

**ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»  
(РАНЕЕ – ОАО «СИБИРСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ»)**

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ  
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2006 И 2005 гг.**

**ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»  
(РАНЕЕ – ОАО «СИБИРСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ»)**

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ  
ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2006 И 2005 ГГ.**

**СОДЕРЖАНИЕ**

Отчет независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный бухгалтерский баланс .....	1
Консолидированный отчет о прибылях и убытках .....	2
Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале.....	3
Консолидированный отчет о движении денежных средств .....	4
Примечания к консолидированной финансовой отчетности .....	5
Дополнительная информация о нефтегазодобывающей деятельности (не прошедшая аудиторскую проверку) .....	29

## ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Совету Директоров и акционерам  
ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)

По нашему мнению, прилагаемые консолидированные бухгалтерские балансы и соответствующие консолидированные отчеты о прибылях и убытках, об изменениях в акционерном капитале и о движении денежных средств выражают достоверно во всех существенных аспектах финансовое состояние ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания») и его дочерних обществ (далее «Компания») по состоянию на 31 декабря 2006 года и 31 декабря 2005 года, а также финансовые результаты их деятельности и движение денежных средств за годы, закончившиеся на указанные даты, в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета Соединенных Штатов Америки. Ответственность за подготовку данной финансовой отчетности несет руководство Компании. Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение о данной отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы проводили аудит в соответствии со стандартами аудита, принятыми в Соединенных Штатах Америки. Эти стандарты требуют, чтобы аудит планировался и проводился таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и пояснений, содержащихся в консолидированной финансовой отчетности, оценку применяемых принципов бухгалтерского учета и 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 по прилагаемой финансовой отчетности.

Нами не была проведена аудиторская проверка финансовой отчетности ОАО НГК «Славнефть» и его дочерних предприятий (далее - «Славнефть»), существенного зависимого общества Компании по состоянию на 31 декабря 2005 года и за год, закончившийся на указанную дату. Аудит консолидированной финансовой отчетности «Славнефти» проводился другим аудитором, и наше мнение о консолидированной финансовой отчетности Компании в отношении сумм инвестиций в капитал и доли в чистой прибыли «Славнефти» по состоянию на 31 декабря 2005 года и за год, закончившийся на указанную дату, основывается только на отчете данного аудитора, который был нам предоставлен. По состоянию на 31 декабря 2005 года в консолидированной финансовой отчетности Компании совокупная балансовая стоимость инвестиций в «Славнефть» составляет 1 971 млн. долларов США, а доля Компании в прибыли «Славнефти» за 2005 год равна 778 млн. долларов США.

Компания не представила всю информацию, требуемую Положением стандарта финансового учета №69 «Раскрытие информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа» в отношении нефтегазодобывающей деятельности ОАО НГК «Славнефть» и его дочерних обществ, в котором Компания имеет долю в акционерном капитале, а также информацию, связанную с раскрытием в отдельности информации сведений о величине запасов до истечения срока лицензий, после истечения срока лицензий и общей величине доказанных запасов, а также соответствующую информацию о движении денежных средств. Компания предоставила только сведения об общей величине доказанных запасов. Совет по Стандартам Финансового Учета определил, что указанная выше информация должна быть включена как дополнение к консолидированной финансовой отчетности, однако она не является ее неотъемлемой частью.

ZAO PricewaterhouseCoopers Audit

Москва, Российская Федерация  
29 мая 2007 года

	Примечания	2006 г.	2005 г.
<i>Активы</i>			
Оборотные активы:			
Денежные средства и их эквиваленты	3	1 334 733	305 247
Краткосрочные финансовые вложения	4	100 000	-
Краткосрочные займы выданные	5	125 798	106 442
Дебиторская задолженность	6	2 451 988	1 868 124
Товарно-материальные ценности	7	781 710	436 584
Прочие оборотные активы	8	620 567	449 519
Краткосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	20	28 343	22 980
Итого оборотные активы		5 443 139	3 188 896
Долгосрочные финансовые вложения	9	2 760 443	2 416 515
Долгосрочные займы выданные	5	128 134	5 396
Основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа за вычетом накопленного износа, истощения и амортизации	10	4 569 144	3 857 078
Прочие основные средства за вычетом накопленного износа и амортизации	11	852 205	744 626
Незавершенное строительство	12	161 202	255 635
Прочие внеоборотные активы		55 109	27 948
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	20	132 742	143 472
Итого активы		14 102 118	10 639 566
<i>Обязательства и акционерный капитал</i>			
Текущие обязательства:			
Краткосрочные кредиты и займы	13	56 157	120 183
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	14	648 524	527 855
Налог на прибыль и прочие налоги к уплате	15	497 392	510 960
Дивиденды к уплате		893 044	75 129
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	17	638 363	235 310
Итого текущие обязательства		2 733 480	1 469 437
Обязательства, возникающие в связи с выбытием основных средств	16	287 731	260 983
Долгосрочные кредиты и займы	17	977 402	1 155 066
Отложенные налоговые обязательства	20	173 206	98 192
Итого обязательства		4 171 819	2 983 678
Договорные и условные обязательства	21		
Акционерный капитал:			
Уставный капитал (разрешено к выпуску и выпущено 4 741 299 639 акций номинальной стоимостью 0,0016 рублей за акцию)	18	1 619	1 619
Добавочный капитал		858 987	858 987
Резервы	2	1 867 449	1 867 449
Нераспределенная прибыль		7 202 244	4 927 833
Итого акционерный капитал		9 930 299	7 655 888
Итого обязательства и акционерный капитал		14 102 118	10 639 566

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Консолидированный отчет о прибылях и убытках**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг.**

**в тысячах долларов США**

	<u>Примечания</u>	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
<i>Выручка от реализации</i>			
Реализация нефтепродуктов, сырой нефти и газа	23	19 948 134	14 332 133
Прочая реализация		223 952	253 181
Итого выручка от реализации		<u>20 172 086</u>	<u>14 585 314</u>
<i>Расходы</i>			
Себестоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов		3 982 785	2 391 419
Операционные расходы		1 742 360	1 141 045
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		1 917 668	1 828 299
Износ, истощение и амортизация		802 541	1 018 433
Налоги, кроме налога прибыль	15	7 327 553	5 034 010
Расходы по прочей реализации		33 323	129 560
Итого расходы и прочие удержания		<u>15 806 230</u>	<u>11 542 766</u>
Прибыль от основной деятельности		4 365 856	3 042 548
<i>Прочие доходы / (расходы)</i>			
Доходы от долевого участия в аффилированных компаниях	9	506 943	782 205
Убытки от выбытия финансовых вложений		-	(26 309)
Проценты к получению		39 161	32 738
Проценты к уплате		(126 346)	(119 164)
Прочие расходы, нетто		(6 058)	(28 357)
Положительная курсовая разница, нетто		74 494	2 335
Итого прочие доходы		<u>488 194</u>	<u>643 448</u>
Прибыль до налогообложения		4 854 050	3 685 996
Расход по налогу на прибыль	20	1 112 827	949 310
Расход (доход) по отложенному налогу на прибыль	20	80 381	(68 260)
Итого		<u>1 193 208</u>	<u>881 050</u>
Чистая прибыль		<u>3 660 842</u>	<u>2 804 946</u>
Базовая и разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США на акцию)		0,7721	0,5916
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении (в миллионах акций)		4 741	4 741

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью*

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)  
 Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале  
 за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг.**

**в тысячах долларов США**

	<b>Обыкновенные акции</b>	<b>Добавочный капитал</b>	<b>Резервы</b>	<b>Нераспределенная прибыль</b>	<b>Итого по акционерно му капиталу</b>
Остаток на 31 декабря 2004 года	1 619	858 987	1 867 449	4 457 310	7 185 365
Чистая прибыль	–	–	–	2 804 946	2 804 946
Дивиденды по обыкновенным акциям	–	–	–	(2 334 423)	(2 334 423)
Остаток на 31 декабря 2005 года	1 619	858 987	1 867 449	4 927 833	7 655 888
Чистая прибыль	–	–	–	3 660 842	3 660 842
Дивиденды по обыкновенным акциям	–	–	–	(1 386 431)	(1 386 431)
Остаток на 31 декабря 2006 года	1 619	858 987	1 867 449	7 202 244	9 930 299

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)  
Консолидированный отчет о движении денежных средств  
за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

**в тысячах долларов США**

	<b>2006 г.</b>	<b>2005 г.</b>
<i>Денежные средства от операционной деятельности</i>		
Чистая прибыль	3 660 842	2 804 946
Приведение показателя чистой прибыли к показателю чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности:		
Начисленный доход от долевого участия в аффилированных компаниях	(219 890)	(191 183)
Расход (доход) по отложенному налогу на прибыль	80 381	(68 260)
Износ, истощение и амортизация	802 541	1 018 433
Амортизация дисконта по обязательствам, возникающим в связи с выбытием основных средств	20 931	22 462
Резервы по сомнительным долгам	(23 159)	(28 300)
Убыток от выбытия основных средств	(24 182)	29 654
Убыток от выбытия финансовых вложений	-	26 309
Изменения в активах и обязательствах, за исключением денежных средств и кредитов:		
Дебиторская задолженность	(560 705)	(453 171)
Товарно-материальные ценности	(345 126)	(144 394)
Прочие оборотные активы	(171 048)	(75 315)
Прочие внеоборотные активы	(27 161)	(8 731)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	120 669	(398 022)
Задолженность по налогу на прибыль и прочим налогам	(13 568)	(67 442)
<b>Итого чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>	<b>3 300 525</b>	<b>2 466 986</b>
<i>Денежные средства от инвестиционной деятельности</i>		
Приобретение краткосрочных финансовых вложений	(100 000)	-
Приобретение финансовых вложений в ассоциированные компании	(124 038)	(35 519)
Погашение займов выданных	47 550	33 295
Предоставление займов	(189 644)	(105 324)
Поступления от выбытия основных средств	27 355	26 314
Капитальные вложения	(1 525 109)	(1 066 877)
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>	<b>(1 863 886)</b>	<b>(1 148 111)</b>
<i>Движение денежных средств, связанное с финансовой деятельностью</i>		
Средства, полученные по долгосрочным и краткосрочным кредитам и займам	772 073	863 848
Средства, направленные на погашение долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов	(610 710)	(757 441)
Дивиденды выплаченные	(568 516)	(2 260 339)
<b>Итого чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>	<b>(407 153)</b>	<b>(2 153 932)</b>
<b>Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>1 029 486</b>	<b>(835 057)</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	305 247	1 140 304
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец года</b>	<b>1 334 733</b>	<b>305 247</b>
<i>Дополнительная информация о движении денежных средств:</i>		
Направлено на выплату процентов, за вычетом капитализированных процентов	142 614	128 545
Направлено на уплату налога на прибыль	1 104 003	1 124 423

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью*



## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

### **Описание деятельности**

ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания») и его дочерние общества (далее – «Компания») является вертикально интегрированной российской нефтяной компанией. Основными видами деятельности Компании являются разведка, добыча, переработка и реализация нефти и газа, а также продуктов их переработки.

ОАО «Сибирская нефтяная компания» (далее – «Сибнефть») было образовано в соответствии с Указом Президента Российской Федерации №872 от 24 августа 1995 года. 29 сентября 1995 года Устав Сибнефти был утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации №972. Сибнефть была официально зарегистрирована в Омской регистрационной палате 6 октября 1995 года. В сентябре и октябре 2005 года ОАО «Газпром» приобрело 75,68% акций Сибнефти. В результате Сибнефть стала дочерним обществом ОАО «Газпром». 30 мая 2006 года ОАО «Сибирская нефтяная компания» была переименована в ОАО «Газпром нефть».

Компания владеет четырьмя основными дочерними обществами: ОАО «Ноябрьскнефтегаз» (далее – «ННГ»), ОАО «Омский нефтеперерабатывающий завод» («ОНПЗ»), ОАО «Ноябрьскнефтегазофизика» («ННГФ») и ОАО «Омскнефтепродукт» («ОНП»).

Основным видом деятельности ННГ являются разведка и обустройство месторождений и добыча нефти и газа на юге Ямало-Ненецкого и в северной части Ханты-Мансийского автономных округов. ОНПЗ производит продукты нефтепереработки на заводе, расположенном в Омске (Западно-Сибирский регион). ОНП осуществляет реализацию продуктов нефтепереработки через сеть розничной торговли в Омской области. ННГФ предоставляет услуги по разведке и научно-техническому обеспечению эксплуатации нефтяных месторождений в Ноябрьском регионе.

Все экспортные операции Компании осуществляются через 100% дочернее общество - Сибнефть Ойл Трейд Компани ГмбХ, Австрия, которое действует в качестве агента по экспортным операциям.

В соответствии с российским законодательством, природные ресурсы, включая сырую нефть, газ, ценные металлы и минералы, а также прочие полезные ископаемые, расположенные на территории Российской Федерации, являются собственностью государства. Закон Российской Федерации N 2395-1 «О Недрах» регулирует отношения, возникающие в связи с геологическим изучением, использованием и охраной недр на территории Российской Федерации. В соответствии с данным законом, разработка недр осуществляется исключительно на основе лицензий. Лицензии выдаются региональными законодательными органами и содержат информацию, касающуюся участка разработки, периода деятельности, финансовые и прочие условия. Компания является держателем большого количества лицензий, выданных законодательными органами регионов, в которых расположены ее дочерние общества.

Компания реализует сырую нефть в соответствии с общими правилами квотирования, используемыми в нефтяной отрасли Российской Федерации. В соответствии с общими правилами устанавливаются квоты на экспорт нефти через транспортную систему ОАО «АК «Транснефть». Квоты устанавливаются и утверждаются энергетической Комиссией при Правительстве Российской Федерации в соответствии с принципом равного доступа к транспортной системе. В 2006 и 2005 годах экспорт Компании приблизительно составлял 53% и 50% добычи, соответственно. Остальная нефть перерабатывалась на нефтеперерабатывающих заводах Компании, а также на других российских заводах для продажи на внутреннем и международном рынках.

### **Валютное регулирование и контроль**

Иностранные валюты, в частности доллар США и Евро, играют значительную роль при осуществлении многих операций в России. В нефтегазовом секторе значительная часть экспортных операций, а также инвестиционная и финансовая деятельность ведутся в свободно конвертируемой валюте, такой как доллар США.

Центральным Банком Российской Федерации были введены жесткие нормы валютного регулирования с целью управления спросом и предложением российского рубля, а также имеющимися ресурсами свободно конвертируемых валют. Данными нормами устанавливаются различные ограничения при конвертации рублей в свободно конвертируемые валюты, а также вводятся требования, относящиеся к обязательной продаже валютной выручки. В настоящий момент российский рубль не является в полной мере свободно конвертируемой валютой за пределами РФ и таким образом Компания в течение 2005 года была обязана продавать до 10% (с 27 декабря 2004г.) своей валютной выручки. В мае 2006 года Центральный Банк РФ прекратил практику обязательной продажи части валютной выручки. Внутри РФ официальные обменные курсы определяются ежедневно Центральным Банком РФ. Рыночные курсы могут отличаться от официально установленных, но эти различия в общем, находятся внутри узкого коридора, контролируемого Центральным Банком РФ, соответственно перевод деноминированных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте в рубли не означает, что Компания могла бы выразить в рублях стоимость этих активов и обязательств, которые она показала в отчете. Официальный курс рубля к доллару на 31 декабря 2006 г. составлял 26,33 рублей за доллар и на 31 декабря 2005 г. - 28,78 рублей за доллар.

Существенную часть торговых операций Компания осуществляет в долларах США. Также значительная часть финансовых и инвестиционных операций и обязательств Компании выражена в долларах США. Тем не менее, многие расходы, связанные с операционной и инвестиционной деятельностью, а также налоговые выплаты в бюджет осуществляются в рублях. В результате этого, а также и валютного контроля, основные валютные риски Компании связаны с изменениями курса доллара США к рублю и обслуживанием обязательств, выраженных в долларах США. Для управления данными рисками, Компания стремится поддерживать определенный уровень экспорта нефти и нефтепродуктов, что так же требуется для исполнения положений определенных финансовых соглашений.

## **2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**

### **Основа представления информации**

Компания ведет бухгалтерский учет в соответствии с принципами и методами бухгалтерского учета и налогообложения, установленными российскими законодательными и нормативными актами. Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена на основе данных бухгалтерского учета, составленного по указанным правилам, с внесением соответствующих корректировок для целей достоверного представления информации в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета (ОПБУ США). В качестве валюты представления отчетности Компания использует доллар США.

### **Принципы консолидации и долгосрочные инвестиции**

Консолидированная финансовая отчетность Компании включает в себя все отчетности дочерних обществ, в которых Компания владеет контрольным пакетом акций, в отношении которых ни отдельные миноритарные акционеры, ни их группа не имеют существенных прав участия. Инвестиции в общества, которые Компания не контролирует, но имеет возможность оказывать существенное влияние на их операционную и финансовую деятельность, учитываются по методу долевого участия. Соответственно, доля Компании в прибылях и убытках этих обществ включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках по статье «Доходы от долевого участия в аффилированных компаниях». Все остальные инвестиции в долевые ценные бумаги учитываются по стоимости приобретения. Как указано в Примечании 9, Компания имеет вложения в различные российские предприятия, сумма которых была отражена в балансе по стоимости приобретения. Все внутригрупповые доходы, операции и остатки задолженности были исключены при консолидации.

На Компанию в полном объеме распространяются все положения Финансовой Интерпретации (FIN) №46 (R) «Консолидация компаний с переменной долей участия» и Бюллетеня мнений экспертов Комитета по Стандартам Финансового Учета («FASB») по Финансовой Интерпретации №46 (R)-5 «Непрямое переменное участие согласно Разъяснению FASB №46 (в редакции декабря 2003 г.) «Консолидация предприятий с переменным участием» («FSP FIN 46(R)-5»). Компания оценивает свои инвестиции и взаимоотношения с внешними компаниями, и включает в консолидированную финансовую отчетность показатели тех идентифицируемых компаний с переменной долей участия, в отношении которых Компания является основным бенефициаром.

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)  
Примечания к консолидированной финансовой отчетности  
за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

---

Оценка обесценения стоимости инвестиций проводится Компанией, когда определенные события или обстоятельства указывают на наличие признаков обесценения, если такое обесценение не является временным. Величина снижения стоимости основывается на рыночных котировках, где это возможно, а также на результатах других способов оценки, включая метод дисконтированных денежных потоков.

#### **Резервы и нераспределенная прибыль**

Резервы представляют собой чистые активы Компании за вычетом стоимости обыкновенных акций на дату формирования Компании в 1995 году. Нераспределенная прибыль представляет собой чистую прибыль Компании, накопленную за последующие периоды.

#### **Оценочные значения, используемые руководством Компании**

В ходе подготовки консолидированной финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США была использована информация, основанная на оценках и допущениях руководства Компании, влияющая на определение величины различных статей активов и пассивов бухгалтерского баланса на дату составления финансовой отчетности, а также доходов и расходов за отчетный период. Некоторые существенные оценки и допущения Компании включают: определение сроков полезной службы внеоборотных активов, а также определение возмещаемой стоимости внеоборотных активов и инвестиций; создание резервов по сомнительной дебиторской задолженности; обязательства, возникающие в связи с выбытием основных средств; учет правовых и налоговых условных обязательств; обязательства, касающиеся истощения, износа и амортизации; оценка обязательств, возникающих в связи с нарушением экологических норм; изменения в нефтяных запасах; признание и раскрытие информации по гарантиям и прочим обязательствам. По мнению руководства Компании оно располагает соответствующей информацией для принятия данных оценок и допущений. Тем не менее, реальные результаты деятельности Компании могут значительно отличаться от сделанных оценок.

#### **Принципы пересчета иностранных валют**

Функциональной валютой Компании является доллар США, поскольку большая часть выручки, расходов, приобретенных основных средств, дебиторской и кредиторской задолженности указаны, исчислены, оценены или приведены другим способом к доллару США.

Так как бухгалтерский учет Компании ведется в рублях, то в соответствии с требованиями Положения стандарта финансового учета (SFAS) №52 «Пересчет иностранных валют» была проведена переоценка статей финансовой отчетности. Денежные статьи активов и пассивов были переведены в доллары США по курсу на дату составления бухгалтерского баланса. Неденежные активы и обязательства были переведены по историческим курсам. Доходы и расходы, а также движение денежных средств были пересчитаны по историческим курсам на дату совершения операций. Возникшие в результате данной переоценки прибыли и убытки были отражены в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Будущее изменение курса рубля к доллару США окажет влияние на текущую стоимость денежных активов и обязательств Компании, деноминированных в рублях. Такое изменение может также отразиться на способности Компании реализовать неденежные активы, представленные в данной консолидированной финансовой отчетности в долларах США. Любой пересчет из рублей в доллары США не должен подразумевать, что соответствующие рублевые суммы были, могли быть или в будущем будут конвертированы в доллары США по указанным или любым иным обменным курсам.

#### **Денежные средства и их эквиваленты**

Компания относит к денежным средствам и их эквивалентам средства на банковских счетах, а также все высоколиквидные инвестиции со сроком погашения не более трех месяцев с даты приобретения.

### **Дебиторская задолженность**

Дебиторская задолженность представлена в консолидированной финансовой отчетности по чистой реализуемой стоимости. По сомнительной дебиторской задолженности создаются резервы. Оценка сомнительной дебиторской задолженности проводится с учетом срока возникновения задолженности, истории взаимоотношений с контрагентом, а также сложившейся экономической ситуации. Оценка сомнительной дебиторской задолженности производится на основании допущений и предположений Компании. Срок погашения дебиторской задолженности определяется исходя из договорных обязательств. Изменения в резервах по сомнительной дебиторской задолженности отражаются в составе коммерческих, общехозяйственных и административных расходов.

### **Налог на добавленную стоимость к возмещению**

Налог на добавленную стоимость (НДС), уплаченный в части экспорта сырой нефти и нефтепродуктов, относится к видам деятельности, освобождаемым от уплаты данного налога. Возмещение по данному налогу осуществляется по завершению каждой сделки. НДС, возникающий в связи с капитальным строительством возмещается после завершения строительства объекта и ввода его в эксплуатацию.

### **Займы выданные**

Предоставленные займы учитываются по чистой реализуемой стоимости. По сомнительной задолженности создаются резервы. Оценка проводится с учетом истории взаимоотношений с контрагентом, а также сложившейся экономической ситуации. Срок погашения задолженности определяется исходя из договорных обязательств. Доход по процентам начисляется в момент получения и учитывается как проценты к получению.

### **Товарно-материальные ценности**

Товарно-материальные ценности (ТМЦ), которые представляют собой, в основном, нефть, продукты нефтепереработки, материалы и готовую продукцию, оцениваются по наименьшей из двух величин: себестоимости или чистой реализуемой стоимости. Себестоимость ТМЦ определяется методом средневзвешенной стоимости и включает в себя все прямые и косвенные затраты, понесенные для того, чтобы привести ТМЦ в существующую форму и доставить до места их текущего хранения. В стоимость ТМЦ не включаются чрезвычайные расходы и расходы, связанные с научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами.

### **Основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа**

Компания отражает операции по разведке и добыче нефти и газа и другой производственной активности по методу результативных затрат.

Затраты, связанные с получением прав на добычу нефти и газа, капитализируются в момент возникновения. Затраты на приобретение прав на участки с неподтвержденными запасами, которые являются существенными по каждому отдельно взятому участку, подвергаются оценке, и в случае, если по ее результатам затраты были определены как некупаемые, признается соответствующий убыток, отражаемый в финансовой отчетности в виде оценочного резерва.

Затраты на ведение разведочных работ, исключая стоимость разведочных скважин, списываются на текущие расходы по мере того, как они производятся. Стоимость бурения разведочных скважин, включая контрольные, капитализируется до момента подтверждения наличия или отсутствия доказанных запасов, пригодных для промышленной разработки. Если такие запасы не обнаружены, расходы на бурение скважин относятся на затраты по разведке нефти и газа. Стоимость затрат на бурение, необходимые материалы и оборудование для обустройства продуктивных скважин, а также непродуктивных эксплуатационных скважин, наряду со стоимостью оборудования и затрат на нагнетательные скважины по разрабатываемым месторождениям, подлежит капитализации.

Бухгалтерский учет в Российской Федерации ведется в рублевом выражении по исторической стоимости. Указанная в прилагаемой консолидированной отчетности стоимость основных средств и капитальных вложений, выраженная в долларах США по историческим обменным курсам, относящихся к процессу разведки и добычи нефти и газа, была определена с использованием той же методологии, что и при пересчете стоимости прочих основных средств, как указано ниже в разделе “Прочие основные средства”.

### **Прочие основные средства**

Как указано выше, бухгалтерский учет в Российской Федерации ведется в рублевом выражении по исторической стоимости. До 1992 года курс рубля к иностранным валютам был фиксированным, и, необязательно отражал реальную рыночную стоимость российского рубля. Помимо этого, приобретение отдельных объектов основных средств осуществлялось в рамках государственных структур по ценам, которые определялись самим государством. В течение 1992 года основные средства были переоценены в соответствии с Постановлением Правительства №595 от 14 августа 1992 года. Аналогичные переоценки были проведены по состоянию на 1 января 1994 года, 1 января 1997 года и 1 января 1998 года. Индексы, использованные для указанных переоценок основных средств, не вполне отражали фактические изменения в стоимости рубля и, следовательно, не приводили к восстановлению реальной рыночной стоимости основных средств.

В результате этого оказалось невозможным определить реальную остаточную стоимость основных средств для целей подготовки финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США, основываясь на данных российского бухгалтерского учета. Соответственно, для проведения оценки исторической стоимости и накопленной амортизации основных средств по состоянию на 31 декабря 1996 года был привлечен независимый оценщик недвижимости – компания «American Appraisal (AAR) Inc.».

При проведении оценки основных средств независимая компания-оценщик использовала методику, которая позволила определить как историческую, так и рыночную стоимость основных средств в долларах США. За основу определения исторической и рыночной стоимостей основных средств была принята стоимость воспроизводства (СВ), либо стоимость замещения (СЗ), если стоимость воспроизводства невозможно было определить в силу объективных изменений в техническом или конструкторском плане. СВ отражает затраты на строительство аналогичных объектов основных средств с использованием аналогичных материалов, в то время как СЗ является стоимостью замещения существующих объектов основных средств новыми с использованием современной технологии и материалов. В расчет принималась информация о стоимости оборудования, полученная как от российских, так и от зарубежных производителей.

Для целей расчета соответствующей исторической стоимости СВ/СЗ корректировалась в зависимости от даты приобретения объектов основных средств с использованием западных исторических индексов инфляции. На рассчитанную историческую стоимость объектов основных средств был начислен износ, исходя из сроков полезного использования, как указано ниже в разделе “Износ, истощение и амортизация”.

Результаты этой работы были использованы при определении остаточной стоимости основных средств в соответствии с ОПБУ США по состоянию на 31 декабря 1996 года. Начиная с этой даты, выбытие основных средств учитывалось по исторической стоимости, а поступление основных средств - по стоимости приобретения, пересчитанной по обменным курсам, действующим на дату совершения операции.

### **Износ, истощение и амортизация**

Начисление износа, истощения и амортизации объектов основных средств, относящихся к добыче и разведке нефти и газа производится методом пропорционально объему выработанной продукции, основанным на соотношении объема добычи текущего года к общему объему будущей добычи на базе доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа.

Начисление износа и амортизации прочих основных средств (кроме основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа) производится линейным методом исходя из сроков их полезного использования. Следующие нормы амортизации применяются для групп зданий и оборудования, имеющих сходные экономические характеристики:

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности  
за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

<b>Группы основных средств</b>	<b>Средний срок полезного использования</b>
Здания и благоустройство территории	8-35 лет
Машины и оборудование (включая оборудование по переработке нефти)	8-30 лет
Транспортные средства и прочие объекты основных средств	3-10 лет

**Обесценение основных средств**

Внеоборотные активы, включая основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа на месторождениях оцениваются на предмет их возможного обесценения в соответствии с Положением стандарта финансового учета (SFAS) №144 «Учет обесценения и выбытия долгосрочных активов». Оценка обесценения стоимости прочих основных средств, используемых в операционной деятельности, проводится в случаях, если существуют признаки, указывающие на возможное обесценение данного актива в будущем. Компания производит оценку возможного обесценения прочих основных средств, путем сравнения их балансовой стоимости с недисконтированными будущими денежными потоками до налогообложения. В случае, если результаты такой оценки указывают на обесценение активов, их стоимость уменьшается и признается соответствующий убыток от обесценения на сумму разницы между балансовой и рыночной стоимостью актива, которая рассчитывается на основе дисконтированных будущих денежных потоков.

По нефтяным и газовым месторождениям чистая приведенная стоимость будущих денежных потоков рассчитывается на основе оценки менеджментом будущих цен, определяемых с учетом последних исторических цен и опубликованных форвардных цен, применяемых к прогнозируемым объемам добычи отдельных месторождений и дисконтируемых по ставке, соизмеримой с вовлеченными рисками. Прогнозируемые объемы добычи представляют собой запасы, включая вероятные запасы, скорректированные на риск фактор, которые будут извлечены, исходя из предполагаемого уровня капитальных затрат. Объемы добычи, цены и период добычи соответствуют внутренним прогнозам и другой внешней информации. Предположения о цене и затратах, используемые в оценке обесценения, отличаются от предположений, используемых в стандартизированных оценках дисконтированных будущих чистых денежных потоков, связанных с разведанными запасами нефти и газа. В данном раскрытии, SFAS №69 «Раскрытие информации о деятельности, связанной с разведкой нефти и газа» требуется использовать цены и затраты на дату публикации финансовой отчетности, без указания будущих изменений в использованных оценках.

Отдельные активы группируются для целей оценки на возможное обесценение на самом низком уровне, для которого определяются идентифицируемые денежные потоки, в значительной степени не зависящие от денежных потоков, связанных с другими группами активов. Как правило, для основных средств, связанных с разведкой и добычей, это уровень конкретных месторождений, для активов, связанных с переработкой активов, - это уровень целого комплекса, а для других активов - уровень операционной единицы. Внеоборотные активы, используемые более одного года, учитываются по наименьшей из стоимости приобретения за минусом амортизации или справедливой стоимости, уменьшенной на расходы на продажу актива. Стоимость приобретения недоказанных запасов нефти и газа подлежит периодической оценке, и любое обесценение учитывается в составе расходов. Обесценение данных активов не выявлено по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг.

**Затраты на содержание и ремонт**

Затраты на содержание и ремонт, которые не приводят к существенному улучшению основных средств, относятся на расходы того периода, в котором они были произведены.

**Капитализация процентов**

Капитализация процентов по кредитам, связанным с капитальным строительством и приобретением объектов основных средств производилась в тех случаях, когда, теоретически, данных процентных выплат можно было бы избежать, отказавшись от вложений в основные средства. Проценты капитализируются только в течение непосредственного осуществления строительства до момента ввода основного средства в эксплуатацию. В 2006

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

и 2005 годах сумма капитализированных процентов, связанных с капитальным строительством, составляла 11,2 млн. долларов США и 12,6 млн. долларов США, соответственно.

#### **Выбытие активов**

Когда амортизируемое имущество полностью списывается или продается, его стоимость и соответствующая сумма накопленной амортизации исключаются, а возникающие при этом прибыль или убыток отражаются в отчете о прибылях и убытках. Когда амортизируемое имущество выбывает или списывается частично, разница между стоимостью актива и ликвидационной стоимостью относится на счет накопленной амортизации.

#### **Доля меньшинства в дочерних компаниях**

Доля меньшинства в консолидированном балансе отражает процент участия миноритарных акционеров в уставном капитале дочерних обществ. Эта доля была определена, основываясь на величине акционерного капитала дочерних обществ, определенной в соответствии с требованиями ОПБУ США. Фактическая рублевая величина, относящаяся к доле миноритарных акционеров в дочерних обществах, может отличаться от данной суммы.

Доля меньшинства в дочерних обществах составила:

	31 декабря 2006 г.		31 декабря 2005 г.	
	Голосующих	Всего	Голосующих	Всего
ННГГФ	19%	19%	19%	19%
ОАО «Меретояханефтегаз»	33%	33%	33%	33%
ООО «НК «Сибнефть-Югра»	1%	1%	1%	1%
ОАО «Сибнефть-Тюменьнефтепродукт»	10%	10%	10%	10%

#### **Налог на прибыль**

Компания и ее дочерние предприятия не подлежат налогообложению на консолидированном уровне. Налог на прибыль исчислялся исходя из балансовой прибыли за 2006 и 2005 годы, рассчитанной в соответствии с принципами и требованиями российского бухгалтерского учета, скорректированной с учетом влияния расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу, и различных льгот, по ставке 24 процента.

В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены отложенные активы и обязательства по налогу на прибыль Компании и ее дочерних обществ, рассчитанные в соответствии с «методом активов и обязательств» (SFAS №109 «Учет налога на прибыль»), согласно которому необходимо отразить отложенные налоговые обязательства или активы, рассчитанные исходя из текущей ставки налога на прибыль, которые возникли в связи с ожидаемыми налоговыми последствиями существующих различий в оценке статей баланса для целей финансового и налогового учёта. Резервы по списанию соответствующих активов отражаются в случае, если вероятность реализации налоговых выгод невысока.

#### **Прибыль на акцию**

Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную акцию была рассчитана, исходя из прибыли, имеющейся в распоряжении акционеров, и средневзвешенного количества акций, находящихся в обращении в течение года. Ценных бумаг, которые потенциально могли иметь разводняющий эффект на прибыль на обыкновенную акцию, в обращение не выпускалось.

#### **Учет условных обязательств**

На дату составления финансовой отчетности может существовать ряд событий, которые в дальнейшем под воздействием одного или нескольких неопределенных на дату составления финансовой отчетности факторов могут привести к возникновению убытков у Компании. Сумма возможных будущих обязательств оценивается руководством и юридическими консультантами Компании. Такая оценка производится на основе предположений и включает в себя фактор субъективности. При определении величины возможных потерь в результате судебных разбирательств с участием Компании или требований, которые могут быть предъявлены в

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью*

виде исков к Компании, юристы оценивают как перспективы таких судебных разбирательств и предъявления таких требований в судебном порядке, так и возможные суммы возмещения, которые противоположная сторона требует или может потребовать в суде.

Если в результате оценки вероятности появления будущего обязательства выявляется, что существенное в денежном выражении обязательство определено с достаточной степенью уверенности (является вероятным), тогда стоимостная оценка такой задолженности отражается в финансовой отчетности. В случае, если предполагаемое обязательство, имеющее значительную стоимостную оценку, не может быть классифицировано как вероятное, а является лишь возможным, либо стоимостная оценка вероятного обязательства не определена, то в примечаниях к финансовой отчетности включается информация о характере такого обязательства и его приблизительная стоимостная оценка (если сумма может быть оценена и является существенной). Если потери по условным обязательствам не могут быть достоверно оценены, то руководство Компании признает этот убыток в момент когда информация становится доступной.

Если вероятность наступления обязательства является низкой, то обычно информация о таком обязательстве не включается в примечания к финансовой отчетности. Исключениями являются случаи, когда имеются обязательства в виде гарантий, при этом в примечаниях раскрывается характер таких гарантий. К исключениям также относятся нетипичные будущие обязательства, которые могут быть отражены в примечаниях к финансовой отчетности, если, по мнению руководства или юристов, информация о таких обязательствах может быть необходима акционерам и другим пользователям финансовой отчетности.

#### **Признание выручки от реализации**

Выручка от реализации нефти, газа, продуктов нефтепереработки и другой продукции признается в момент, когда продукция доставлена конечному покупателю, права собственности переданы этому покупателю, поступление выручки ожидается в рамках нормальной хозяйственной деятельности и цена реализации является окончательной, либо определяемой с достаточной долей уверенности. В отношении реализации сырой нефти, продуктов нефтепереработки и материалов на внутреннем рынке, товары считаются реализованными в момент их поставки покупателю, что обычно является моментом перехода права собственности к покупателю. В случае экспорта, право собственности обычно переходит к покупателю на границе Российской Федерации, и в этом случае Компания оплачивает транспортные расходы, таможенные пошлины, а также налоги.

Прочая реализация состоит в основном из реализации эксплуатационных услуг и отражается в момент, когда товары поставлены, а услуги оказаны покупателям, принимая во внимание, что стоимость услуг может быть определена и отсутствуют существенные неопределенности в отношении получения Компанией экономических выгод в будущем.

Выручка от реализации отражена за минусом налога на добавленную стоимость и акциза на нефтепродукты.

#### **Затраты на транспортировку**

Затраты Компании на транспортировку сырой нефти и нефтепродуктов покупателям составили 1 411 и 1 041 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно. Расходы по доставке, погрузке и разгрузке продукции включаются в транспортные расходы в консолидированном отчете о прибылях и убытках по статье «Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы».

#### **Пенсионные и другие компенсационные программы**

Компания не реализует каких-либо существенных программ по дополнительному пенсионному обеспечению, помимо отчислений в государственный Пенсионный фонд РФ. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от текущих отчислений на заработную плату и относятся на затраты по мере начисления. Компания также не имеет каких-либо программ компенсаций уволенным работникам и иных программ, требующих создания резервов.

#### **Обязательства, возникающие в связи с выбытием основных средств (активов)**

Компания отражает в учете справедливую стоимость обязательств по выводу из эксплуатации и удалению с участка долгосрочных активов в том периоде, когда такие обязательства возникают (обычно когда актив устанавливается на участке производства или когда начинается бурение). При первоначальном отражении



**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)  
Примечания к консолидированной финансовой отчетности  
за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

---

такого обязательства Компания капитализирует его стоимость путем увеличения балансовой стоимости соответствующих основных средств. С течением времени стоимость обязательства увеличивается на величину изменения его текущей стоимости, а стоимость, капитализированная в стоимости основных средств, амортизируется в течение срока службы соответствующего актива. См. Примечание 16 – Обязательства по выводу активов из эксплуатации.

**Новые стандарты, вступающие в силу на 31 декабря 2006 года**

Изменения в бухгалтерском учете. В марте 2005 года Совет по стандартам финансового учёта («FASB») выпустил Финансовую интерпретацию (FIN №47) «*Бухгалтерский учет условных обязательств по выводу активов из эксплуатации*», представляющий собой интерпретацию Положения стандарта финансового учета (SFAS) №143. В данной интерпретации разъясняется, что предприятие должно признавать обязательство, относящееся к юридической обязанности по выводу активов из эксплуатации, когда этот вывод активов зависит от события в будущем, если существует возможность достоверной оценки справедливой стоимости данного обязательства. В противном случае предприятие должно раскрыть (1) описание обязательства, (2) тот факт, что обязательство не было отражено, по причине невозможности достоверной оценки его справедливой стоимости, и (3) причин, по которым достоверная оценка справедливой стоимости не представляется возможной. В FIN №47 также указывается на условия, при которых у предприятия имеется достаточная информация для достоверной оценки справедливой стоимости обязательства по выводу активов из эксплуатации. Принятие данного стандарта по состоянию на 31 декабря 2006 года не оказало существенного влияния на финансовую отчетность Компании.

Затраты на товарно-материальные ценности. В ноябре 2004 года было выпущено SFAS № 151 «*Стоимость товарно-материальных запасов*», являющееся дополнением к ARB №43, (SFAS №151), оно вступило в силу для Компании, начиная с 1 января 2006 года. Данный стандарт дополняет указания, содержащиеся в главе 4 «*Ценообразование ТМЗ*» ARB №43, и разъясняет порядок учета выходящих за пределы норм издержек простоя оборудования, перевозки, погрузочно-разгрузочных работ и стоимости испорченных ТМЗ. Кроме того, в соответствии с требованиями стандарта распределение фиксированных производственных накладных расходов на затраты на обработку должно осуществляться на основе стандартных мощностей производственного оборудования. Принятие данного стандарта по состоянию на 31 декабря 2006 года не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение или ликвидность Компании.

Затраты на незаконченные скважины. В апреле 2005 года FASB выпустил Бюллетень мнений экспертов FASB по SFAS №19-1 «*Учет затрат на незаконченные скважины*» («FSP FAS №19-1»). FSP FAS №19-1 вносит изменения в SFAS №19 и действует в отношении нефтедобывающих компаний. В FSP SFAS 19-1 содержится заключение о том, что затраты на разведочные скважины продолжают капитализироваться, до тех пор, пока эксплуатация разведочной скважины не приведет к обнаружению доказанных запасов. И если на этот момент оценка доказанных запасов не может быть произведена, положения FSP FAS 19-1 позволяют капитализировать затраты на разведочное бурение если (1) эксплуатация такой скважины привела к обнаружению запасов в объеме, достаточном для признания скважины в качестве эксплуатационной и (2) компания достаточно эффективно проводит оценку запасов, а также экономическое и эксплуатационное обоснование проекта. Помимо этого, FSP FAS 19-1 предусматривает необходимость создания резерва в отношении капитализированных затрат на разведочные скважины. Положения FSP FAS 19-1 распространяются на первый отчетный период, начинающийся после 4 апреля 2005 года. По состоянию на 31 декабря 2006 года принятие положений FSP FAS 19-1 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение или движение денежных средств Компании.

Обмен неденежных активов. В декабре 2004 года FASB выпустил SFAS №153 «*Обмен неденежных активов*», который вносит изменения в APB №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.

Положения стандарта SFAS №153 применимы по отношению к финансовой отчетности, начиная с 15 июня 2005 года. По состоянию на 31 декабря 2006 года принятие положений SFAS №153 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение или движение денежных средств Компании.

Изменения в бухгалтерском учете и исправление ошибок. В мае 2005 года FASB выпустил SFAS №154, «*Изменения в бухгалтерском учете и исправление ошибок*». SFAS № 154 требует от компаний признания (1)

произведенных по собственному усмотрению изменений принципов бухгалтерского учета и (2) изменений, требуемых принятием новых стандартов бухгалтерского учета в случаях, когда эти стандарты не включают конкретных положений о переходном периоде, в отношении финансовой отчетности предыдущих периодов, если существует возможность определить влияние такого изменения в каждом конкретном периоде или его совокупное влияние. SFAS №154 вступает в силу в отношении изменений в бухгалтерском учете и исправления ошибок, допущенных в финансовые годы, начинающиеся после 15 декабря 2005. По состоянию на 31 декабря 2006 г. принятие положений SFAS №154 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение или потоки денежных средств Компании.

Операции купли-продажи. В сентябре 2005 года FASB ратифицировал мнение № 04-13 – "Учет купли-продажи материально-производственных запасов с одним и тем же контрагентом", принятое Рабочей группой по возникающим проблемам (EITF) . Указанное выше мнение было достигнуто в отношении того, что две или более юридически самостоятельные сделки с одним и тем же контрагентом должны быть объединены и рассматриваться как единый договор для целей бухгалтерского учета, если эти сделки заключаются взаимосвязано друг с другом. EITF также достигла консенсуса относительно того, что неденежный обмен материально-производственными запасами внутри компании должен отражаться по справедливой стоимости. Принятие этого стандарта 1 апреля 2006 года не оказало существенного влияния на результаты, финансовое положение или денежные потоки Компании.

Оценка по справедливой стоимости. В сентябре 2006 года FASB опубликовал Положение SFAS № 157 «Оценка по справедливой стоимости», которое устанавливает формальные основы для оценки активов и обязательств по справедливой стоимости. SFAS № 157 дает общее определение справедливой стоимости, основы для оценки справедливой стоимости в соответствии с ОПБУ США и расширяет требования по раскрытию информации об оценке по справедливой стоимости. SFAS № 157 применяется к финансовой отчетности за финансовые годы, начинающиеся после 15 ноября 2007 года, а также за соответствующие промежуточные периоды. Влияние на финансовую отчетность после принятия Компанией этого стандарта в 2008 году будет зависеть от активов и обязательств Компании, которые по состоянию на тот период необходимо будет оценивать по справедливой стоимости.

Неопределенные налоговые позиции. В июне 2006 года FASB выпустил Финансовую интерпретацию (FIN №48 «Бухгалтерский учет неопределенностей по налогам на прибыль», представляющий собой интерпретацию Положения стандарта финансового учета №109, которая устанавливает пороговую величину признания и характеристики оценки для целей признания и оценки в финансовой отчетности налогового статуса, принятого в налоговой декларации или планируемого к принятию. FIN 48 также содержит инструкции по прекращению признания, классификации, пени и штрафам, порядку учета в промежуточные периоды, раскрытию информации и переходному периоду. FIN 48 применяется к финансовым годам, начинающимся после 15 декабря 2006 года. В настоящее время Компания проводит оценку потенциального влияния принятия FIN 48 на результаты, финансовое положение и денежные потоки Компании, и если оно последует, будет отражено в консолидированной финансовой отчетности.

Представление налогов, собираемых с покупателей. В июне 2006 года FASB ратифицировал мнение EITF № 06-3 – "Как налоги, собираемые с покупателей и перечисляемые государственным органам, должны представляться в отчете о прибылях и убытках (а именно, представление валовой или чистой суммы)". Документ №06-3 требует раскрытие информации о применении валового или чистого метода представления налогов, начисленных государственными органами в результате определенных приносящих доход операций между покупателем и продавцом. Если такие налоги отражаются в валовой величине, компания также должна раскрыть величину, отраженную в составе дохода в промежуточной или годовой финансовой отчетности. Компания отражает доходы за вычетом акцизов и НДС, как более подробно рассмотрено в разделе «Признание выручки» примечания по учетной политике.

#### **Изменение классификации в финансовой отчетности**

Определенные изменения классификации в консолидированной финансовой отчетности за 2005 год были сделаны для соответствия текущей финансовой отчетности. Данные изменения не оказали влияния на нераспределенную прибыль и акционерный капитал.

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

### **3. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ**

По состоянию на 31 декабря денежные средства Компании классифицированы следующим образом (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Денежные средства на банковских счетах – рубли	346 266	145 731
Денежные средства на банковских счетах – валюта	274 581	137 401
Банковские депозиты	712 336	21 455
Денежные средства в кассе	<u>1 550</u>	<u>660</u>
Итого денежных средств и их эквивалентов	<u>1 334 733</u>	<u>305 247</u>

Банковские депозиты представляют собой вклады в западных банках на период менее, чем три месяца, со средней ставкой 6,0% годовых по депозитам в долларах США.

Денежные средства в иностранной валюте, в основном, выражены в долларах США.

На 31 декабря 2006г. денежные средства на счетах в АБ «Газпромбанк» (ЗАО) составляют 3,6 млн. долларов США, а банковские депозиты - 300,0 млн. долларов США. АБ «Газпромбанк» (ЗАО) является аффилированным лицом по отношению к Компании.

### **4. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ**

По состоянию на 31 декабря 2006 г. краткосрочные финансовые вложения состоят полностью из банковских депозитов со сроками погашения превышающими 90 дней. На 31 декабря 2005 г. подобных депозитов не было.

### **5. ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ**

Краткосрочные займы выданные, в размере 125,8 млн. долларов США и 106,4 млн.долларов США на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно, представляют собой, большей частью, займы, выданные различным аффилированным лицам. Данные рублевые займы выданы на срок от одного месяца до одного года и являются беспроцентными. Рыночная стоимость данных займов приблизительно равняется их балансовой стоимости в консолидированной финансовой отчетности благодаря их краткосрочности.

Долгосрочные займы выданные, в размере 128,1 млн. долларов США и 5,4 млн. долларов США на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно, состоят, большей частью, из сумм к получению от аффилированных лиц. Эти займы являются беспроцентными и погашаются в период между 2008 и 2011 гг. Рыночная стоимость равняется 108 млн. долларов США на 31 декабря 2006г. при ставке дисконта в 10,5% (межбанковская ставка рефинансирования ЦБ РФ).

### **6. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

По состоянию на 31 декабря дебиторская задолженность имеет следующую структуру (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Дебиторская задолженность по торговым операциям	896 170	737 308
Налог на добавленную стоимость к возмещению	752 051	858 210
Авансовые платежи в таможенные органы	284 646	248 929
Аффилированные лица	13 029	-
Прочая дебиторская задолженность	530 299	71 043
Минус: резерв по сомнительным долгам	<u>(24 207)</u>	<u>(47 366)</u>
Итого дебиторская задолженность	<u>2 451 988</u>	<u>1 868 124</u>

Дебиторская задолженность по торговым операциям представляет собой текущую задолженность покупателей и заказчиков перед Компанией по обычным операциям и является краткосрочной, выраженной, в основном, в долларах США.

Прочая дебиторская задолженность состоит из задолженности по НДС от экспортных операций, задолженности по акцизам и иных видов задолженности.

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью*

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

**7. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЦЕННОСТИ**

По состоянию на 31 декабря товарно-материальные ценности (ТМЦ) состоят из следующих групп (в тыс. долларов США):

	<b>2006 г.</b>	<b>2005 г.</b>
Сырая нефть	101 571	46 381
Продукты нефтепереработки	269 108	150 308
Материалы	290 226	182 842
Прочие запасы	120 805	57 053
<b>Итого товарно-материальные ценности</b>	<b>781 710</b>	<b>436 584</b>

**8. ПРОЧИЕ ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ**

Прочие оборотные активы по состоянию на 31 декабря ( в тысячах долларов США) представляют собой:

	<b>2006 г.</b>	<b>2005 г.</b>
Авансы, выданные поставщикам	599 946	428 195
Расходы будущих периодов	20 621	21 324
<b>Итого иных оборотных активов</b>	<b>620 567</b>	<b>449 519</b>

**9. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ**

Ни одна из перечисленных ниже компаний не котируется на рынке ценных бумаг в России. В связи с состоянием фондового рынка в России, не представляется возможным получить информацию о текущей рыночной стоимости данных вложений. Вложения в уставный капитал и прочие вложения в российские компании по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 года представлены следующим образом (в тыс. долларов США):

	Процент долевого участия		Балансовая стоимость		Доля прибыли Группы на 31 декабря	
	На 31.12.2006	На 31.12.2006	На 31.12.2005	2006	2005	
Инвестиции в зависимые общества, учитываемые по методу долевого участия						
ОАО «НГК Славнефть»	49.9	2,186,742	1,971,251	502,546	777,542	
Московский НПЗ	38.8	304,596	300,199	4,397	4,663	
<b>Итого инвестиций в зависимые общества / прибыль</b>		<b>2,491,338</b>	<b>2,271,450</b>	<b>506,943</b>	<b>782,205</b>	
Долгосрочные инвестиции по стоимости приобретения:						
Моснефтепродукт	27.4	56,018	56,018			
Прочие сбытовые компании		160,808	56,782			
Прочие компании		52,279	32,265			
<b>Итого долгосрочных инвестиций по стоимости приобретения</b>		<b>269,105</b>	<b>145,065</b>			
<b>Итого долгосрочных инвестиций</b>		<b>2,760,443</b>	<b>2,416,515</b>	<b>506,943</b>	<b>782,205</b>	

Вложения Компании в ОАО «НГК Славнефть» (Славнефть) и в разнообразные миноритарные пакеты акций подразделений Славнефти, осуществляются через ряд оффшорных компаний и инвестиционный траст. В течение 2005 года Компания и ТНК-ВР договорились о совместном управлении НПЗ группы Славнефть и покупкой каждым из участников совместного управления своей доли продукции (см. также пункт 20 «Операции с аффилированными компаниями»). В 2006 году Славнефть объявила и выплатила Компании 287,1 млн. долларов США в качестве дивидендов (в 2005 году эта сумма составила 591,0 млн. долларов США).

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью*

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

Ниже представлена соответствующая доля Компании в активах и обязательствах ОАО «НГК «Славнефть», основанная на консолидированной финансовой отчетности последней по состоянию на 31 декабря (в долларах США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Оборотные активы	489 856	607 688
Внеоборотные активы	2 349 099	2 137 009
Текущие обязательства	309 616	496 699
Долгосрочные обязательства	349 258	348 929
Выручка от реализации	3 282 469	3 278 359
Чистая прибыль	502 546	777 542

Ниже представлена соответствующая доля Компании в активах и обязательствах МНПЗ основанная на консолидированной финансовой отчетности последней по состоянию на 31 декабря (в долларах США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Оборотные активы	61 425	55 753
Внеоборотные активы	114 626	111 157
Текущие обязательства	61 232	56 492
Долгосрочные обязательства	43	38
Выручка от реализации	101 512	67 864
Чистая прибыль	4 397	4 663

27.4% доля в Моснефтепродукте учитывается по стоимости приобретения, поскольку Компания не имеет значительного влияния на операционную деятельность данной компании, исходя из ограниченного участия в Совете Директоров Моснефтепродукта.

#### **10. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа, по состоянию на 31 декабря представлены следующим образом (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Первоначальная стоимость основных средств, связанных с разведкой и добычей нефти и газа	10 869 740	9 742 584
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(6 300 596)	(5 885 506)
Остаточная стоимость основных средств, связанных с разведкой и добычей нефти и газа	4 569 144	3 857 078

Нефтяные и газовые месторождения Компании, а также связанные с ними углеводороды, являются собственностью государства. Компания обладает лицензиями, выданными соответствующими государственными органами и осуществляет лицензионные платежи. Истечение сроков действия данных лицензий варьируются с 2013 по 2050 год. В течение 2006 года Руководству Компании удалось продлить некоторые лицензии. Руководство Компании полагает, что оставшиеся лицензии могут быть продлены по инициативе Компании и предпринимает шаги по их продлению в соответствии со сроками полезного использования.

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

**11. ПРОЧИЕ ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

По состоянию на 31 декабря классификация прочих основных средств представлена следующим образом (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Здания	3 107 905	2 729 568
Машины и оборудование	1 317 741	1 127 461
Транспортные средства и прочие основные средства	67 591	71 715
	<u>4 493 237</u>	<u>3 928 744</u>
Минус: Накопленный износ и амортизация	(3 641 032)	(3 184 118)
Основные средства по остаточной стоимости	<u>852 205</u>	<u>744 626</u>

**12. НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО**

Данная статья включает объекты капитального строительства и полученное, но не установленное оборудование, и по состоянию на 31 декабря 2006 года классифицирована следующим образом (в тыс. долларов США):

	<u>Незавершенное строительство</u>	<u>Оборудование к установке</u>	<u>Всего</u>
Здания	32 063	–	32 063
Машины и оборудование	44 097	–	44 097
Транспортные средства и прочие объекты	47 710	37 332	85 042
Итого незавершенное строительство	<u>123 870</u>	<u>37 332</u>	<u>161 202</u>
Сравнительная информация на 31 декабря 2005 года	<u>226 475</u>	<u>29 160</u>	<u>255 635</u>

**13. КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ**

По состоянию на 31 декабря классификация краткосрочных кредитов и займов Компании представлена следующим образом (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Банки	40 385	60 000
Аффилированные лица	731	45 907
Прочие	15 041	14 276
Итого краткосрочные кредиты и займы	<u>56 157</u>	<u>120 183</u>

В основном, краткосрочные кредиты используются в качестве источника пополнения оборотных средств. Более 50% кредитов по состоянию на 31 декабря 2006 года получено в долларах США.

По состоянию на 31 декабря 2006 года Компанией был получен кредит в размере 40 млн. долларов США от Райффайзенбанк Австрия. Процентная ставка по данному кредиту является плавающей и рассчитывается как ставка ЛИБОР плюс 0,5%, кредит подлежит погашению 26 августа, 2007г. По состоянию на 31 декабря 2005 г. Компания имела обеспеченный кредит в размере 40 млн. долларов США от Райффайзенбанк Австрия, процентная ставка по которому рассчитывалась как ставка ЛИБОР плюс 1,7%. Кредит был полностью выплачен в течение 2006 года.

По состоянию на 31 декабря 2005 года Компанией был получен кредит в размере 20 млн. долларов США, предоставленный Citibank. Процентная ставка по данному кредиту составила 5,4%. Кредит был полностью выплачен в течение 2006 года.

Компания имеет два кредита предоставленных АБ «Газпромбанк» (ЗАО), подлежащих возмещению в рублях, на сумму 0,7 млн. долларов США. Процентные ставки по данным кредитам составили 12,0% и 16,5%, с датами погашения 12 июля 2007 и 5 октября 2007 соответственно. АБ «Газпромбанк» (ЗАО) является аффилированным лицом по отношению к Компании.

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

По состоянию на 31 декабря 2005 года Компанией был получен кредит в размере 45,9 млн. долларов США, предоставленный АБ «Газпромбанк» (ЗАО). Процентная ставка по данному кредиту составила 8,0%. Кредит был полностью выплачен в течение 2006 года. АБ «Газпромбанк» (ЗАО) является аффилированным лицом по отношению к Компании.

Компанией также были получены рублевые беспроцентные займы, выданные небанковскими учреждениями.

Средневзвешенная ставка по краткосрочным кредитам в долларах США и рублях, не погашенным по состоянию на 31 декабря 2006 года, составила 5,8% и 1,0% годовых, соответственно. Средневзвешенная ставка по краткосрочным кредитам в долларах США и рублях, не погашенным по состоянию на 31 декабря 2005 года, составила 5,8% и 6,2% годовых, соответственно.

#### **14. КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

Кредиторская задолженность и начисленные обязательства по состоянию на 31 декабря классифицированы следующим образом (в тыс. долларов США):

	<b>2006 г.</b>	<b>2005 г.</b>
Поставщики и подрядчики	265 397	267 844
Авансы полученные	217 432	126 542
Аффилированные лица	69 408	19 662
Проценты к уплате	45 574	45 369
Прочие кредиторы	50 713	68 438
Итого кредиторская задолженность	<u>648 524</u>	<u>527 855</u>

#### **15. НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ И ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ**

По состоянию на 31 декабря задолженность по налогам представлена следующим образом (в тыс. долларов США):

	<b>2006 г.</b>	<b>2005 г.</b>
Налог на добавленную стоимость	218 220	288 337
Налог на добычу полезных ископаемых	216 824	182 200
Налог на имущество	37 109	11 701
Акциз	11 940	10 063
Налог на прибыль	3 246	6 291
Прочие	10 053	12 368
Итого налог на прибыль и прочие налоги к уплате	<u>497 392</u>	<u>510 960</u>

Налоги, за исключением налога на прибыль, в консолидированном отчете о прибылях и убытках включают в себя налог на добычу полезных ископаемых в размере 2 718,8 млн. долларов США и 2 170,1 млн. долларов США для года, закончившегося 31 декабря 2006 и 2005 гг соответственно.

#### **16. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, ВОЗНИКАЮЩИЕ В СВЯЗИ С ВЫБЫТИЕМ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ**

В соответствии с Положением стандарта финансового учета (SFAS) №143 «Учет обязательств, возникающих в связи с выбытием основных средств» и FIN № 47 «Учет условных обязательств, возникающих в связи с выбытием основных средств» у Компании существуют потенциальные обязательства, связанные с выбытием активов по основной деятельности. Данный стандарт применяется в отношении правовых обязательств в связи с выбытием долгосрочных активов. SFAS №143 и FIN № 47 требует, чтобы предприятия учитывали справедливую стоимость обязательств по выбытию основных средств в том периоде, когда эти основные средства были отражены на балансе Компании с одновременным увеличением в балансовой стоимости этих основных средств. Впоследствии, указанные обязательства корректируются на величину амортизации дисконта, отражающего временную стоимость обязательства, а соответствующие основные средства амортизируются в течение срока их полезного использования. Описание активов и потенциальных обязательств приводится ниже.

#### Геологоразведка и добыча

Деятельность Компании по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием следующих активов: скважины, оборудование и кустовые площадки, установки по сбору и первичной переработке нефти, товарный парк и трубопроводы до магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие регулирующие документы устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи. Данные требования обязывают Компанию производить ликвидацию объектов, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие действия. Оценка Компанией данных обязательств основывается на действующих требованиях законодательства и лицензий, а также на опыте руководства Компании, связанном с ликвидацией соответствующих активов. Предполагается, что большинство этих обязательств не будет подлежать исполнению в течение следующих нескольких лет или декад, и будут финансироваться из общих ресурсов Компании в момент ликвидации.

SFAS №143 требует при оценке обязательств, возникающих в связи с выбытием основных средств включать, в качестве ожидаемых затрат, предполагаемую цену, которую может потребовать или ожидать к получению третья сторона, за неопределенность и непредвиденные обстоятельства, присущие подобным обязательствам, иногда именуемую премией за рыночные риски. К настоящему моменту, в нефтяной и газовой индустрии России имеется мало платежеспособных компаний, готовых за определенную цену принять на себя такой риск нефтегазовых производств и трубопроводов. Поскольку определение подобной премии не имеет аналогов, она была исключена из оценок, используемых Компанией при расчете обязательств согласно SFAS №143.

Руководство Компании полагает, что в настоящее время законодательство и регулирующие документы не устанавливают требований в отношении обязательств, связанных с выбытием таких производственных активов, как: установки по сбору и первичной переработке нефти, товарный парк и трубопроводы до магистральных нефтепроводов. В связи с этим Компания полагает, что не существует установленных законодательством или договорных обязательств, связанных с выбытием данных активов.

#### Нефтепереработка и сбыт

Данный сегмент деятельности включает в себя переработку нефти и реализацию через сбытовую сеть. Деятельность Компании по нефтепереработке связана с использованием крупного производственного комплекса. Данные производственные комплексы используются Компанией на протяжении нескольких десятилетий. Руководство Компании полагает, что с учетом специфики данной деятельности, срок полезного использования указанных комплексов определить невозможно, несмотря на то, что некоторые компоненты таких комплексов и оборудование имеют определенные сроки полезного использования.

Руководство Компании полагает, что в настоящее время законодательство и регулирующие документы не устанавливают требований в отношении обязательств, связанных с выбытием таких производственных комплексов. В связи с этим Компания полагает, что не существует установленных законодательством или договорных обязательств, связанных с выбытием данных активов.

В связи с постоянными изменениями законодательства РФ в будущем возможны изменения требований и потенциальных обязательств, связанных с выбытием долгосрочных активов.

Затраты, связанные с будущим выбытием активов, были капитализированы как часть стоимости долгосрочных активов. Компания отражает изменение величины соответствующего обязательства, связанное с течением времени, по методу начисления процентов на величину обязательства на начало периода. Процентная ставка, использованная для этих целей, представляет собой ставку для безрисковых вложений, скорректированную на кредитный рейтинг Компании на момент возникновения задолженности. Данное начисление отражено как увеличение балансовой величины обязательств и как операционный расход в отчете о прибылях и убытках.



**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности  
за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

Ниже представлена сводная расшифровка движения обязательств, возникающих в связи с выбытием основных средств (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Остаток на 1 января	260 983	284 023
Начисление обязательства	5 817	70 520
Текущие расходы по выбытию основных средств	-	(116 022)
Амортизация дисконта	20 931	22 462
Остаток на 31 декабря	<u>287 731</u>	<u>260 983</u>

**17. ДОЛГОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ**

По состоянию на 31 декабря классификация долгосрочных кредитов и займов Компании представлена следующим образом (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Облигации	900 000	900 000
Банковские кредиты	681 696	485 793
Прочие	34 069	4 583
Минус: текущая часть долгосрочных кредитов	(638 363)	(235 310)
Итого долгосрочные кредиты	<u>977 402</u>	<u>1 155 066</u>

Банковские кредиты представлены кредитами в долларах США от крупнейших западных банков и аффилированных по отношению к ним компаний.

В декабре 2002 года Компанией были размещены 7-летние еврооблигации на Люксембургской фондовой бирже на сумму 500 млн. долларов США. Процент по данным еврооблигациям равен 10,75% годовых. Еврооблигации имеют полугодовой купон, с оплатой 15 января и 15 июля каждого года. Начисленные проценты по данным еврооблигациям, составили 25,4 млн. долларов США, по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг.

В январе 2002 года Компанией были размещены 5-летние еврооблигации на Люксембургской фондовой бирже на сумму 250 млн. долларов США. Процент по данным еврооблигациям равен 11,5% годовых. Затем в марте 2002 года, Компания увеличила выпуск еврооблигаций до 400 млн. долларов США. Все еврооблигации имеют полугодовой купон, с оплатой 13 февраля и 18 августа каждого года. Начисленные проценты по данным еврооблигациям, составили 18 млн. долларов США, по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. 12 февраля 2007 года Компания полностью погасила данные еврооблигации на сумму 400 млн. долларов США, включая задолженность по процентам по данным еврооблигациям в размере 23 млн. долларов США. Сумма была выплачена в феврале 2007 года. Данные облигации были учтены в составе текущей части долгосрочных кредитов, по состоянию на 31 декабря 2006 года.

В 2006 году Компания получила синдицированный кредит на 630 млн. долларов США (включая 186,7 млн. долларов США текущего долга) от Ситибанка и АБН-АМРО Банка, со сроком погашения в июле 2009 года, под плавающую ставку ЛИБОР плюс 0,6 %.

Компания имеет текущий кредит на сумму 51,7 млн. долларов США от АБ «Газпромбанк» (ЗАО). Заем выдан под 6,0% годовых. АБ «Газпромбанк» (ЗАО) является аффилированным лицом по отношению к Компании.

На 31 декабря 2005 г. Компания имела кредит от «ABN-AMRO Bank N.V.» на сумму 45,3 млн. долларов США, обеспеченный экспортной выручкой от продажи нефти ННГ. Процентная ставка рассчитывалась как ставка ЛИБОР плюс 1,4%. Кредит был полностью выплачен в июле 2006 года.

На 31 декабря 2005 г. Компания имела кредит от «BNP Paribas S.A.», обеспеченный экспортной выручкой от продажи нефти ННГ, на сумму 110,5 млн. долларов США, со сроком погашения в июне 2007 года. Процентная ставка рассчитывается как ставка ЛИБОР плюс 3,0%. Кредит был полностью выплачен в 2006 году.

На 31 декабря 2005 г. Компания имела кредит от «Raiffeisen Zentralbank Oesterreich (RZB)», обеспеченный экспортной выручкой от продажи нефти ННГ, на сумму 180 млн. долларов США, с процентной ставкой ЛИБОР плюс 1,6 %. Кредит был полностью выплачен в течение 2006 года.

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью*

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности  
за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

На 31 декабря 2005 г. Компания имела кредит от «Citibank N.A.», обеспеченный экспортной выручкой ННГ, на сумму 150 млн. долларов США. Процентная ставка по этому кредиту рассчитывается как ставка ЛИБОР плюс 1,0 %. Кредит был полностью выплачен в 2006 году.

Прочие долгосрочные займы по состоянию на 31 декабря 2006 г. и на 31 декабря 2005 г., представлены рядом необеспеченных беспроцентных рублевых заимствований. Сроки погашения по данным займам варьируются с 2008 по 2011 год.

В кредитных соглашениях имеются условия, в соответствии с которыми вводятся определенные ограничения в отношении значений таких показателей, как отношение прибыли до налога на прибыль и амортизации к задолженности по процентам к уплате, отношение размера финансовых заимствований к размеру чистых активов и к прибыли до налогообложения и амортизации. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг., Компания соблюдала все указанные требования.

Сроки погашения долгосрочных кредитов, по состоянию на 31 декабря 2006 года (в тыс. долларов США):

	<u>Сумма</u>
2007 год	638 363
2008 год	281 246
2009 год	692 759
2010 год	-
2011 год	3 397
	<u>1 615 765</u>

## **18. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ**

Согласно положениям Указа Президента о создании ОАО «Сибирская нефтяная компания», уставный капитал Компании составил 38% совокупного уставного капитала четырех дочерних компаний на дату образования. Указанная доля совокупного уставного капитала четырех дочерних компаний обеспечивала 51% голосующих акций в каждой из дочерних компаний и являлась долей государства в капитале этих компаний. Объединение доли государства в рамках одной компании определило уставный капитал Компании как 4 516 396 250 акций номинальной стоимостью 0,0016 рублей каждая. 16 декабря 1998 года Компания произвела дополнительную эмиссию 224 903 389 штук обыкновенных акций номиналом 0,0016 рублей каждая. Для целей данной финансовой отчетности рублевая стоимость акций была переведена в доллары США по историческому курсу.

Уставный капитал представляет собой зарегистрированный капитал Компании, утвержденный учредительными документами. Владельцы обыкновенных акций имеют право одного голоса на собрании акционеров на каждую приобретенную акцию. Дивиденды, подлежащие выплате акционерам, определяются Советом Директоров Компании и утверждаются на ежегодном общем собрании акционеров.

В июне 2006 года Компания объявила дивиденды в размере 1 386 млн. долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2005 г. 18 мая 2007 г. Совет Директоров Компании принял решение рекомендовать ежегодному собранию акционеров утвердить дивиденды за год, закончившийся 31 декабря 2006г., в размере 8,1 рубль на обыкновенную акцию (около 1 485 млн. долларов США).

В соответствии с требованиями российского законодательства, источником для распределения дивидендов является прибыль по российским стандартам бухгалтерского учета, деноминированная в рублях, за вычетом определенных расходов. Прибыль, предназначенная для выплаты дивидендов может отличаться от суммы включенной в консолидированную финансовую отчетность Компании.

По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. Компания не имела совокупного дохода.

19. СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Справедливая стоимость

Справедливая стоимость финансовых инструментов определяется, основываясь на различных рыночных показателях и других соответствующих данным условиям оценочных методах. Тем не менее, обработка полученной информации и формирование окончательных заключений требуют применения определенных оценок и суждений. Соответственно, заключения не всегда верно отражают возможности Компании по реализации активов в сложившихся рыночных условиях. Некоторые из финансовых инструментов взаимосвязаны с различными финансовыми учреждениями, что создает для Компании рыночные и кредитные риски. При этом проводится постоянный мониторинг кредитоспособности данных финансовых учреждений, а также детальное изучение сложившейся ситуации.

Чистая балансовая стоимость денежных средств и их эквивалентов, прочих краткосрочных инвестиций, займов выданных, дебиторской и кредиторской задолженности, задолженности по налогам и начисленных обязательств, приблизительно соответствует их справедливой стоимости в связи с небольшими сроками их погашения. Как уже упоминалось в Примечании 5, справедливая стоимость долгосрочных займов, выданных аффилированным лицам составила приблизительно 108 млн. долларов в США.

Как уже отмечалось в Примечании 9, Компания имеет ряд инвестиций в российские компании и компании стран СНГ. На сегодня не существует рыночных котировок данных инвестиций, в связи с чем невозможно дать точную оценку их справедливой стоимости без существенных дополнительных затрат.

По краткосрочным и долгосрочным кредитам установлены как фиксированные, так и плавающие процентные ставки, которые отражают сложившуюся ситуацию на рынке подобных кредитов. Балансовая стоимость краткосрочных и долгосрочных кредитов приблизительно соответствует их справедливой стоимости.

Кредитный риск

Финансовые инструменты Компании, по которым потенциально существует кредитный риск, состоят, главным образом, из дебиторской задолженности, денежных средств и их эквивалентов, уплаченного, но не возмещенного налога на добавленную стоимость, а также выданных займов и авансов. Значительная часть дебиторской задолженности Компании приходится на внутренний рынок и зарубежные нефтяные компании. Компании, как правило, не требуется дополнительное обеспечение для ограничения возникновения убытков, однако, иногда используют гарантийные письма и предоплаты. На процесс погашения задолженности может оказывать влияние различные экономические факторы, негативно влияющие на финансовое положение предприятий-должников, руководство Компании уверено, что в настоящий момент не существует каких-либо существенных рисков возникновения убытка, превышающего величину начисленных резервов.

Депозиты Компании обычно размещаются среди российских банков и российских отделений иностранных банков. В России не осуществляется страхование банковских вкладов. Руководство Компании периодически пересматривает кредитоспособность банков, в которых размещены депозиты.

Уплаченный, но не возмещенный налог на добавленную стоимость, который представляет собой сумму налога, уплаченную или которая подлежит уплате поставщикам, может возмещаться либо путем уменьшения задолженности по данному налогу, либо путем выплаты денежных средств Компании налоговыми органами. Руководство Компании периодически отслеживает возмещение сумм налога на добавленную стоимость и полагает, что весь налог возмещается в течение года.

20. НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Сумма налога на прибыль в консолидированных отчетах о прибылях и убытках отражена следующим образом (в тыс. долларов США):

Table with 3 columns: Description, 2006 г., 2005 г. Rows include: Текущий налог на прибыль, Отложенный налог на прибыль, Всего налог на прибыль.

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

Текущий налог на прибыль представляет собой налог на прибыль, начисленный по результатам деятельности Компании и каждого из ее дочерних обществ.

Хотя Компания не является налогоплательщиком на основе консолидированной отчетности, расчетная сумма расходов по налогу на прибыль соотносится с фактическими расходами по состоянию на 31 декабря 2006 года следующим образом (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Прибыль до налогообложения	4 854 050	3 685 996
Ставка налога на прибыль, установленной российским законодательством	24%	24%
«Условный» расход по налогу на прибыль	1 164 972	884 639
Добавление (исключение) влияния следующих факторов:		
Эффект от налогообложения по пониженной ставке	(176)	(51 330)
Разница между установленной ставкой по налогу на прибыль и ставкой по налогу на прибыль в виде дивидендов	(19 612)	(43 740)
Изменения отложенного налога прошлых лет	-	(36 866)
Расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу и прочие постоянные разницы	48 024	128 347
	<u>1 193 208</u>	<u>881 050</u>
Налог на прибыль	<u>1 193 208</u>	<u>881 050</u>
Эффективная ставка налога на прибыль	<u>25%</u>	<u>24%</u>

Временные разницы между данными налогового учета и данными представленными в финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. представлены следующим образом (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Активы и обязательства по отложенному налогу, сформировавшиеся в результате налогового эффекта от:		
Резерва по сомнительным долгам	5 581	12 564
Производственных запасов	9 269	10 416
Расходов будущих периодов	13 493	-
Краткосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	<u>28 343</u>	<u>22 980</u>
Обязательств, возникающих в связи с выбытием основных средств	69 047	62 627
Налогового убытка, переносимого на будущие периоды	55 498	79 143
Основных средств	8 197	1 702
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	<u>132 742</u>	<u>143 472</u>
Инвестиции в уставные капиталы и прочие инвестиции	(12 499)	(21 961)
Основные средства	(160 707)	(76 231)
Долгосрочные отложенные налоговые обязательства	<u>(173 206)</u>	<u>(98 192)</u>
Чистые активы (обязательства) по отложенному налогу на прибыль	(12 121)	68 260

Для целей российского налогообложения прибыли у определенных дочерних предприятий Компании существуют накопленные налоговые убытки в размере 231 млн. долларов США, в результате чего был сформирован отложенный налоговый актив в сумме 55 млн. долларов США. Такие убытки, полученные в предыдущих налоговых периодах, в соответствии с Налоговым Кодексом, могут уменьшить будущую налогооблагаемую прибыль в течение десяти лет с момента их возникновения. При этом сумма переносимого убытка не может превышать 50 процентов от налогооблагаемой прибыли в каждом году. Налоговый убыток, понесенный до 31 декабря 2006 г. может быть учтен в период с 2012 по 2017 гг.

Отложенный налог на прибыль не начислялся на нераспределенную прибыль дочерних обществ и некоторых аффилированных компаний. Величина данной прибыли, включенная в консолидированную нераспределенную прибыль составила примерно 790 млн. долларов США и 696 млн. долларов США, по состоянию на 31 декабря 2006 г. и 2005 г. соответственно. Эта прибыль постоянно реинвестируется и руководство не планирует каких-либо действий, которые бы могли ускорить выплату налогов при распределении данной прибыли. Проведение оценки величины дополнительного налога, который может быть уплачен с указанных сумм, не является практически целесообразными.

## **21. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

### **Налоговая проверка**

В настоящий момент налоговые органы проводят налоговую проверку в отношении деятельности Компании и ее дочерних обществ за 2004 г.. Решение по результатам проверки не предъявлено Компании, поэтому не представляется возможным определить результат его влияния на консолидированную финансовую отчетность Компании. Руководство Компании убеждено, что результаты налоговой проверки не окажут существенного влияния на финансовое положение, результаты деятельности и движение денежных средств Компании.

Российское налоговое законодательство допускает различные толкования и подвержено постоянным изменениям. Интерпретация налоговыми органами данного законодательства применительно к операциям и деятельности Компании может не совпадать с интерпретацией руководства Компании. Кроме того, трактовка налогового законодательства между региональными и федеральными налоговыми органами может существенно отличаться. В результате операции Компании могут быть оспорены налоговыми органами, и Компании может быть определен дополнительный размер налогов, штрафов и пени. В России не существуют консолидированные налоговые декларации, поэтому налоговой проверке подвергаются отдельные предприятия. Периоды, которые проверялись налоговыми органами, могут подлежать проверке еще в течение трех лет. Таким образом, в настоящее время, 2005 и 2006 гг. открыты для налоговой проверки.

### **Условия ведения хозяйственной деятельности**

Хотя экономическая ситуация в Российской Федерации улучшилась за последнее время, страна продолжает демонстрировать характеристики развивающегося рынка. Эти характеристики включают, но не ограничиваются следующими: отсутствие свободной конвертации национальной валюты, валютный контроль и относительно высокий уровень инфляции. Перспективы экономического развития в России существенно зависят от эффективной экономической политики со стороны государства наряду с развитием законодательной базы, государственного контроля и общеполитической ситуации.

### **Охрана окружающей среды**

Требования о соблюдении норм российского природоохранного законодательства эволюционирует и его основные направления действия постоянно пересматриваются государственными органами. Компания периодически проводит оценку своих потенциальных обязательств по данному законодательству. По мнению руководства, деятельность Компании отвечает требованиям российского законодательства по охране окружающей среды и, следовательно, у нее отсутствуют какие-либо значительные текущие обязательства в этом отношении.

## **22. ОПЕРАЦИИ С АФФИЛИРОВАННЫМИ КОМПАНИЯМИ**

### **ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод» (МНПЗ)**

В течение периода, закончившегося 31 декабря 2006 года Компания переработала 3,2 млн. тонн сырой нефти (3,1 млн. тонн – в 2005 году) на МНПЗ в соответствии с соглашениями на переработку. Данные операции проводились в рамках обычной деятельности Компании на условиях, которые доступны другим поставщикам. Общая стоимость переработки в 2006 году составила 64,4 млн. долларов США (49,1 млн. долларов США в 2005 году). У Компании сформировалась чистая кредиторская задолженность перед МНПЗ в размере 2,3 млн. долларов США и 1,9 млн. долларов США по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно.

### **ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние общества (Славнефть)**

В течение 2006 года Компания осуществляла значительное количество операций со Славнефтью. Компания продала Славнефти напрямую 2 млн. тонн сырой нефти (2,3 млн. тонн в 2005 году), на сумму 559 млн. долларов США (501 млн. долларов США в 2005 году) и 0,2 млн. тонн нефтепродуктов (0,1 млн. тонн нефтепродуктов в 2005 году) на сумму 84,9 млн. долларов США (25,1 млн. долларов США в 2005 году). Компания и ТНК-ВР достигли принципиального соглашения о разделе товарных потоков «Славнефти». В 2006 году Компания купила у Славнефти 10,2 млн. тонн сырой нефти и 1,5 млн. тонн нефтепродуктов на сумму 1,852 млн. долларов США и 419 млн. долларов США соответственно. В течение 2005г. Компания купила у Славнефти 2,7 млн. тонн сырой нефти и 2,5 млн. тонн нефтепродуктов на сумму 434 млн. долларов США и 655 млн. долларов США соответственно. С конца декабря 2002 года Компания начала переработку на ОАО «Славнефть – Ярославнефтеоргсинтез» (дочерняя компания Славнефти) на основе договора процессинга. В течение 2006 года Компанией было переработано 4,8 млн. тонн сырой нефти, общая стоимость процессинга составила 126,9 млн. долларов США. Компания начала переработку нефти на Ярославском НПЗ им. Менделеева с апреля 2006г. В течение периода, закончившегося 31 декабря 2006г., Компания переработала 0,1 млн. тонн сырой нефти, общая стоимость процессинга составила 2,7 млн. долларов США. В течение периода, закончившегося 31 декабря 2006г., Компания купила у Славнефти 0,4 млн. кубометров газа за 2,9 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2006 г., Компания имеет 39,5 млн. долларов США кредиторской задолженности перед Славнефтью и 8,9 млн. долларов США- дебиторской задолженности. На 31 декабря 2005 г. чистая кредиторская задолженность Компании перед Славнефтью составляла 18 млн. долларов США.

В 2005 году Компания выступала в качестве агента по продажам на экспорт сырой нефти и нефтепродуктов Славнефти. Всего через Компанию прошло 400 млн. долларов США по экспортным операциям с нефтью и 582 млн. долларов США- по нефтепродуктам. Компания заработала в 2005 году 0,1 млн. долларов США комиссионных, относящихся к указанному агентскому соглашению.

### **Группа Газпром (Газпром)**

Компания имела многочисленные сделки с Группой Газпром, которая является ее основным акционером. В течение года, закончившегося 31 декабря 2006 г., Компания купила у Газпрома 0,6 млн. кубометров газа за 16,4 млн. долларов США и продала Газпрому 2,0 млн. кубометров газа на сумму 13,9 млн. долларов США. В течение года, закончившегося 31 декабря 2006 г., Газпром оказал Компании услуги по строительству на общую сумму 61,6 млн. долларов США, а Компания, в свою очередь, оказала прочие услуги Газпрому на сумму 2,9 млн. долларов США. По состоянию на 31 декабря 2006 года, Компания имеет 27,6 млн. долларов США кредиторской задолженности и 4,1 млн. долларов США дебиторской задолженности перед Газпромом. В течение 2005 года между Компанией и Газпромом не было крупных сделок.

## **23. СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ**

Ниже представлена информация по операционным сегментам Компании на 31 декабря 2006 и 2005гг. Компания определяет свои операционные сегменты основываясь на разнице в характере операций. Сегмент «Разведка и добыча» включает в себя поиск, разведку, разработку и добычу нефти и газа. Сегменты «Переработка», «Маркетинг и сбыт» включают производство нефтепродуктов из сырой нефти, покупку, продажу и транспортировку сырой нефти и переработанных нефтепродуктов.

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

**Показатели по операционным сегментам за 2006 год (в тыс. долларов США):**

	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Маркетинг и сбыт</b>	<b>Переработка</b>	<b>Прочие</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации по сегментам					
Итого выручка	11 469 687	10 926 827	536 888	244 860	23 178 262
Выручка от межсегментной реализации	(2 457 384)	( 11 904)	(536 888)	-	(3 006 176)
Выручка от внешней реализации	9 012 303	10 914 923	-	244 860	20 172 086
Прибыль от основной деятельности	1 425 111	2 758 278	177 111	5 356	4 365 856
Капитальные вложения, нетто	1 396 558	82 162	43 069	3 320	1 525 109
Износ, истощение и амортизация	711 627	12 690	76 828	1 396	802 541
Проценты к получению	-	577	73	38 511	39 161
Проценты к уплате	3	1 995	91	124 257	126 346
Доля в чистой прибыли компаний по методу долевого участия	502 546	-	4 397	-	506 943
Расходы по налогу на прибыль	466 718	658 571	66 779	1 140	1 193 208
Инвестиции в компании, учитываемые по методу долевого участия на 31 декабря 2006г.	2 186 742	-	304 596	-	2 491 338
Итого активы по сегментам на 31 декабря 2006г.	9 811 019	2 542 974	1 731 896	16 229	14 102 118

**Показатели по операционным сегментам за 2005 год (в тыс. долларов США)**

	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Маркетинг и сбыт</b>	<b>Переработка</b>	<b>Прочие</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации по сегментам					
Итого выручка	9 146 224	7 005 067	315 679	289 804	16 756 774
Выручка от межсегментной реализации	(1 849 947)	(5 834)	(315 679)	-	(2 171 460)
Выручка от внешней реализации	7 296 277	6 999 233	-	289 804	14 585 314
Прибыль от основной деятельности	889 028	2 130 806	20 817	1 897	3 042 548
Капитальные вложения, нетто	969 023	38 316	56 738	2 800	1 066 877
Износ, истощение и амортизация	929 620	14 848	69 973	3 992	1 018 433
Проценты к получению	1	2 075	578	30 084	32 738
Проценты к уплате	5	213	36	118 910	119 164
Доля в чистой прибыли компаний по методу долевого участия	777 542	-	4 663	-	782 205
Расходы по налогу на прибыль	302 784	554 767	23 114	385	881 050
Инвестиции в компании, учитываемые по методу долевого участия на 31 декабря 2005г.	1 971 251	-	300 199	-	2 271 450
Итого активы по сегментам на 31 декабря 2005г.	6 979 042	1 939 198	1 711 040	10 286	10 639 566

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью*

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**  
**за годы, закончившиеся 31 декабря 2006 и 2005 гг**

---

Компания не имеет индивидуальных покупателей, доля операций с которыми составляла бы более 10 процентов выручки от реализации Компании за 2006 и 2005 годы. Руководство не считает, что Компания зависит от какого-либо одного покупателя. Разделение выручки Компании по географическому принципу представлено ниже (в тыс. долларов США):

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Выручка от экспортных операций	14 027 199	10 099 030
Выручка от реализации внутри России	4 904 758	3 701 095
Выручка от реализации по СНГ	1 240 129	785 189
Всего выручка от внешних операций	<u>20 172 086</u>	<u>14 585 314</u>

Подавляющее большинство долгосрочных активов Компании находится в Российской Федерации.



ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СВЯЗАННОЙ С РАЗВЕДКОЙ И ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ГАЗА (АУДИТ ДАННОЙ ИНФОРМАЦИИ НЕ ПРОВОДИЛСЯ)

В соответствии с Положением стандарта финансового учета №69 (SFAS №69) «Раскрытие информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа» ОПБУ США Компания предоставляет дополнительную информацию о своих операциях, связанных с нефтегазодобывающей деятельностью.

Деятельность Компании по разведке и добыче нефти и газа осуществляется исключительно на территории Российской Федерации. В связи с этим вся представленная ниже информация полностью относится к данному региону.

Приведенная ниже информация не включает данные требуемые SFAS №69 в отношении ОАО «НГК «Славнефть», инвестиции в которое учитываются по методу долевого участия (см. Примечание №9 к консолидированной финансовой отчетности).

Капитализированные затраты, связанные с добычей нефти и газа

Ниже представлена информация по затратам, связанным с деятельностью по разведке и добыче нефти и газа. Сумма затрат включает понесенные капитализированные затраты по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг., соответственно (в тыс. долларов США).

Table with 3 columns: Description, 2006 г., 2005 г. Rows include: Всего капитализированные затраты, относящиеся к запасам нефти и газа; Накопленная амортизация, износ и истощение; Всего капитализированные затраты, нетто; Итого затраты, понесенные при приобретении нефтегазовых активов, разведке и добыче нефти и газа.

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

Ниже представлены результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа. Добыча природного газа составляет незначительную часть от общего производства нефти и газа, осуществляемого Компанией.

Финансовые результаты операций по добыче нефти и газа не включают корпоративные накладные расходы, результаты переоценки и связанные с ними налоговые эффекты. Налог на прибыль рассчитывается в соответствии со ставками, устанавливаемыми местным законодательством, на конец года, с учетом налоговых льгот и вычетов. По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг., данные представлены следующим образом (в тыс. долларов США):

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)  
Дополнительная информация о нефтегазодобывающей деятельности  
(не прошедшая аудиторскую проверку)  
31 декабря 2006 и 2005 гг.**

	<b>2006 г.</b>	<b>2005 г.</b>
Выручка по чистой добыче		
Продажи	9 012 032	7 296 277
Передача нефти и газа	2 677 970	1 993 975
Итого выручка	11 690 002	9 290 252
Затраты на добычу	( 1 305 342)	(895 515)
Износ, истощение и амортизация	(711 627)	(929 620)
Налоги, кроме налога на прибыль	(6 359 004)	(4 269 478)
Прибыль до налогообложения	3 314 029	3 195 639
Налог на прибыль	(814 588)	(763 758)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	2 499 441	2 431 881

**Информация об объемах доказанных запасов нефти и газа**

Доказанными запасами нефти и газа считаются установленные объемы сырой нефти и природного газа, по которым геологические или инженерные данные с достаточной степенью уверенности демонстрируют, что запасы могут быть извлечены в будущем из известных залежей при существующих экономических и эксплуатационных условиях. В некоторых случаях могут потребоваться значительные дополнительные капитальные вложения на бурение новых скважин, а также для установки дополнительного оборудования для добычи доказанных запасов. В результате интерпретации геологических данных и ограниченности информации по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительных сведений.

По мнению руководства Компании в состав доказанных запасов должны включаться объемы, которые могут быть извлечены после истечения срока действия лицензий. Сроки окончания действия существующих на данный момент лицензий варьируются от 2013 до 2050 года, большинство лицензий истекает между 2013 и 2014 годами. Руководство полагает, что данные лицензии могут быть продлены, и предпринимает усилия по продлению лицензий на месторождения, которые, как предполагается, будут продолжать добычу после истечения сроков действия лицензий по ним. Компания раскрывает информацию об общем объеме доказанных запасов нефти и газа, а также данные стандартизированной оценки дисконтированных будущих чистых денежных потоков за периоды.

Доказанными разбуренными запасами нефти и газа являются запасы, которые предполагается извлечь из существующих скважин, с помощью существующих оборудования и методов добычи. Незабуренные запасы – это запасы, которые могут быть извлечены в результате дополнительных капитальных вложений на бурение новых скважин и путем применения различных методов добычи по уже существующим скважинам, а также для развития инфраструктуры по сбору и транспортировке нефти.

Чистые запасы не включают объемы добычи нефти, права собственности на которые не принадлежат Компании.

Значительная часть доказанных запасов Группы классифицируются как разбуренные не разрабатываемые или неразбуренные. Разбуренные не разрабатываемые доказанные запасы могут быть добыты из существующих буровых скважин, однако это требует вложений для проведения капитального ремонта, восстановления остановленных скважин и вывода скважин из консервации. Из разбуренных не разрабатываемых доказанных запасов значительную часть составляют существующие скважины, которые могут быть вновь введены в эксплуатацию в будущем.

Представленные ниже объемы запасов включают 100% чистых запасов, относящихся к дочерним предприятиям Компании.

Цены, использовавшиеся при определении чистых будущих доходов, рассчитываются на основе средневзвешенных цен на конец года, сложившихся при продажах на внутреннем рынке, а также при экспорте как в страны ближнего, так и дальнего зарубежья, скорректированные на транспортные и прочие расходы, экспортные пошлины и налоги.

Приводимая ниже информация представляет собой данные об объемах доказанных запасов нефти и газа Компании, что было подтверждено независимыми инженерами-оценщиками запасов «Miller & Lents» (DeGolyer and MacNaughton в 2005г.).

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)  
Дополнительная информация о нефтегазодобывающей деятельности  
(не прошедшая аудиторскую проверку)  
31 декабря 2006 и 2005 гг.**

Информация об объемах чистых доказанных запасов нефти и конденсата Компании (в млн. Баррелей) представлена ниже:

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
Доказанные запасы по состоянию на 1 января	3 398	4 119
Добыча	(243)	(265)
Покупка существующих запасов	-	-
Пересмотр предыдущих оценок запасов	676	(456)
Доказанные запасы по состоянию на 31 декабря	<u>3 831</u>	<u>3 398</u>
Доля меньшинства в составе доказанных запасов, указанных выше	(26)	(19)
Доказанные разбуренные запасы на конец года	2 732	1 670

**Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменений, связанных с данными о доказанных запасах нефти**

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями SFAS №69. Предполагаемые будущие поступления денежных средств от добычи нефти рассчитываются на основе применения цен на нефть и газ, сложившихся на конец года, к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Изменения цен в будущем ограничиваются изменениями, оговоренными в контрактах, действовавших на конец каждого отчетного периода. Будущие затраты на разработку и добычу представляют собой расчетные будущие затраты, необходимые для разработки и добычи расчетных доказанных запасов, на конец года на основе индекса цен на конец года и при допущении, что в будущем будут существовать те же экономические условия, которые действовали на конец года. Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действовавших на конец отчетного периода. Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым денежным потокам до налогообложения (за вычетом налоговой базы соответствующих активов). Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с использованием 10% ставки дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.

Представленная в таблице информация не отражает оценки руководства в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков или стоимости доказанных запасов нефти и газа Компании. Оценки доказанных запасов не являются точными и изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Данная оценка, предписываемая вышеуказанным SFAS №69, требует допущений относительно сроков и размера будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих денежных потоков Компании или стоимости ее запасов нефти и газа.

	<u>2006 г.</u>	<u>2005 г.</u>
	(в тыс. долларов США)	(в тыс. долларов США)
Поступление денежных средств будущих периодов	119 469 620	83 694 589
Затраты будущих периодов на освоение и добычу	(67 152 318)	(39 051 566)
Налог на прибыль будущих периодов	(12 859 593)	(10 669 682)
Чистые денежные потоки будущих периодов	39 457 709	33 973 341
Дисконт по будущим денежным потокам	(21 286 191)	(15 765 048)
Стандартизированная оценка дисконтированных чистых будущих денежных потоков	<u>18 171 518</u>	<u>18 208 293</u>

**Основные изменения в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых денежных потоков**

**ОАО «Газпром нефть» (ранее – ОАО «Сибирская нефтяная компания»)**  
**Дополнительная информация о нефтегазодобывающей деятельности**  
**(не прошедшая аудиторскую проверку)**  
**31 декабря 2006 и 2005 гг.**

	<b>2006 г.</b>	<b>2005 г.</b>
	(в тыс. долларов США)	(в тыс. долларов США)
Дисконтированная текущая стоимость на начало года	18 208 293	10 054 235
Реализация и передача произведенных нефти и газа, за период	(2 499 441)	(2 431 881)
Изменение существующих оценок	679 293	(22 000 283)
Изменение затрат будущих периодов на освоение и добычу	(1 700 574)	(2 516 312)
Загрязнения на освоение и добычу за период	1 396 558	969 023
Пересмотр существующих количественных оценок	5 629 027	(4 147 984)
Изменение налога на прибыль, нетто	(203 738)	(2 367 096)
Амортизация дисконта	2 295 865	1 274 568
Прочие	(5 633 765)	(4 626 543)
Дисконтированная текущая стоимость на конец года	<u>18 171 518</u>	<u>18 208 293</u>

Другие изменения в дисконтированном будущем чистом денежном потоке, в приведенной выше таблице, отражают изменения в ожидаемых сроках притока денежных средств в соответствии с изменениями объемов производства от года к году.