсионного плана с установленными выплатами по состоянию на конец финансового года работодателя (с некоторыми исключениями); г) раскрывал в примечаниях к финансовой отчетности дополнительную информацию об определенных факторах, влияющих на чистые пенсионные расходы в следующем финансовом году, в связи с отложенным признанием прибылей или убытков и положительной или отрицательной стоимости вклада предыдущей службы, и активов или обязательств переходного периода. Компания начала применять данный Стандарт начиная с 31 декабря 2006 г., за исключением требования оценки активов и обязательств плана по состоянию на конец финансового года работодателя, которое не начнет действовать до 31 декабря 2008 г. Применение требования SFAS № 158 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы. В сентябре 2006 года, КЦББ США опубликовала Бухгалтерский Бюллетень («SAB 108»), "Рассмотрение влияния ошибок прошлых лет при определении количества имеющихся ошибок в текущей финансовой отчетности», чтобы показать практическое разнообразие влияния имеющихся ошибок в финансовой отчетности. Согласно требованиям положений SAB 108, чтобы оценить искажение финансовой отчетности, необходимо оценить влияние ошибок, как на балансовый отчет, так и на отчет о прибылях и убытках. Данный Бюллетень предписывает произвести единовременную корректировку с накопленным эффектом для устранения ошибок в финансовой отчетности, которые считались нематериальными согласно предыдущему подходу Компании, но являются материальными по SAB 108. Применение положений SAB 108 вступает в силу при подготовке финансовой отчетности за первый годовой период, заканчивающийся после 15 ноября 2006 года. Приветствуется ранее применение.

Переходные положения SAB 108 позволяют Компании скорректировать накопленный эффект на нераспределенную прибыль при нематериальных ошибках, имеющих отношение к прошлым периодам. Такие корректировки не требуют внесения изменений в финансовую отчетность, ранее предоставлен в КЦББ США. Компания начала применять положения SAB 108 при подготовке отчетности за период, заканчивающийся 31 Декабря 2006 года. В соответствии с SAB 108, Компания скорректировала начальную нераспределенную прибыль за 2006 год в данной консолидированной финансовой отчетности на сумму корректировки, описанной ниже.

При применении SFAS 158, Компания определила, что она 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., неучтенным авансированным пенсионным активам в сумме 371 млн. руб. и корректировку снижения начальной нераспределенной прибыли за 2006 год в сумме 1 518 млн. руб.

Примечание 4. Приобретения и продажи***International Petro-Chemical Growth Fund***

В декабре 2005 года 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 (IPCG Фонд), зарегистрированной в Джерси, Нормандские острова, путем вноса 116 млн. обыкновенных акций ОАО «Татнефть», и 1 млн. долларов США. IPCG 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. IPCG Фонд находится под управлением MARS Capital Management Limited, компанией контролируемой Jersey Financial Services Limited. IPCG Фонд является непрямым держателем акций ЗАО «Нижнекамский нефтеперерабатывающий завод», 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 IPCG 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 IPCG Фонд, были классифицированы в консолидированной финансовой отчетности Группы как выкупленные собственные акции.

В июне 2006 года дополнительные 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 IPCG 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 выпущенных акций) компании ЗАО Татойлгаз АГ, российского акционерного общества, с чистой балансовой стоимостью 2 805 млн. руб., справедливая стоимость которых составляла, 30 млн. долларов США в International Petro-Chemical Growth Fund Limited («Фонд») в обмен на акции Фонда в сумме 30 млн. долларов США. В результате данной транзакции, Группа признала убыток от обесценения 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.

По состоянию на 31 декабря 2006 года Фонд владел 142,2 млн. обыкновенных акций ОАО Татнефть, из которых 47,39% были учтены в качестве выкупленных собственных акций Группы. В результате изменения доли владения в течение 2006 года, Группа высвободила 74,8 млн. акций, внесенных в Фонд, ранее классифицированных как выкупленные собственные акции Группы, признав увеличение Добавочного капитала в размере 5 595 млн. рублей. По состоянию на 31 декабря 2006 года Фонд косвенно владел долей участия в Банке Зенит в размере 49,99%.

Банковская деятельность

В апреле 2005 года Группа продала свою долю участия в размере 26,75% в Банке Зенит трём кипрским компаниям, которые являются третьими сторонами для Группы. Цена реализации составила 1 214 млн. руб. и была основана на результатах оценки независимых оценщиков. Компания признала убыток в размере 667 млн. руб. в результате реализации. Данная операция снизила долю Группы в Банке Зенит до 25,95%.

В мае 2006 года Группа увеличила свою долю участия в Банке Зенит с 25,95% до 39,73% за счет приобретения 2 935,3 млн. вновь выпущенных акций Банка Зенит по номинальной стоимости за 2 935,3 млн. рублей. В марте 2007 года, Группа продала 1 138 млн. акций Банка Зенит за 1 787 млн. рублей, что снизило долю владения Группы в Банке Зенит до 28,35%. Группа предполагает отразить прибыль от данной операции приблизительно в размере 350 млн. рублей.

Также, в июне 2007 года Банк Зенит провел частное размещение 1 545 млн. вновь выпущенных обыкновенных акций для частного инвестора, не связанного с Группой, в результате чего произошло уменьшение доли владения Группы Банком Зенит до 24,56%.

Примечание 4. Приобретения и продажи (продолжение)

В июне 2006 года Компания увеличила свою долю участия 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. Впоследствии, в мае 2007 года, Компания продала всю свою долю в Банке АК Барс за 6,8 млрд. рублей третьей стороне. Группа предполагает отразить убыток от данной операции приблизительно в размере 900 млн. рублей.

В декабре 2005 года Группа продала Банку Zenit 92% доли в Банке Девон-Кредит за 858 млн. руб. Убыток от продажи составил 438 млн. руб.

ОАО Нижнекамский нефтеперерабатывающий завод

В 2003 году ОАО «ТАИФ», на тот момент связанная сторона для Группы, подала иск в Арбитражный суд Республики Татарстан, требуя возврата комплекса по дистилляции нефти (ЭЛОУ-АВТ 7), которое было арендовано ОАО «Нижнекамский НПЗ», дочерняя компания Группы, работающая в Нижнекамске в Республике Татарстан, из-за нарушения условий ОАО «Нижнекамский НПЗ» договора аренды от 29 декабря 2001 года. Комплекс по дистилляции нефти был установлен на заводе в 2002 году и являлся важным активом для работы всего завода. 6 октября 2003 года Арбитражный суд вынес решение в пользу ОАО «ТАИФ» и это решение было подкреплено решением Арбитражного суда Республики Татарстан 13 января 2004 года. В соответствии с решением суда комплекс по дистилляции нефти был передан ОАО «ТАИФ». В сентябре 2005 года Группа продала свою долю в производственных активах перерабатывающего завода, включая перерабатывающий комплекс, ОАО «ТАИФ» за 7,2 млрд. руб., без НДС. В результате продажи убыток составил 3 млрд. руб. Вновь подписанные соглашения предполагали возможность погашения задолженности ОАО «ТАИФ» в течение 18 месяцев, с начислением процентов на сумму непогашенного долга по ставке рефинансирования, установленной ЦБ РФ. В течение 2005 года ОАО «ТАИФ» выплатил приблизительно 7,5 млрд. руб., без НДС, включая 265 млн. руб. процентов и штрафов, которые были отражены как доходы по процентам в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли. Одним из условий сделки было предоставление ОАО «ТАИФ» для ОАО ТКНК, дочернему предприятию Компании, беспроцентного займа в размере 344 млн. руб. до 31 декабря 2007г. В октябре 2005 года Группа заключила долгосрочное соглашение с ОАО «ТАИФ» на поставку 650 000 тон нефти ежемесячно на переработку на рыночных условиях. В феврале 2006 года были подписаны дополнительные соглашения о продаже нефтеперерабатывающих активов на сумму 198 млн. рублей без НДС. Компания не получила никакой прибыли или убытка в результате этой сделки.

Прочее

В апреле 2006 года Группа приобрела от независимой стороны 100% выпущенных акций ОАО «ЛДС-1000», владельца ледового хоккейного комплекса в г. Казань за 2,9 млрд. рублей.

В августе 2005 года Tatneft Oil AG приобрела от третьих лиц два участка земли в городе Казань, Республика Татарстан, площадью 2 млн. квадратных метров за 47 млн. долларов. Данное приобретение было осуществлено на рыночных условиях с целью инвестирования. В июне 2006 года Группа продала один участок за 3,1 млн. долларов США, признав прибыль в размере 8 млн. руб. В мае 2007 года Группа продала второй участок за 56 млн. долларов, признав прибыль в размере 268 млн. руб.

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 2006 и 2005 гг. денежные средства Группы и их эквиваленты включают денежные средства в долларах США в размере 294 млн. рублей (11 млн. долларов) и 4 299 млн. рублей (149 млн. долларов США), соответственно.

Примечание 6. Расчеты с покупателями и заказчиками

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

	На 31 декабря 2006 г.			На 31 декабря 2005 г.		
	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон	Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон	Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам
Дебиторская задолженность – внутренний рынок	6 627	330	6 297	6 956	682	6 274
Дебиторская задолженность – экспорт (719 млн. долларов США и 586 млн. долларов США на 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно)	18 924	-	18 924	16 880	4 346	12 534
Прочая дебиторская задолженность	2 251	165	2 086	1 606	207	1 399
Итого расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резервов по сомнительным долгам	27 802	495	27 307	25 442	5 235	20 207

Расчеты с покупателями и заказчиками представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 317 млн. рублей и 792 млн. рублей на 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно.

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах рублей)

Примечание 7. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения

Краткосрочные финансовые вложения представленные ниже:

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Депозитные сертификаты	12 760	6 780
Торговые ценные бумаги	13 987	2 366
Краткосрочные финансовые вложения	26 747	9 146
За вычетом: операций со связанными сторонами	(10 922)	(4 030)
Итого краткосрочные финансовые вложения	15 825	5 116

Торговые ценные бумаги хранятся для цели получения прибыли на разнице в цене в краткосрочном периоде.

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

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Облигации и другие государственные ценные бумаги Российской Федерации	1 066	340
Корпоративные долговые ценные бумаги	3 624	815
Акции	9 297	1 211
Торговые ценные бумаги	13 987	2 366
За вычетом: операций со связанными сторонами	(1 172)	-
Итого торговые ценные бумаги	12 815	2 366

За год, закончившийся 31 декабря 2006 года, Группа признала 1 407 тыс. руб. дохода от переоценки ценных бумаг, имеющихся в наличии для перепродажи, который включен в состав прочих доходов (расходов) в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли.

Примечание 7. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

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 2006	31 декабря 2006	31 декабря 2005	2006	2005
		декабря 2006	2006	2005	2006	2005
Финансовые вложения, учитываемые по методу долевого участия, и совместные предприятия:						
ЗАО «Татекс»	50	2 028	2 001	222	363	
International Petro-Chem.Growth Fund (Примечание 4)	47	7 070	-	(986)	-	
АКБ Банк «АК БАРС» (Примечание 4)	32	7 521	3 128	494	467	
Банк Зенит (Примечание 4)	40	5 057	1 740	837	348	
Прочие	20-50	530	298	54	101	
Итого финансовые вложения, учитываемые по методу долевого участия, и совместные предприятия		22 206	7 167	621	1 279	
Долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения:						
ЗАО «Укртагнафта»	9	504	504			
ЗАО ОЛК Центр-капитал	13	193	193			
Прочие	0-20	315	463			
Итого долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения		1 012	1 160			
Долгосрочные депозитные сертификаты		1 250	-			
За вычетом: операций со связанными сторонами		(1 000)	-			
Итого долгосрочные финансовые вложения		23 468	8 327			

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

Группа получила дивиденды от финансовых вложений в сумме 705 млн. руб. и 510 млн. руб. в 2006 и 2005 годах, соответственно.

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

	2006	2005
Выручка / процентные доходы	26 240	19 601
Чистая прибыль	6 017	4 700
Текущие активы	205 562	118 302
Долгосрочные активы	37 303	13 163
Текущие обязательства	151 975	105 528
Долгосрочные обязательства	19 252	6 951

Примечание 7. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

23 октября 2006 г. Группа заключила 5-летний договор управления с Правительством Республики Татарстан о передаче Группе в доверительное управление 426 293 985 обыкновенных акций компании ЗАО «Укртатнафта», что представляет собой 28,78% в уставном капитале компании. Согласно данному договору, Группа имеет право управлять вышеуказанными акциями, но не может распоряжаться акциями без предварительного согласия Правительства Республики Татарстан. Поскольку руководство считает, что Группа не имеет возможности оказывать существенное влияние на ЗАО «Укртатнафта», в данной консолидированной финансовой отчетности инвестиции в компанию ЗАО «Укртатнафта» отражены как финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения.

Примечание 8. Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы представлены ниже:

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Сырье и материалы	5 186	4 729
Сырая нефть	3 577	2 869
Нефтепродукты	1 308	1 402
Сырье и готовая продукция нефтехимии	1 332	948
Итого товарно-материальные запасы	11 403	9 948

Примечание 9. Расходы будущих периодов и прочие текущие активы

Расходы будущих периодов и прочие текущие активы представлены ниже:

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
НДС к возмещению	7 396	5 462
Авансы выданные	5 888	526
Предоплата по экспортным пошлинам	2 628	6 238
Предоплата по налогу на прибыль	2 188	2 244
Предоплата по транспортным расходам	414	392
Отложенные налоговые активы (Примечание 16)	288	749
Прочие	3 837	3 197
Итого расходы будущих периодов и прочие текущие активы	22 639	18 808

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах рублей)

Примечание 10. Займы выданные

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Векселя к получению	5 475	8 417
Займы работникам	1 110	1 656
Прочие займы в иностранной валюте выданные	790	-
Прочие рублевые займы выданные	10 418	6 671
Итого займы и векселя выданные	17 793	16 744
За вычетом: текущей доли расчетов по займам и векселям выданным	(5 151)	(4 497)
За вычетом: задолженности связанных сторон (см. Примечание 20)	(7 645)	(7 713)
Итого долгосрочные займы и векселя выданные	4 997	4 534

Срок по займам и векселям к получению, отраженным в балансе по состоянию на 31 декабря 2006 года, истекает в 2008, 2009 и после 2010 гг., в сумме 2 260 млн. рублей, 1 867 млн. рублей и 4 996 млн. рублей, соответственно.

Примечание 11. Долгосрочные активы

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Предоплаченные пенсионные активы (примечание 15)	502	-
Долгосрочная часть отложенных налоговых активов (примечание 16)	447	-
Долгосрочная дебиторская задолженность	280	992
Прочие долгосрочные активы	450	341
Итого займы, векселя и авансы выданные	1 679	1 333

Примечание 12. Основные средства

Основные средства представлены ниже:

	Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация	Остаточная стоимость
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
Нефтегазовые активы	261 983	123 184	138 799
Здания и сооружения	29 084	10 190	18 894
Машины и оборудование	48 945	37 990	10 955
Незавершенное строительство	5 564	-	5 564
Баланс на 31 декабря 2005 года	345 576	171 364	174 212

Как описано в Примечании 3, Группа рассчитывает износ, истощение и амортизацию 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.

Примечание 12. Основные средства (продолжение)

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, Романовском, был продлен до 2038, включительно. При этом право Группы на продление срока действия лицензий может быть реализовано при условии дальнейшего соблюдения условий лицензий, и руководство имеет возможность и намерение это сделать. Руководство планирует продлить лицензии, которые еще не были продлены. Текущий производственный план Группы основан на предположении, которое руководство рассматривает как точно определенное, что Группа сможет продлить все существующие лицензии. Эти планы были основаны на том, что Группа будет добывать нефть на протяжении экономического срока функционирования месторождения, а не только в период действия лицензии при максимальной эксплуатации месторождения.

Руководство Компании имеет достаточную уверенность в том, что Группа сможет разрабатывать нефтяные запасы после окончания действующих лицензий на добычу вплоть до завершения срока разработки и добычи на месторождениях. «Достаточная достоверность» является стандартным термином для определения запасов в соответствии с Правилом 4-10 Положения S-X, выпущенного КЦББ США. Соответственно, руководство включило все запасы, отвечающие стандартным характеристикам «доказанных» запасов в состав доказанных запасов, раскрываемых в качестве дополнительной информации о деятельности по разведке и добыче нефти и газа в рамках консолидированной финансовой отчетности за 2006 год. Группа делает свои оценки исходя из того, что она сможет вести добычу в течение всего срока разработки и добычи на лицензионных месторождениях Группы.

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. В целях содействия пользователю финансовой отчетности в получении информации о доказанных запасах нефти, которая будет добыта до истечения срока действия существующих лицензий, доказанные запасы нефти представлены отдельно для каждого из двух периодов в составе прилагаемой дополнительной информации по геологоразведочным работам и добыче нефти и газа (см. SFAS № 69 «Информация о деятельности в области разведки и добычи нефти и газа»).

Обязательства, связанные с выбытием долгосрочных активов. С 1 января 2003 г. Группа применяет SFAS №143 «Учет обязательств, связанных с окончанием полезного использования активов». SFAS 143 требует отражать справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, в периоде, в котором они возникли, с одновременным увеличением балансовой стоимости соответствующих активов. Сумма данного обязательства увеличивается с течением времени, а соответствующий актив амортизируется в течение срока его полезной службы. Применение SFAS 143 повлияло на учет и отражение в отчетности активов, обязательств и затрат, относящихся к данным обязательствам.

Примечание 12. Основные средства (продолжение)

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 магистральям. В целом, имеющиеся у Группы лицензии и прочие разрешения предусматривают необходимость осуществления Группой определенных действий по ликвидации объектов. Такие действия включают в себя работы по ликвидации скважин, демонтажу оборудования и прочие мероприятия по восстановлению участков. 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 будут профинансированы за счет общих средств Группы на момент выбытия из эксплуатации. Юридические или договорные обязательства, если таковые имеются, по списанию или ликвидации нефтехимических, перерабатывающих, маркетинговых, сбытовых и банковских активов обычно не отражаются в учете, что обусловлено непродолжительными сроками действия таких обязательств, отсутствием четких и определенных правовых требований, а также невозможностью определения сроков использования указанных 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.

Следующие таблицы суммируют информацию об обязательствах и затратах, связанных с выбытием активов по состоянию на 31 декабря:

Обязательства, связанные с выбытием долгосрочных активов

	2006	2005
Остаток на начало года	26 262	23 803
Эффект дисконтирования	2 626	2 380
Новые обязательства	147	156
Расходы по текущим обязательствам	(45)	(77)
Остаток на конец года	28 990	26 262
За вычетом: краткосрочной части обязательств, связанных с ликвидацией активов (см. Примечание 14)	(67)	(32)
Долгосрочный остаток на конец года	28 923	26 230

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах рублей)

Примечание 12. Основные средства (продолжение)*Затраты, связанные с выбытием долгосрочных активов*

	2006	2005
Остаток на начало года	15 158	15 002
Новые обязательства	147	156
Остаток на конец года	15 305	15 158
За вычетом: накопленной амортизации	(2 516)	(2 119)
Остаток за вычетом амортизации на конец года	12 789	13 039

Сумма обязательств Группы, связанная с выбытием активов, включена в стоимость нефтегазовых активов.

Финансовый лизинг. Группа арендует машины и оборудование. В 2006 и 2005 годах Группа капитализировала арендованные основные средства на сумму 1 689 млн. руб. и 677 млн. руб., соответственно, и произвела арендные платежи на сумму 1 313 млн. руб. и 978 млн. руб., соответственно.

Ниже представлен анализ арендованных основных средств по договору финансового лизинга:

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Машины и оборудование	5 830	4 141
За вычетом: накопленной амортизации	(2 644)	(1 647)
	3 186	2 494

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 2006 г:

Год, закончившийся 31 декабря:	
2007	865
2008	188
2009	125
2010	106
2011	35
Итого будущие лизинговые платежи	1 319
Минус: процент	(189)
Текущая стоимость будущих минимальных лизинговых платежей	1 130
Минус: текущая часть	(865)
Долгосрочная часть обязательств по финансовому лизингу	265

Примечание 12. Основные средства (продолжение)

Объекты социальной сферы. В течение периодов, закончившихся 31 декабря 2006 и 2005 гг. Группа безвозмездно передала местным администрациям городов и районов объекты социальной сферы на сумму 40 млн. рублей и 352 млн. рублей, соответственно. На 31 декабря 2006 и 2005 гг. на балансе Группы находились объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 3 339 млн. рублей и 3 906 млн. рублей, соответственно; все они также 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 2006 и 2005 гг., Группа понесла расходы, связанные с содержанием социальной инфраструктуры, в размере 288 млн. рублей и 164 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 2006	На 31 декабря 2005
Краткосрочные займы		
Займы в иностранной валюте		
Краткосрочная часть долгосрочных займов	1 391	2 761
Прочие займы в иностранной валюте	1 103	299
Займы в рублях		
Краткосрочная часть долгосрочных займов	-	1 675
Прочие займы в рублях	1 697	2 070
За вычетом займов, выданных связанным сторонам (Примечание 20)	(407)	(948)
Итого краткосрочные займы	3 784	5 857
Долгосрочные займы		
Займы в иностранной валюте		
BNP Paribas	1 097	2 638
Credit Swiss First Boston	290	1 586
Прочие займы в иностранной валюте	4	53
Займы в рублях	305	1 924
Итого долгосрочные займы	1 696	6 201
За вычетом займов, выданных связанным сторонам (Примечание 20)	(15)	
За вычетом текущей доли займов	(1 391)	(4 436)
Итого долгосрочные займы за вычетом текущей доли займов выданных связанным сторонам	290	1 765

Займы в иностранной валюте преимущественно выражены в долларах США.

Краткосрочные займы в иностранной валюте. По состоянию на 31 декабря 2006 г. прочая краткосрочная задолженность Группы в иностранной валюте включала в себя займы, предоставленные Credit Suisse Zurich.

В декабре 2003 года Группа заключила овердрафтное кредитное соглашение с банком Credit Suisse Zurich на 1 034 млн. рублей (35 млн. долларов США). На ежемесячно автоматически возобновляемый заем начисляется месячный ЛИБОР плюс 1,8% годовых, а обеспечением по нему являются поставки нефти. непогашенная задолженность по данному займу на 31 декабря 2006 и 2005 гг. составляла 1 103 млн. рублей (41,8 млн. долларов США) и 299 млн. рублей (10,3 млн. долларов США), соответственно.

Примечание 13. Займы (продолжение)

Краткосрочная задолженность в российских рублях. Краткосрочная задолженность по займам в рублях в основном представляла собой займы, предоставленные Группе российскими банками. На краткосрочные рублевые займы в размере 1 697 млн. рублей и 2 070 млн. рублей в соответствии с договорами начислялся процент по ставке от 7% до 20% и от 6% до 14% в год за периоды, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно. Обеспечением по данным займам являются активы Группы.

Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам, исключая краткосрочную часть долгосрочной задолженности по займам на 31 декабря 2006 и 2005 гг. были 3,29% и 8,36%, соответственно.

Долгосрочная задолженность в иностранной валюте. В октябре 2002 года Группа заключила кредитное соглашение с банком BNP Paribas на 300 млн. долларов США. непогашенная задолженность по данному займу по состоянию на 31 декабря 2006 года составляла 1 097 млн. рублей, из которых 1 097 млн. руб. классифицируется как текущая. Заем предоставлен на условиях ЛИБОР плюс 3,75% годовых. Обеспечением по данному займу являются договоры на экспорт нефти в объеме 120 тыс. тонн в месяц. Срок погашения данного кредита наступает в октябре 2007 года. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования и поддерживать определенные показатели, в том числе не допускать снижения акционерного капитала Группы ниже определенного уровня и не допускать превышения коэффициента покрытия задолженности и процентов.

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, из которых 290 млн. руб. классифицируется как текущая. Заем предоставлен на условиях ЛИБОР плюс 3,78% годовых. Обеспечением по данному кредитному соглашению являются договоры на экспорт нефти в объеме 80 тыс. тонн в месяц. Заем был погашен в соответствии с графиком платежей в марте 2007 года. Кредитный договор содержит, но не ограничивается, такими условиями, как ограничения на общую сумму займов и общую сумму понесенных процентных расходов на обслуживание этих займов.

В 2006 году Группа соответствовала всем условиям кредитных соглашений. В 2005 году Группа соответствовала все условиям кредитных соглашений за исключением требований, относящихся к займу от BNP Paribas на 300 млн. долларов США и займа Credit Suisse First Boston на 200 млн. долларов США, в соответствии с которыми, Группа должна была предоставить аудированную консолидированную финансовую отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2005 г. и промежуточную консолидированную финансовую отчетность, которую необходимо было предоставить до 31 июля 2005 г. Группа получила освобождение от этого требования в 2005 году.

Долгосрочная задолженность в российских рублях. Долгосрочная задолженность в российских рублях включает прочие займы, процентная ставка по которым варьируется от 0.01% до 20%. По состоянию на 31 декабря 2006 года непогашенная задолженность составляла 305 млн. рублей. Прочие заемные средства представляют собой займы, предоставленные другими контрагентами. Срок погашения данных займов наступает в период с июня 2008 по ноябрь 2015 гг.

Справедливая стоимость долгосрочной задолженности Группы существенно не отличается от их балансовой стоимости. Оценка справедливой стоимости несет в себе значительный элемент неопределенности.

Сроки погашения долгосрочной задолженности, являющейся непогашенной на 31 декабря 2006 г., представлены ниже:

2007	1 391
2008	157
2009	93
2010	25
2011	-
Позже	30
Итого долгосрочная задолженность	1 696

Проценты, уплаченные в 2006 и 2005 годах, составили 517 млн. руб. и 1 038 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 2006	На 31 декабря 2005
Задолженность по заработной плате	4 556	2 909
Авансы, полученные от клиентов	3 098	-
Страховые резервы	2 577	2 082
Краткосрочная часть обязательств, связанных с выбытием активов	67	32
Прочие начисленные обязательства	3 012	2 074
За вычетом кредиторской задолженности перед связанными сторонами (см. Примечание 20)	(20)	-
Итого прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13 290	7 097

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

31 декабря 2006 г. Компания начала применение SFAS 158. Данный Стандарт требует от работодателя признавать в бухгалтерском балансе статус фондирования всех пенсионных планов с установленными выплатами. Дополнительная информация о применении SFAS 158 и его влияния на консолидированную финансовую отчетность представлена в Примечании 3.

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, 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

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

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана, а также актуарных допущений по состоянию на 31 декабря 2006г. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства по пенсионным планам.

	31 декабря, 2006
Пенсионные обязательства	
Пенсионные обязательства на 1 января	3 202
Влияние курсовых разниц	(11)
Стоимость вклада текущего года службы	37
Процентные расходы	83
Выплаченные пенсии	(99)
Пенсионные обязательства на 31 декабря	3 212
Активы пенсионных планов	
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	1 684
Рентабельность активов пенсионных планов	148
Взносы	365
Выплаченные пенсии	(99)
Справедливая стоимость активов пенсионных планов на 31 декабря	2 098
Начисленные пенсионные обязательства	1 114
Суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе на 31 декабря 2006 г. в соответствии с требованиями SFAS 158	
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность и начисленные обязательства»	(98)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие долгосрочные обязательства»	(1 518)
Авансовые платежи по пенсионным обязательствам, включенные в статью «Прочие долгосрочные обязательства»	502
Начисленные пенсионные обязательства	(1 114)
Допущения:	
Ставка дисконтирования	9%
Расчетная рентабельность активов пенсионного фонда	9%
Коэффициент повышения уровня заработной платы	6%

Ниже приведены составные компоненты обязательств пенсионного плана:

	31 декабря, 2006
Стоимость вклада текущего года службы	37
Процентные расходы	83
Минус ожидаемая рентабельность активов	(148)
Эффект курсовых разниц	(11)
Итого чистый доход по пенсионным активам	(39)

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах рублей)

Примечание 16. Налоги

Отложенные налоги на прибыль отражают влияние временных разниц между балансовой стоимостью активов и пассивов 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 2006 и 2005 гг. были следующими:

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Дебиторская задолженность	129	-
Обязательства по финансовому лизингу	271	181
Прочая кредиторская задолженность	298	204
Расходы будущих периодов и прочие текущие активы	238	100
Пенсионные обязательства	176	-
Прочие	710	938
Отложенные налоговые активы	1 822	1 423
Основные средства	(18 960)	(20 527)
Товарно-материальные запасы	(886)	-
Долгосрочные финансовые вложения	(941)	(587)
Нераспределенная прибыль	(663)	(686)
Прочие обязательства	(201)	(493)
Отложенные налоговые обязательства	(21 651)	(22 293)
Отложенные налоговые обязательства, нетто	(19 829)	(20 870)

На 31 декабря 2006 и 2005 гг. отложенные налоги были классифицированы в консолидированном балансе следующим образом:

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Краткосрочные отложенные налоговые активы	288	749
Долгосрочные отложенные налоговые активы	447	-
Долгосрочные отложенные налоговые обязательства	(20 564)	(21 619)
Отложенные налоговые обязательства, нетто	(19 829)	(20 870)

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 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Прибыль до налогообложения	42 624	42 577
Теоретический налог на прибыль по установленной ставке	10 230	10 218
Увеличение (уменьшение) в результате:		
Не подлежащие вычету расходы	1 818	3 089
Необлагаемая прибыль	(273)	(59)
Прочие	331	433
Итого расходы по налогу на прибыль	12 106	13 681

Группа не создавала резерв по отложенному налогу на прибыль, начисляемому на нераспределенную прибыль зарубежного дочернего общества в размере 5 819 млн. рублей, поскольку эта прибыль реинвестировалась и будет реинвестироваться в будущем. В случае использования этих доходов в качестве дивидендов на них может быть начислен дополнительный налог в размере 873 млн. рублей.

Примечание 16. Налоги (продолжение)

В 2006 и 2005 годах налог на прибыль был уплачен на сумму 13 735 млн. руб. и 15 490 млн. руб., соответственно.

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Экспортные пошлины	85 358	65 667
Налог на добычу полезных ископаемых	56 843	46 600
Налог на имущество	1 322	1 488
Акцизы	602	408
Штрафы и пени по прочим налогам, кроме налога на прибыль	102	1 166
Прочие	749	1 052
Итого налоги, кроме налога на прибыль	144 976	116 381

В апреле 2005 г. Компания получила от федеральных налоговых органов претензии в отношении неуплаты налогов, основанные на изучении поданных нами налоговых деклараций за 2001, 2002 и 2003 гг. в размере 1380 млн. руб. Эта сумма включает как якобы невыплаченные, так и недоплаченные налоги, а также штрафы и пени. Размер налоговых требований был учтен в финансовой отчетности Группы по состоянию на 31 декабря 2003 г. Хотя Группа могла оспорить эти претензии, результат любого такого иска был бы сомнителен, учитывая недавний опыт других российских компаний в оспаривании налоговых претензий. В результате, в мае 2005 г. Группа уплатила все суммы предъявленных претензий. Налоговые декларации Компании за 2004 и 2005 гг. недавно прошли обычную налоговую проверку. По результатам проверки не обнаружено каких-либо существенных налоговых нарушений.

Экспортные пошлины и акцизы включены в выручку в консолидированные отчеты о финансовых результатах совокупной прибыли.

С 1 января 2005 года ставка была увеличена с 347 рублей до 419 за тонну добытой сырой нефти. Значение необлагаемой налогом цены за нефть марки Юралс было поднято с 8 до 9 долларов за баррель. Начиная с 1 января 2007 года, ставка НДС в размере 419 рублей за тонну добытой нефти умножается на коэффициенты, которые отражают динамику мировых цен на нефть и степень выработки месторождений. Коэффициенты выработки месторождений указаны в пунктах 3 и 4 статьи 342 Налогового Кодекса.

Налоговые обязательства по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 годов:

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Налог на добычу полезных ископаемых	4 430	4 356
НДС на реализованные товары	1 508	2 485
Прочие	1 623	2 469
Итого налоговые обязательства	7 561	9 310

Правительство Российской Федерации недавно внесло изменения в Налоговый Кодекс РФ. Планируется, что новая система снизит налоговое бремя и упростит налоговое законодательство. Тем не менее, пересмотренная система в значительной степени зависит от суждений местных налоговых органов и не решает множество существующих проблем. Даже в случае продолжения реформ налогового законодательства, они могут не привести к снижению налогового бремени на российские компании и появлению более эффективной налоговой системы. Наоборот, это может привести к появлению новых способов взимания налогов. Соответственно, Группа должна будет платить большее количество налогов, что может оказать существенное негативное воздействие на ее бизнес.

Примечание 16. Налоги (продолжение)

Российское законодательство в области трансфертного ценообразования, вступившее в силу с 1 января 1999 года, предусматривает право налоговых органов на внесение поправки в отношении налогооблагаемого дохода при трансфертном ценообразовании и начисление дополнительных налоговых обязательств по всем контролируемым операциям в случае, если разница между ценой сделки и рыночной ценой превышает 20%.

Контролируемые операции включают операции с взаимосвязанными сторонами, как это определено Налоговым Кодексом РФ, и все внешнеэкономические операции, как со связанными сторонами, так и с прочими контрагентами, если установленная цена отличается более чем на 20% от цен аналогичных сделок, заключенных данным налогоплательщиком в течение короткого периода времени, а также бартерные операции. Официальной инструкции по практическому применению этих правил не существует. Арбитражная практика в отношении данного вопроса противоречива.

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

Акционерный капитал. По состоянию на 31 декабря 2006 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 2006 г. 33,59% 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 «Нижекамскнефтехим» (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.

Примечание 17. Акционерный капитал, добавочный капитал и прочая совокупная прибыль (продолжение)

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 2006 и 2005 гг. прибыль текущего периода составляла 35 649 млн. рублей и 36 563 млн. рублей соответственно.

На общем собрании акционеров 30 июня 2006 и 2005 гг., были одобрены для всех акционеров годовые дивиденды в размере 1 руб. на обыкновенную акцию и 1 руб. на привилегированную акцию. Совет Директоров Компании рекомендовал общему годовому собранию акционеров, которое пройдет 29 июня 2007 года, одобрить выплату дивидендов за 2006 год по обыкновенным и привилегированным акциям Группы в размере 4, 60 руб. на акцию.

Прочая совокупная прибыль. Прочая совокупная прибыль, отраженная в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли представляет собой следующие компоненты:

	На 31 декабря, 2006	На 31 декабря, 2005
Пересчет суммы в иностранных валютах	(318)	336
Накопленная прочая совокупная прибыль	(318)	336

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах рублей)

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 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Чистая прибыль	29 773	28 242
Дивиденды на обыкновенные акции	(2 179)	(501)
Дивиденды на привилегированные акции	(148)	-
Прибыль, принимаемая в расчет прибыли на обыкновенные и привилегированные акции, за вычетом дивидендов	27 446	27 741
Без учета разводнения:		
Средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении (млн. штук)		
Обыкновенные	2 034	1 997
Привилегированные	148	148
Средневзвешенное количество акций двух типов, находящихся в обращении (млн. штук)	2 182	2,145
Чистая прибыль в расчете на одну акцию (руб.)		
Обыкновенную	13,65	13,19
Привилегированную	13,58	12,94
С учетом разводнения:		
Средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении (млн. штук)		
Обыкновенные	2 042	2 006
Привилегированные	148	148
Средневзвешенное количество акций двух типов, находящихся в обращении (млн. штук)	2 190	2 154
Чистая прибыль в расчете на одну акцию с учетом разводнения (руб.)		
Обыкновенную	13,60	13,13
Привилегированную	13,53	12,88

Доля меньшинства. Доля меньшинства скорректирована на сумму дивидендов, выплаченных дочерними компаниями Группы на сумму 186 млн. рублей и 261 млн. рублей на 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно.

Примечание 18. Поощрение сотрудников опционами на акции Компании

31 декабря 2000 года Совет директоров Компании одобрил план вознаграждения в форме опционов на акции (далее по тексту – «Схема») для высшего руководства Компании. Согласно положениям Схемы, Компания вправе ежегодно выпускать опционы для своих директоров и высшего руководства с согласия Совета директоров, который определяет количество и цену реализации опционов, а также периоды окончания действия опционов и возникновения прав по ним. В соответствии со схемой поощрения сотрудников опционами Компания сохраняет право обратного выкупа опционов по цене, определяемой как максимальная средневзвешенная цена, зафиксированная на Московской Межбанковской Валютной Бирже в течение трех предшествующих лет за вычетом цены их реализации.

Выпуск опционов подлежит регистрации в Федеральной службе по финансовым рынкам (ранее Федеральной комиссии РФ по рынку ценных бумаг) в течение одного года после его утверждения Советом директоров. После регистрации количество опционов, цены их реализации и прочие условия доводятся до сведения лица, участвующего в схеме (обычно в течение трех недель после регистрации) посредством подписания договора купли-продажи ценных бумаг между Компанией (или ее дочерним предприятием) и этим лицом. На дату подписания договора держатель опциона уплачивает невозмещаемую долю цены реализации опциона, а остаток подлежит уплате на дату его реализации. Период возникновения прав по опциону исчисляется с даты подписания договора (предоставления опциона).

В 2006 и 2005 годах Компания выпустила 9 526 000 и 9 840 000, соответственно, бонусных сертификатов, которыми поощряется высшее руководство и директора Компании по итогам работы за год. Компания сохраняет за собой право выкупа опционов по цене, которая определяется как максимальная средневзвешенная суточная рыночная цена опционов за предыдущие три года по торгам на Московской межбанковской валютной бирже за вычетом цены реализации опциона.

Период возникновения прав по всем опционам, выпущенным в 2006 и 2005 годах, составляет 270 дней с даты их предоставления. Срок действия опционов истекает через 365 дней после даты их предоставления. Каждый опцион предоставляет его держателю право на приобретение одной акции Компании.

В 2006 и 2005 годах Компания выкупила опционы, предоставленные в 2005 и 2004 годах, за денежный расчет по цене соответственно 153,54 руб. и 94,03 руб. за один опцион, соответственно. Сумма расходов по Схеме, отраженная в консолидированном отчете о прибылях и убытках за 2006 и 2005 годы, составила 1 454 млн. рублей и 894 млн. рублей, соответственно.

Движение по предоставленным опционам и бонусным сертификатам отражено ниже:

	2006		2005	
	Кол-во акций	Цена	Кол-во акций	Цена
Опционы в обращении на начало года	9 840 000	16.23	10 028 000	11.70
Выпущено	9 526 000	23.82	9 840 000	16.23
Выкуплено	(9 611 000)	16.23	(10 028 000)	11.70
Отказы от опционов	(229 000)	16.23	-	-
Опционы в обращении на конец года	9 526 000	23.82	9 840 000	16.23
Опционы с наступившим сроком исполнения на конец года	-	-	-	-

Остаточные сроки опционов, не реализованных по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 годов, составляли 0,25 года и 0,25 года, соответственно.

Примечание 18. Поощрение сотрудников опционами на акции Компании (продолжение)

Справедливая стоимость опционов на приобретение акций представляет собой оценочную стоимость опционов Группы на дату их предоставления, рассчитанную в соответствии с моделью расчета стоимости опционов Блэка-Шоулза (Black-Scholes).

	За год, закончившийся 31 декабря 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Справедливая стоимость обыкновенной акции на дату предоставления опционов	176,31	94,57
Использованные допущения:		
Безрисковая процентная ставка	5%	4%
Ожидаемая годовая доходность	1%	1%
Ожидаемые колебания цены	46%	38%
Продолжительность опционов (лет)	1	1

Модель расчета стоимости опционов Блэка-Шоулза была разработана для расчета справедливой стоимости опционов, не имеющих ограничений по праву передачи или сроку действия. Кроме того, при использовании этой модели оценки возникает необходимость в ряде субъективных допущений и предположений, включая предположения относительно ожидаемых колебаний цены акций.

Примечание 19. 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 нефтехимию. Выделение этих сегментов обусловлено тем, по каким направлениям Группа оценивает показатели эффективности и принимает инвестиционные и стратегические решения.

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

Нефтепереработка и сбыт 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, предоставленных 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.

В течение 2006 года, Группа имела четырех покупателей, выручка которых была отражена в сумме 174 561 млн. руб., что представляет собой 28%, 21%, 16% и 9%, от всех объемов сырой нефти, реализованной Группой в 2006 г, соответственно. В течение 2005 года, Группа имела трех покупателей, выручка которых была отражена в сумме 123 753 млн. руб., что представляет собой 26%, 13% и 9% от всех объемов сырой нефти, реализованной Группой, соответственно. В течение года, закончившегося 31 декабря 2005 года, Группа имела одного покупателя, выручка которому была отражена в сумме 19 002 млн. руб. в прочих доходах от нефтепереработки и реализации, что представляет собой 20% от этих доходов.

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.

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах рублей)

Примечание 19. 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 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Разведка и добыча нефти		
Нефть, добыча на внутреннем рынке	48 430	28 811
Нефть, добыча в СНГ ⁽¹⁾	62 947	45 071
Нефть, добыча в странах дальнего зарубежья ⁽²⁾	121 292	118 294
Межсегментная реализация	1 280	2 602
Итого выручка от разведки и добычи нефти	233 949	194 778
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов		
Покупная нефть	4 121	2 331
Покупные нефтепродукты	32 687	42 174
Итого реализация на внутреннем рынке	36 808	44 505
Покупная нефть	658	315
Покупные нефтепродукты	6 487	4 954
Итого реализация в СНГ	7 145	5 269
Покупная нефть	421	9 113
Покупные нефтепродукты	4 294	19 252
Итого, реализация в страны дальнего зарубежья	4 715	28 365
Итого выручка от переработки нефти и реализации нефтепродуктов	48 668	78 139
Нефтехимия		
Шины – реализация на внутреннем рынке	15 610	11 538
Шины – реализация в СНГ	3 168	2 427
Шины – реализация в страны дальнего зарубежья	1 165	815
Продукты нефтехимии и нефтепереработки	804	1 368
Итого выручка от нефтехимии	20 747	16 148
Итого выручка от реализации по сегментам и прочей операционной деятельности	303 364	289 065
Корпоративная и прочая реализация	16 200	13 895
Исключение межсегментных продаж	(1 280)	(2 602)
Итого выручка от реализации и прочей операционной деятельности	318 284	300 358

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

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

ТАТНЕФТЬ
Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в миллионах рублей)

Примечание 18. Информация о сегментах деятельности Группы (продолжение)
Доходность и активы сегментов. Доходность по сегментам приводится в следующей таблице:

	За год, закончившийся 31 декабря 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Прибыль (убыток) по сегментам		
Разведка и добыча нефти	39 972	40 076
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	5 174	14 064
Нефтехимия	889	1 031
Итого прибыль по сегментам	46 035	55 171
Корпоративный и прочие	(6 862)	(13 358)
Прочий доход	3 451	764
Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства	42 624	42 577

Активы по сегментам распределяются следующим образом:

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Активы		
Разведка и добыча нефти	189 963	172 326
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	16 853	13 297
Нефтехимия	15 962	15 691
Корпоративные и прочие	96 646	80 830
Итого активы	319 424	282 144

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 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Амортизация, истощение и износ		
Разведка и добыча нефти	5 709	5 884
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	475	679
Нефтехимия	1 106	1 209
Корпоративный и прочие	3 383	3 241
Итого износ, истощение и амортизация по сегментам	10 673	11 013
Поступление основных средств		
Разведка и добыча нефти	12 032	9 000
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	3 101	527
Нефтехимия	621	729
Корпоративный и прочие	6 249	5 005
Итого поступление основных средств	22 003	15 261

Примечание 20. 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.

ОАО «Связьинвестнефтехим», которое на 100% принадлежит Правительству Татарстана (напрямую и через дочернюю компанию ОАО «Инвестнефтехим»), является крупнейшим акционером Группы, владеющим 33,59% от общего количества акций Компании и 35,87% обыкновенных акций Компании по состоянию на 15 мая 2006 г. Правительство Татарстана также владеет «золотой акцией». В настоящее время четыре директора Компании, включая Председателя Совета Директоров, являются высокопоставленными работниками Правительства Татарстана. В процессе обычной хозяйственной деятельности Группа регулярно совершает сделки с другими юридическими лицами, которые прямо или косвенно контролируются Правительством Татарстана или на которые оно оказывает значительное влияние. В числе таких юридических лиц, среди прочих, ОАО «Татэнерго» и ОАО «Нижнекамскнефтехим».

В 2005г. значительная часть экспортных поставок нефти и нефтепродуктов Группы осуществлялась на «Ефремов Каучук ГмбХ», являющейся дочерней компанией ОАО «Ефремовский Завод Синтетического Каучука», который осуществляет продажу сырой нефти за пределы России и СНГ. ОАО «Ефремовский Завод Синтетического Каучука» был в 2005г. связанной стороной Группы, поскольку руководящие работники Компании являлись членами его совета директоров. Объемы реализации на «Ефремов Каучук ГмбХ» по состоянию на 31 декабря 2005 г. составили 82 324 млн. руб. В 2006 году Группа больше не считает компании «Ефремов Каучук ГмбХ» и ОАО «Ефремовский Завод Синтетического Каучука» связанными сторонами Группы, в связи с отсутствием значительного числа представителей Группы в Совете Директоров ОАО «Ефремовский Завод Синтетического Каучука».

В январе 2004 г. по просьбе Правительства Татарстана Компания приобрела беспроцентный вексель со сроком погашения в 2024 г. на сумму 960 млн. руб. у компании «Татгоспоставки», которая на 100 процентов принадлежит Правительству Татарстана. «Татгоспоставки» использовало средства, полученные от данной операции, для финансирования заложенных в бюджет расходов на социальные нужды. Справедливая стоимость данного векселя составила 173 млн. руб. и 157 млн. руб. на 31 декабря 2006 и 2005, соответственно, рассчитанная с использованием уровня доходности в 10%.

В июле 2005 г. Компания предоставила субординированный заем в размере 1,7 млрд. руб. Банку Зенит со сроком погашения через 7 лет под процентную ставку 8,5% годовых. По состоянию на 31 декабря 2006 года сумма субординированного займа, предоставленного Группой Банку Зенит составляла 1,7 млрд. руб.

В 2006 г. в соответствии с договором субординированного займа, Группа предоставила заем в размере 15 млн. долларов США Банку Зенит, учитываемому Группой по методу долевого участия, а также приобрела дополнительный субординированный заем для Банка Зенит в размере 15 млн. долларов США со сроком до 5 декабря 2009 г. Оба займа предоставлены под 7% годовых.

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах рублей)

Примечание 20. Операции со связанными сторонами (продолжение)

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 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Реализация сырой нефти	-	63 247
Объемы реализации сырой нефти (тыс. тонн)	-	6 403
Реализация нефтепродуктов	10	23 866
Объемы реализации нефтепродуктов (тыс. тонн)	1	2 870
Реализация продуктов нефтехимии	-	2 105
Прочая реализация	1 060	1 074
Покупка сырой нефти	(103)	(1 304)
Объемы покупки сырой нефти (тыс. тонн)	14	143
Покупка нефтепродуктов	-	(51)
Объемы покупки нефтепродуктов (тыс. тонн)	-	14
Покупка продукции нефтехимии	-	(3 578)
Покупка электроэнергии	(2 628)	(4 089)
Прочая покупка	(504)	(3 551)

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Активы		
Расчеты с покупателями и заказчиками (см. Примечание 6)	495	5 235
Векселя к получению (Примечание 10)	1 856	3 960
Краткосрочные депозитные сертификаты (Примечание 7)	9 750	4 030
Торговые ценные бумаги (Примечание 7)	1 172	-
Займы выданные (Примечание 10)	554	1 192
Краткосрочная задолженность связанных сторон	13 827	14 417
Долгосрочные депозитные сертификаты (Примечание 7)	1 000	
Долгосрочные займы выданные (Примечание 10)	5 235	2 561
Долгосрочная задолженность связанных сторон	6 235	2 561
Обязательства		
Прочая кредиторская задолженность (Примечание 14)	(20)	-
Векселя к уплате	-	(43)
Краткосрочная задолженность (Примечание 13)	(407)	(948)
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	(277)	(467)
Краткосрочная задолженность перед связанными сторонами	(704)	(1 458)
Векселя к уплате	-	(448)
Долгосрочные займы (Примечание 13)	(15)	-
Долгосрочная задолженность перед связанными сторонами	(15)	(448)

Примечание 21. 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. Страхование вкладов юридических лиц не предлагается финансовым учреждениям, действующим на территории 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 налоговым органам, или в виде прямой передачи денежных средств налоговыми органами. Руководство регулярно проводит анализ вероятности возмещения предоплаченного НДС и считает, что данная сумма будет возмещена в полном объеме в течение года.

Примечание 22. Договорные и условные обязательства

Гарантии. По состоянию на 31 декабря 2005 года Группа предоставила гарантии по займам, полученным третьими лицами от Банка Зенит, в размере 526 млн. руб. По состоянию на 31 декабря 2005г. Группа не отразила в консолидированной финансовой отчетности обязательства, связанные с этими гарантиями, поскольку Группа считает, на основании имеющейся информации, что вероятность выплат по гарантиям очень мала. Срок истечения обязательств по гарантиям в 2009 году. Общая сумма, включая проценты по займам, по состоянию на 31 декабря 2005 г. составила 526 млн. руб. Обязательства были погашены в течение 2006г. По состоянию на 31 декабря 2006 г., Группа не имеет 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, а на Группу наложены санкции в виде налоговых штрафов и процентов за их неуплату. В Российской Федерации налоговые расчеты остаются открытыми для проверок со стороны налоговых органов в течение трех лет.

Примечание 22. Договорные и условные обязательства (продолжение)

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 поставляемой в систему Транснефти нефти, и предсказать ее введение невозможно. Тем не менее, введение такой схемы имело бы существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность 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 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Затраты на геологоразведочные работы	2 223	1 378
Затраты на разработку месторождений	7 754	8 517
Итого затраты на геологоразведочные работы и разработку месторождений	9 977	9 895

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 2006	На 31 декабря 2005
Скважины, вспомогательное оборудование и сооружения	258 908	261 983
Незавершенные скважины и вспомогательное оборудование	2 428	2 314
Итого капитализированные затраты	261 336	264 297
Накопленная амортизация	(121 215)	(123 184)
Чистые капитализированные затраты доказанных запасов нефти	140 121	141 113

Информация по бурению представлена ниже:

	На 31 декабря 2006	На 31 декабря 2005
Пробурено эксплуатационных скважин	348	350
Пробурено разведочных скважин	31	37
Итого пробуренные скважины	379	387

На 31 декабря 2006 и 2005 гг. число действующих добывающих скважин составляло 19 185 и 18 867, 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 обязательства, включая соответствующее влияние на налоги. 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 2006	За год, закончившийся 31 декабря 2005
Выручка, полученная от добычи		
Реализация	232 668	192 176
Передача ⁽¹⁾	2 993	11 835
Итого выручка от добычи	235 661	204 011
За вычетом:		
Производственные и операционные затраты на добычу ⁽²⁾	34,724	29 373
Затраты на геологоразведочные работы	1 555	1 375
Амортизация, истощение и износ	5 709	5 884
Налоги, за исключением налога на прибыль	141 722	108 716
Налог на прибыль	12 468	14 079
Финансовые результаты от деятельности по добыче нефти и газа	39 483	44 584

⁽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 передачи нефти) составляла 9 155 рублей, 7 967 рублей за тонну в 2006 и 2005 годах, соответственно. Производственные и операционные затраты на добычу составили 1 349 рублей и 1 147 рублей за тонну в 2006 и 2005 годах, соответственно.

Запасы нефти

Далее представлена информация, подготовленная независимой инженерной фирмой «Миллер энд Ленц, Лтд.», о доказанных запасах нефти Группы на 31 декабря 2006 и 2005 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)

Запасы нефти (продолжение)

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

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

Часть совокупных доказанных запасов Группы классифицируется либо как разработанные недобываемые, либо как неразработанные. Разработанные недобываемые запасы - это запасы, которые могут быть извлечены из существующих скважин, однако требуют дополнительных капитальных затрат по капитальному ремонту, повторному заканчиванию 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 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

Чистые доказанные запасы нефти, 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)

Запасы нефти (продолжение)

Доказанные запасы на 31 декабря 2005 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	1 216	171	3 598	505
Чистые доказанные разработанные непроизводящие запасы	716	101	1 294	181	2 010	282
Чистые доказанные разработанные запасы	3 098	435	2 510	352	5 608	787
Чистые доказанные неразработанные запасы	69	10	195	27	264	37
Чистые доказанные разработанные и неразработанные запасы	3 167	445	2 705	379	5 872	824

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. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)
Запасы на 31 декабря 2004 г	1 476	206	4 325	608	5 801	814
Пересмотр предыдущих оценок	1 873	265	(1 620)	(229)	253	36
Добыча	(182)	(26)	-	-	(182)	(26)
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

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 2006 и 2005 гг. Однако, такие предположения не всегда оправдывались в прошлом и могут не оправдаться в будущем. Другие предположения аналогичной степени достоверности привели бы к результатам, значительно отличным от полученных. 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 2006 и 2005 гг. использовались следующие чистые цены за тонну: 187,46 долларов США, 159,71 долларов США (26,32 долларов США и 22,42 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 2006г.	За год, закончившийся 31 декабря 2005г
	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	4 289 534	3 989 580
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(2 792 398)	(2 344 514)
Налог на прибыль будущих периодов	(349 835)	(385 099)
Чистые денежные потоки будущих периодов	1 147 301	1 259 967
Дисконтирование по 10% годовой ставке	(840 320)	(887 133)
Дисконтированные чистые денежные потоки будущих	306 981	372 834

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 2006г.	За год, закончившийся 31 декабря 2005г
	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	372 834	251 319
Реализация и передача добытой нефти, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	(59 215)	(65 921)
Чистое изменение в ценах за тонну реализованной продукции, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	(98 906)	115 648
Изменения оценок будущих затрат на разработку месторождений	3 782	(11 679)
Пересмотр оценок относительно объемов	5 314	59 115
Затраты на разработку, понесенные в течение отчетного периода	8 314	8 517
Корректировка суммы дисконта	44 130	34 052
Изменение налога на прибыль, нетто	21 409	(35 052)
Прочие	9 319	16 845
На конец года	306 981	372 834

За годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг. дисконтированные денежные потоки от чистых доказанных резервов включают в себя 64 140 млн. руб. и 70 140 млн. руб., соответственно, извлекаемых до истечения срока действия лицензий.