



**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ  
ЗА ГОДЫ, ЗАКОНЧИВШИЕСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2011 и 2010 гг.**



## **ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ**

Совету директоров и акционерам ОАО «Татнефть»:

По нашему мнению, прилагаемые консолидированные бухгалтерские балансы, а также соответствующие консолидированные отчеты о финансовых результатах и совокупном доходе, об изменениях в акционерном капитале и движении денежных средств отражают достоверно, во всех существенных аспектах финансовое положение ОАО «Татнефть» и его дочерних обществ (далее – «Компания») по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., а также финансовые результаты их деятельности и движение денежных средств за указанные отчетные периоды в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета Соединенных Штатов Америки. Ответственность за подготовку настоящей финансовой отчетности несет руководство Компании. Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение о достоверности настоящей финансовой отчетности на основе проведенного аудита. Мы проводили аудит в соответствии со стандартами аудита, принятыми в Соединенных Штатах Америки, согласно которым аудит должен планироваться и проводиться таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и пояснений, содержащихся в финансовой отчетности, оценку применения правил бухгалтерского учета, оценку существенных допущений, сделанных руководством, а также оценку общей формы представления финансовой отчетности. Мы полагаем, что проведенный нами аудит дает достаточные основания для того, чтобы высказать мнение о настоящей финансовой отчетности.

16 апреля 2012 г.

**Перевод с английского языка оригинала консолидированной финансовой отчетности ОАО «Татнефть» за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., подготовленного в соответствии с ОПБУ США**

**ТАТНЕФТЬ**  
**Консолидированные бухгалтерские балансы**  
(в миллионах российских рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
<b>Активы</b>			
Денежные средства и их эквиваленты		17 044	8 080
Денежные средства с ограничением к использованию		1 178	2 897
Расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резервов по сомнительным долгам	4	60 095	52 951
Задолженность связанных сторон	17	13 726	14 585
Краткосрочные финансовые вложения	5	9 391	9 196
Текущая доля расчетов по займам выданным	8	1 839	2 275
Товарно-материальные запасы	6	25 243	15 140
Предоплата и прочие текущие активы	7	27 084	27 433
<b>Итого текущие активы</b>		<b>155 600</b>	<b>132 557</b>
Займы и векселя выданные, нетто	8	3 168	2 344
Задолженность связанных сторон	17	11 829	9 915
Долгосрочные финансовые вложения	5	13 542	15 823
Основные средства за вычетом накопленного износа и обесценения	10	430 781	393 776
Прочие долгосрочные активы	9	12 903	12 764
<b>Итого активы</b>		<b>627 823</b>	<b>567 179</b>
<b>Обязательства и акционерный капитал</b>			
Краткосрочные кредиты и займы и текущая доля долгосрочных заемных средств	11	40 722	34 333
Расчеты с поставщиками и подрядчиками		15 741	14 890
Задолженность перед связанными сторонами	17	6 154	5 135
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	12	20 321	15 861
Обязательства по финансовому лизингу	10	-	34
Обязательства по уплате налогов	14	14 123	10 583
<b>Итого текущие обязательства</b>		<b>97 061</b>	<b>80 836</b>
Долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей доли	11	61 776	75 021
Задолженность перед связанными сторонами	17	462	585
Прочие долгосрочные обязательства		2 744	3 295
Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов, за вычетом текущей доли	10	47 534	43 008
Долгосрочные обязательства по отложенным налогам на прибыль	14	14 835	13 888
<b>Итого обязательства</b>		<b>224 412</b>	<b>216 633</b>
<b>Акционерный капитал</b>			
Привилегированные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2011 и 2010 гг. - 147 508 500 акций по номинальной стоимости на 31 декабря 2011 и 2010 гг. 1,00 рубль)	15	148	148
Обыкновенные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2011 и 2010 гг. - 2 178 690 700 акций по номинальной стоимости на 31 декабря 2011 и 2010 гг. 1,00 рубль)	15	2 179	2 179
Добавочный капитал		96 925	96 617
Прочая накопленная совокупная прибыль		1 995	1 933
Нераспределенная прибыль		291 029	241 005
За вычетом: выкупленных обыкновенных акций по цене приобретения (55 875 000 акций и 58 960 000 акций на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно)		(3 117)	(3 275)
<b>Итого акционерный капитал Группы</b>		<b>389 159</b>	<b>338 607</b>
Доля неконтролирующих акционеров		14 252	11 939
<b>Итого акционерный капитал</b>		<b>403 411</b>	<b>350 546</b>
<b>Итого обязательства и Капитал</b>		<b>627 823</b>	<b>567 179</b>

**ТАТНЕФТЬ**
**Консолидированные отчеты о финансовых результатах и совокупной прибыли**

(в миллионах российских рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
<b>Выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности</b>	16	<b>615 867</b>	<b>468 032</b>
<b>Расходы и прочие вычеты</b>			
Операционные расходы		79 071	67 190
Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов		73 827	55 621
Затраты на геологоразведочные работы		2 230	2 068
Транспортные расходы		21 762	17 217
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		33 339	30 028
Амортизация, истощение и износ	16	11 829	12 483
Убыток/(прибыль) от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений		532	(345)
Налоги, кроме налога на прибыль	14	299 072	216 065
Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передача объектов социальной сферы	10	3 561	3 608
<b>Итого расходы и прочие вычеты</b>		<b>525 223</b>	<b>403 935</b>
<b>Прочие (расходы)/доходы</b>			
(Расходы)/доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия	5	(677)	786
Убыток по курсовым разницам		(4 308)	(1 954)
Доходы по процентам		2 731	3 761
Расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы		(1 050)	(483)
Прочие расходы, нетто		(1 431)	(1 737)
<b>Итого прочие (расходы)/доходы</b>		<b>(4 735)</b>	<b>373</b>
<b>Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров</b>		<b>85 909</b>	<b>64 470</b>
<b>Налог на прибыль</b>			
Текущий налог на прибыль		(19 356)	(13 774)
Расход по отложенному налогу на прибыль		(2 580)	(48)
<b>Итого расходы по налогу на прибыль</b>	14	<b>(21 936)</b>	<b>(13 822)</b>
<b>Чистая прибыль</b>		<b>63 973</b>	<b>50 648</b>
За вычетом: доли неконтролирующих акционеров в чистой прибыли		(2 545)	(3 975)
<b>Чистая прибыль акционеров Группы</b>		<b>61 428</b>	<b>46 673</b>
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		246	574
Актуарный убыток по пенсионным планам		(16)	(545)
Нереализованный убыток по ценным бумагам для продажи, без учета налогов		(168)	(3)
<b>Совокупная прибыль</b>		<b>61 490</b>	<b>46 699</b>
<b>Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)</b>	15		
Обыкновенную		27,07	20,62
Привилегированную		27,05	20,56
<b>Средневзвешенное количество выпущенных акций (в миллионах штук)</b>	15		
Обыкновенных		2 121	2 116
Привилегированных		148	148

**ТАТНЕФТЬ****Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

(в миллионах российских рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
<b>Операционная деятельность</b>		
Чистая прибыль	63 973	50 648
Корректировки:		
Амортизация, истощение и износ	11 829	12 483
Расход по отложенному налогу на прибыль	2 580	48
Убыток/(прибыль) от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений	532	(345)
Передача объектов социальной сферы	183	675
Влияние курсовых разниц	4 744	1 556
Убыток/(прибыль) от финансовых вложений, учитываемых методом долевого участия, за вычетом полученных дивидендов	1 117	(392)
Изменение в резерве по сомнительным долгам	(262)	333
Увеличение обязательств, связанных с окончанием срока использования активов	4 314	3 905
Изменение справедливой стоимости торговых ценных бумаг	279	(382)
Прочее	235	1 209
Изменения в оборотном капитале, исключая денежные средства:		
Расчеты с покупателями и заказчиками	(5 678)	(11 282)
Товарно-материальные запасы	(10 009)	(3 531)
Предоплата и прочие текущие активы	330	(1 698)
Торговые ценные бумаги	227	(370)
Расчеты со связанными сторонами	602	376
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	647	318
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1 866	2 597
Обязательства по уплате налогов	3 531	275
Векселя к оплате	(11)	(49)
Прочие долгосрочные активы	(373)	(497)
<b>Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности</b>	<b>80 656</b>	<b>55 877</b>
<b>Инвестиционная деятельность</b>		
Приобретение основных средств	(52 679)	(77 901)
Денежные поступления от реализации основных средств	3 466	686
Денежные поступления от реализации финансовых вложений	806	4 580
Приобретение финансовых вложений	(97)	(4 658)
Депозитные сертификаты	259	3 286
Займы и векселя к получению	(873)	(304)
Изменения в денежных средствах с ограничением к использованию	1 719	9 174
<b>Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность</b>	<b>(47 399)</b>	<b>(65 137)</b>

**ТАТНЕФТЬ****Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

(в миллионах российских рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
<b>Финансовая деятельность</b>		
Получение займов	89 118	115 800
Погашение займов	(101 685)	(95 959)
Погашение обязательств по финансовому лизингу	(34)	(151)
Выплата дивидендов акционерам	(11 404)	(14 943)
Выплата дивидендов неконтролирующим акционерам	(313)	(329)
Приобретение собственных акций	(13)	(5)
Денежные поступления от продажи собственных акций	13	9
Денежные поступления от выпуска акций дочерними предприятиями	25	77
<b>Чистые денежные средства (использованные на) / поступившие от финансовой деятельности</b>	<b>(24 293)</b>	<b>4 499</b>
<b>Чистое изменение остатков денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>8 964</b>	<b>(4 761)</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	8 080	12 841
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>	<b>17 044</b>	<b>8 080</b>

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

(в миллионах российских рублей)

	2011		2010	
	Кол-во акций	Сумма	Кол-во акций	Сумма
<b>Привилегированные акции</b>				
<b>Остаток на 1 января и 31 декабря</b> (акции в тысячах штук)	147 509	148	147 509	148
<b>Обыкновенные акции</b>				
<b>Остаток на 1 января и 31 декабря</b> (акции в тысячах штук)	2 178 691	2 179	2 178 691	2 179
<b>Выкупленные собственные акции, по себестоимости</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>	58 960	(3 275)	66 985	(3 721)
Приобретение	2 365	(353)	1 809	(908)
Выбытие	(5 450)	511	(9 834)	1 354
<b>Остаток на 31 декабря</b> (акции в тысячах штук)	55 875	(3 117)	58 960	(3 275)
<b>Добавочный капитал</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>		96 617		95 735
Операции с собственными акциями		308		882
<b>Остаток на 31 декабря</b>		96 925		96 617
<b>Прочий накопленный совокупный доход</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>		1 933		1 907
Актuarный убыток по пенсионным планам		(16)		(545)
Поправки по пересчету сумм в иностранных валютах		246		574
Нереализованный убыток по ценным бумагам для продажи, без учета налогов		(168)		(3)
<b>Остаток на 31 декабря</b>		1 995		1 933
<b>Нераспределенная прибыль</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>		241 005		209 275
Чистая прибыль		61 428		46 673
Дивиденды		(11 404)		(14 943)
<b>Остаток на 31 декабря</b>		291 029		241 005
<b>Доля неконтролирующих акционеров</b>				
<b>Остаток на 1 января</b>		11 939		7 984
Чистая прибыль		2 545		3 975
Дивиденды		(313)		(329)
Изменения в структуре Группы		81		309
<b>Остаток на 31 декабря</b>		14 252		11 939
<b>Итого акционерный капитал на 31 декабря</b>		<b>403 411</b>		<b>350 546</b>

**Примечание 1. Краткая информация о Компании**

ОАО «Татнефть» (далее «Компания») и ее дочерние общества в совокупности (далее «Группа») занимаются разработкой месторождений и добычей нефти в основном в Республике Татарстан Российской Федерации (далее, «Татарстан»). Группа также занимается переработкой и реализацией нефти и нефтепродуктов, а также производством и реализацией продуктов нефтехимии (см. Примечание 16).

Компания была зарегистрирована в соответствии с разрешением, выданным Государственным комитетом по управлению государственным имуществом Республики Татарстан (далее «Правительство»), как акционерное общество открытого типа 1 января 1994 г. (далее «дата приватизации»). Все активы и обязательства, ранее принадлежавшие производственному объединению «Татнефть», Бугульминскому механическому заводу, Мензелинскому управлению разведочного бурения и Бавлинскому управлению буровых работ, были переданы Компании по их балансовой стоимости на дату приватизации в соответствии с Указом Президента Российской Федерации № 1403 «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения». Подобная передача активов и обязательств рассматривается как передача между компаниями, которые на дату приватизации контролировались общим акционером, и отражается по балансовой стоимости.

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. правительство Республики Татарстан, через полностью принадлежащее ему дочернее предприятие ОАО «Связьинвестнефтехим», владеет 36% голосующих акций Компании. Данная доля была внесена в ОАО «Связьинвестнефтехим» в 2003 г. Министерством земельных и имущественных отношений Республики Татарстан. Правительство Татарстана также является держателем «золотой акции» (см. Примечание 15), что дает право назначать одного представителя в Совет Директоров и одного представителя в Ревизионный Комитет Компании, а также налагать вето на определенные важные решения, включая решения относительно изменений в акционерном капитале, поправок в Устав, ликвидации или реорганизации Компании, а также одобрения в отношении «существенных» сделок и сделок с «заинтересованными сторонами», как определено в законодательстве Российской Федерации. В настоящее время срок действия «золотой акции» не ограничен. Правительство Республики Татарстан контролирует или имеет существенное влияние, в том числе через ОАО «Связьинвестнефтехим», на ряд поставщиков и подрядчиков Компании.

**Примечание 2. Основные принципы представления финансовой отчетности**

Компании Группы ведут учет и составляют финансовую отчетность в соответствии с Положениями по бухгалтерскому учету и отчетности в Российской Федерации (далее «РПБУ»). Прилагаемая финансовая отчетность была подготовлена на основании учетных данных компаний Группы, скорректированных, если необходимо, для соответствия принципам бухгалтерского учета, общепринятыми в США (далее «ОПБУ США»). Основные различия между РПБУ и ОПБУ США относятся к: (1) оценке основных средств (включая индексацию на эффект гиперинфляции, существовавшей в Российской Федерации по 2002 год) и начислению износа; (2) пересчету иностранных валют; (3) отложенному налогу на прибыль; (4) поправкам на обесценение нереализуемых активов; (5) финансовому лизингу; (6) поощрение сотрудников акциями; (7) учету основных средств нефтегазового назначения; (8) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств; (9) учету обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов; (10) пенсионные выплаты и прочие обязательства, возникающие после выхода на пенсию, (11) объединению компаний и признанию деловой репутации; (12) консолидации и учету дочерних компаний, долевого участия и предприятий с переменным участием (ППУ).

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

**Пересчет иностранных валют и операции в иностранной валюте.** Руководство Группы определило, что функциональной валютой Группы, за исключением ее дочерних компаний, расположенных за пределами Российской Федерации, является российский рубль, поскольку большинство ее доходов, затрат, приобретаемых основных средств, а также долговых обязательств и обязательств по расчетам с поставщиками и подрядчиками определяется, оплачивается, погашается или измеряется в российских рублях. Соответственно, операции и сальдо, не выраженные изначально в российских рублях (преимущественно в долларах США), пересчитаны в российские рубли в соответствии с положениями Кодификации ASC 830 «Пересчет иностранных валют».

**Примечание 2. Основные принципы представления финансовой отчетности (продолжение)**

Согласно Кодификации ASC 830, доходы, затраты, капитал, а также не денежные активы и обязательства, пересчитываются по историческим обменным курсам, действовавшим на даты соответствующих операций. Денежные активы и обязательства пересчитываются по обменным курсам, действовавшим на дату составления баланса. Положительные и отрицательные курсовые разницы, возникающие при пересчете денежных активов и обязательств, не выраженных в российских рублях, кредитуются или дебетуются на результаты деятельности.

В отношении операций дочерних компаний, расположенных за пределами Российской Федерации, которые в качестве функциональной валюты используют преимущественно доллары США, корректировки, возникающие в связи с пересчетом активов и обязательств, выраженных в местной функциональной валюте, в российские рубли, отражаются в составе акционерного капитала по статье «Прочая накопленная совокупная прибыль или убыток». Прибыль и убытки, возникающие в результате сделок не в функциональной валюте, отражаются в составе чистой прибыли.

Официальный обменный курс российского рубля к доллару США, публикуемый Центральным банком России («ЦБ РФ»), составил 32,20 и 30,48 рублей за 1 доллар США на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно. Средний курс составил 29,39 и 30,37 рублей за 1 доллар США за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно.

**Принципы консолидации и долгосрочные финансовые вложения.** В консолидированной финансовой отчетности отражены хозяйственные операции компаний с долей участия Группы более 50 процентов и контролируемых Группой предприятий с переменным участием (ППУ), в которых Группа является основным выгодоприобретателем. Финансовые вложения в совместные предприятия и зависимые компании, которые Группа не контролирует, но на которые она может оказывать существенное влияние, учитываются по методу долевого участия. Внутригрупповые операции и остатки исключаются при консолидации. Прочие долгосрочные финансовые вложения учитываются по первоначальной стоимости и корректируются на оценочную сумму снижения их стоимости. Ежегодно Группа пересматривает стоимость инвестиций, учтенных по долевого методу, на предмет обесценения и отражает списание текущей стоимости инвестиций в отчетности каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на то, что потенциальное обесценение не является временным. Величина обесценения инвестиций рассчитывается исходя из биржевых котировок, если таковые доступны, или с использованием других методик оценки, включая метод дисконтирования денежных потоков. Инвестиции по методу долевого участия и финансовые вложения в прочие компании в консолидированном бухгалтерском балансе включены в раздел «Долгосрочные финансовые вложения».

**Примечание 3. Краткое описание основных положений учетной политики**

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

На 31 декабря 2011 и 2010 гг., деньги и денежные эквиваленты Группы, включая суммы номинированные в долларах США составляли 2 307 млн. рублей (72 млн. долларов США) и 1 841 млн. рублей (60 млн. долларов США), соответственно.

**Денежные средства с ограничением к использованию.** Денежные средства с ограничением к использованию представлены денежными средствами на депозитах по аккредитивам, использование которых ограничено условиями контрактов. Аккредитивы используются для оплаты подрядчикам по покупке материалов, оборудования и оказанных услугах.

**Товарно-материальные запасы.** Запасы сырой нефти и нефтепродуктов, а также сырье, материалы и запасы готовой продукции учитываются по наименьшей из двух величин - себестоимости, либо по чистой цене реализации. Группа использует метод средневзвешенной стоимости. Себестоимость включает прямые и косвенные расходы, понесенные в связи с доведением объекта или продукта до существующего состояния и транспортировкой до места расположения.

**Финансовые вложения.** Долговые ценные бумаги и акции классифицируются по трем категориям: торговые ценные бумаги, ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи и бумаги, удерживаемые до срока погашения, и включают в себя депозитные сертификаты, а также долговые бумаги и акции, классифицируемые как торговые или имеющиеся в наличии для продажи.

Торговые ценные бумаги приобретаются и учитываются на балансе для продажи в краткосрочной перспективе. Торговые ценные бумаги отражаются в консолидированном бухгалтерском балансе по справедливой стоимости. При определении справедливой стоимости используется последняя цена сделки, если торговые ценные бумаги котируются на бирже или последняя известная цена бумаги, продаваемой на внебиржевом рынке. Нереализованные и реализованные прибыли и убытки по торговым ценным бумагам включены в прочие доходы консолидированного отчета о финансовых результатах и совокупной прибыли.

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

Ценные бумаги классифицируются как ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи, если руководство считает, что они могут быть проданы в случае вероятного или ожидаемого изменения рыночной ситуации. Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи, отражены в консолидированной финансовой отчетности бухгалтерского баланса по оценочной справедливой стоимости. Нереализованные прибыли и убытки отражаются в сумме нетто, как увеличение или снижение накопленной прочей совокупной прибыли. Метод индивидуальной идентификации используется для определения реализованной прибыли или убытка по ценным бумагам, имеющимся в наличии для продажи.

Если снижение справедливой стоимости ценной бумаги ниже учетной не является временным, то текущая стоимость ценных бумаг уменьшается, при этом убыток отражается в учете в сумме такого уменьшения. В течение последних трех лет такие уменьшения стоимости не требовались.

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

**Дебиторская задолженность.** Дебиторская задолженность по расчетам с покупателями и заказчиками отражается по фактической стоимости непогашенных сумм основного долга за вычетом резервов по сомнительным долгам. Резерв по сомнительным долгам начисляется с учетом степени вероятности погашения дебиторской задолженности. Расчет резервов предполагает использование профессиональных суждений и допущений.

**Займы выданные.** Займы, выданные Группой в виде денежных средств непосредственно заемщику, отражаются по амортизированной стоимости за вычетом резерва под обесценение займов. Займы отражаются, начиная с момента выдачи денежных средств заемщикам.

**Расходы, связанные с разведкой и добычей нефти и газа.** Деятельность по разведке и добыче нефти и газа отражается по методу учета результативных затрат, в соответствии с которым затраты, связанные с приобретением прав на разведку и разработку участков недр с недоказанными и доказанными запасами нефти и газа, а также затраты, связанные с бурением и обустройством эксплуатационных скважин, включая скважины, оказавшиеся нерезультативными, и соответствующее производственное оборудование, капитализируются. Затраты на поисково-разведочные работы, в т.ч. затраты на геологические и геофизические работы и затраты на содержание и сохранение неразработанных объектов, списываются на расходы по мере их возникновения. Стоимость бурения разведочных скважин, которые обнаружили нефтяные и газовые запасы, капитализируется до момента определения являются ли обнаруженные запасы доказанными. В случае, если доказанные запасы не обнаружены, стоимость разведочных скважин списывается на расходы. В регионах, где требуются значительные капитальные вложения для начала добычи, разведочные скважины отражаются как актив, если обнаруженные запасы оправдывают перевод скважины в эксплуатационный фонд, и если проводится или безусловно планируется проведение дополнительного разведочного бурения.

**Обесценение долгосрочных активов.** Долгосрочные активы, включая нефтегазовое оборудование и скважины, расположенные на месторождениях с доказанными запасами нефти и газа, оцениваются на предмет возможного уменьшения стоимости в соответствии с Кодификацией ASC 360 «*Основные средства*». Используемые основные средства оцениваются каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на то, что балансовая стоимость этого оборудования и скважин может быть не возмещена. Если возмещение балансовой стоимости основных средств с использованием метода недисконтированных будущих потоков денежных средств до налогообложения не ожидается, то отражается обесценение, а убыток от обесценения отражается в тех периодах, в которых происходит обесценение. Величина обесценения определяется на основании расчетной справедливой стоимости основных средств, которая, в свою очередь, определяется путем дисконтирования будущих чистых денежных потоков или в соответствии с текущими рыночными ценами, если они доступны. Чистая приведенная стоимость будущих денежных потоков от нефтяных и газовых месторождений основывается на максимально обоснованных оценках руководством будущих цен, которые определяются на основании недавних фактических цен и публикуемых цен по форвардным сделкам, которые применяются к прогнозируемому объему добычи на отдельных месторождениях с нормой дисконтирования, учитывающей предполагаемые риски. Под прогнозируемыми объемами добычи понимаются запасы, включая скорректированные на риски вероятные и возможные, которые предполагается извлечь исходя из заявленного объема капитальных затрат. Объемы добычи, цены и время, затрачиваемое на добычу, соответствуют внутренним планам и прогнозам, а также другим данным публикуемой информации. Допущения в отношении будущих цен и затрат, используемых при оценке основных средств на предмет обесценения, отличаются от допущений, используемых в стандартной процедуре дисконтирования чистых денежных потоков, связанных с доказанными запасами нефти и газа. В соответствии с Кодификацией ASC 932 «*Раскрытие информации о деятельности, связанной с добычей нефти и газа*», при раскрытии такой информации в допущениях должны использоваться средние арифметические цены реализации нефти за предыдущие двенадцать месяцев и расходы на дату баланса, без прогнозирования будущих изменений.

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

Группировка активов для целей оценки на предмет возможного уменьшения стоимости производится исходя из минимального уровня идентифицируемых денежных потоков, которые большей частью независимы от денежных потоков по другим группам активов – как правило, для активов, связанных с разведкой и добычей, таким уровнем является месторождение, для перерабатывающих активов – весь перерабатывающий комплекс, для станций обслуживания – площадка. Долгосрочные активы, по которым руководством принято решение о выбытии в течение периода, не превышающего один год, и отвечающие другим требованиям, удерживаемые для продажи согласно Кодификации ASC 360, отражаются в учете по наименьшей из амортизированной или справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Стоимость основных средств с недоказанными запасами нефти и газа проходит регулярную оценку, и рассчитанное обесценение списывается на расходы.

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

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

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

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

**Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов.** Группа признает обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования долгосрочных активов, по справедливой стоимости, в периоде возникновения этих обязательств. Группа имеет ряд обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, которые она обязана выполнять согласно нормам законодательства или условиям договоров по мере окончания срока полезного использования активов. Деятельность Группы по разведке, разработке и добыче включает в себя активы, связанные с буровыми скважинами, сопутствующим оборудованием и операционными участками, системами сбора и переработки нефти, нефтехранилищами и трубопроводами для транспортировки нефти к основным магистралям. В целом, имеющиеся у Группы лицензии и прочие разрешения предусматривают необходимость осуществления Группой определенных действий по ликвидации объектов, включая в себя затраты на ликвидацию скважин, разборку оборудования и прочие затраты по рекультивации. Будущие затраты на ликвидацию скважин рассчитываются Группой с учетом действующих нормативных и лицензионных требований и основаны на накопленном руководством опыте анализа соответствующих затрат и необходимости таких операций. Ожидается, что большинство этих затрат не будет понесено ранее чем через несколько лет или десятков лет и будет профинансировано за счет общих средств Группы на момент выбытия из эксплуатации. У Группы нет юридических или договорных обязательств по списанию или ликвидации нефтехимических, перерабатывающих, маркетинговых и сбытовых активов. Продолжающееся развитие системы нормативно-правового регулирования в России может привести к новым изменениям в требованиях и затратах, связанных с окончанием срока полезного использования долгосрочных активов.

Руководство считает, что при определении обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, в качестве компонента ожидаемых затрат должна учитываться расчетная цена, которая может быть затребована и предоставлена третьим лицам, для отражения неопределенности и непредвиденных обстоятельств, связанных с обязательствами, которая в некоторых случаях является надбавкой за рыночный риск. В настоящее время в нефтегазовой отрасли крайне редко встречаются случаи готовности кредитоспособных третьих лиц принять на себя данный вид риска по крупным нефте- и газодобывающим объектам и трубопроводам. Соответственно, учитывая, что определение надбавки за рыночный риск может носить произвольный характер, Компания исключила ее из расчетных оценок. Соответствующие издержки, связанные с окончанием срока полезного использования активов, капитализируются как часть остаточной стоимости долгосрочных активов. По истечении времени, указанные обязательства увеличиваются на сумму изменений в текущей стоимости, а капитализируемые затраты амортизируются в течение срока полезной службы соответствующего актива пропорционально объему добычи.

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

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

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

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

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

**Обязательства по охране окружающей среды.** Затраты на охрану окружающей среды включаются в состав расходов или капитализируются в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, образовавшиеся в результате прошлой производственной деятельности, и не предполагают будущих экономических выгод, относятся на расходы. Обязательства по данным расходам отражаются без применения дисконтирования, если существует высокая вероятность проведения оценок состояния окружающей среды и мероприятий по очистке территории и при этом соответствующие затраты могут быть оценены с разумной степенью точности.

**Пенсионные отчисления и льготы.** Группа имеет различные пенсионные планы, которые, в основном, покрывают всех, имеющих такое право, работников и руководителей. Суммы взносов, частота премиальных выплат и прочие условия этих планов регулируются «Положением об Организации Негосударственного Пенсионного Обеспечения Работников ОАО «Татнефть» и договорами, заключенными между Компанией или ее дочерними предприятиями, руководством и «Национальным Негосударственным Пенсионным Фондом».

В соответствии с условиями этих договоров, Группа должна вносить определенные взносы от имени работников и гарантировать выплату минимальной премии при выходе работников на пенсию. Размеры взносов и премий обычно зависят от занимаемой должности и стажа работы в Компании по достижении пенсионного возраста (60 лет для мужчин и 55 лет для женщин), а для руководства на основании срока их найма. В соответствии с условиями коллективного договора, заключаемого ежегодно между Компанией или ее дочерними предприятиями со своими работниками, Группа обязана осуществлять определенные выплаты работникам по завершении их работы в Компании, сумма которых зависит от размера заработной платы и количества отработанных лет на момент их выхода на пенсию. Не существует никаких требований в отношении пенсионных взносов для премий, выплачиваемых непосредственно работникам. Обязательные суммы взносов Группы в государственный пенсионный фонд относятся на расходы в периоде их возникновения.

**Отражение выручки.** Выручка от реализации нефти, нефтепродуктов, продукции нефтехимии и прочих товаров признается на момент доставки товара конечному покупателю и перехода права собственности на товар при условии, что платежеспособность покупателя подтверждена, и цена реализации конечному покупателю зафиксирована или может быть определена. Выручка включает в себя акциз на продажу нефтепродуктов и экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты в сумме 198 430 млн. рублей и 143 268 млн. рублей на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно. Вся выручка показана без налога на добавленную стоимость (далее «НДС»). Прочие доходы от основной деятельности в консолидированных отчетах о финансовых результатах и совокупной прибыли включают в себя реализацию газопродуктов, продуктов нефтехимии и прочих продуктов и услуг.

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

**Затраты на транспортировку и перевалку.** Затраты на транспортировку и перевалку включены в состав статьи «Транспортные расходы» в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли.

**Неденежные операции.** В соответствии с ОПБУ США, такие операции учитываются по справедливой стоимости задействованных активов (услуг), т.е. в том же порядке, что и денежные операции. Соответственно, стоимостью неденежного актива, полученного в обмен на другой неденежный актив, является справедливая стоимость такого другого актива, и признается прибыль или убыток, если балансовая стоимость передаваемого актива отличается от его справедливой стоимости. Справедливая стоимость полученного актива используется в качестве базы стоимости, если она является более четко выраженной, чем справедливая стоимость переданного актива.

**Поощрение сотрудников акциями.** Компания приняла программу вознаграждения для высшего руководства и директоров Компании, основанную на акциях Компании (далее «Программа»). В соответствии с условиями Программы, высшему руководству и директорам Компании, в соответствии с решением Совета Директоров, ежегодно предоставляются премии (далее «Премия») в виде бонусных сертификатов. Каждая Премия представляет собой денежный платеж на дату расчета, который равен произведению количества обыкновенных акций на разницу между самой высокой ценой на акцию за три года предшествующих отчетной дате и самой низкой ценой на акцию за три года предшествующих дате предоставления соответствующих прав. Цена на акции определяется на основе средней ежедневной торговой цены, фиксируемой на Московской Межбанковской Валютной Бирже (далее «ММВБ»). Премии в основном выплачиваются в течение 90 дней после утверждения Советом Директоров Компании и зависят от индивидуальных показателей результатов работы.

Компания отражает Премии по методу учета обязательств, предусмотренному Кодификацией ASC 718. Справедливая стоимость Премий рассчитывается в соответствии с моделью расчета стоимости Блэка-Шоулза (Black-Scholes) на дату предоставления прав и в дальнейшем подлежит пересмотру на каждую промежуточную отчетную дату. На 31 декабря 2011 и 2010 гг. обязательство рассчитано на основе ожидаемых будущих премиальных выплат. Расходы на выплату Премий признаются в течение годового периода возникновения соответствующих прав, за вычетом потери прав, с отражением соответствующего обязательства в составе прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательств.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2011 г., Компания распределила 6 513 000 Премий для поощрения высшего руководства и директоров, погашение которых ожидается по расчетной цене 166,95 рублей за Премию. Окончательный расчет по Премиям будет утвержден Правлением Компании в июле-сентябре 2012 г. В течение года, закончившегося 31 декабря 2010 г., Компания распределила Премий в объеме 6 740 000 для поощрения высшего руководства и директоров, 6 683 000 премий которые были погашены по цене 161,17 рублей за Премию. Сумма соответствующих расходов на выплату вознаграждений, отраженная в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., составила 1 065 млн. рублей и 1 061 млн. рублей, соответственно.

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

**Налог на прибыль.** Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении налоговых последствий будущих периодов как временная разница между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей инвестированной на постоянной основе в иностранные дочерние общества. Величина активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль определяется исходя из законодательно установленных ставок налогов, которые предположительно будут применяться к налогооблагаемому доходу на протяжении тех периодов, в течение которых предполагается восстановить эти временные разницы. Если, по мнению руководства, реализация таких активов по отложенному налогу является маловероятной, то по ним создаются резервы.

Группа начала применять Кодификацию ASC 740 «Учет неопределенности при расчете налога на прибыль», которая предписывает методiku признания, оценки и представления в финансовой отчетности неопределенных налоговых ситуаций, в которые может быть вовлечена Компания или ее дочерние общества и правомерное отражение в налоговых декларациях. Согласно данному стандарту, обязательства по непризнанному налогу на прибыль отражаются в консолидированном бухгалтерском балансе Группы в составе Налогов к уплате, а начисленными процентами по налогу на прибыль в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли как расходы по налогам, кроме налога на прибыль. Расход по налогу на прибыль и налог на прибыль к уплате включены в статьи Налог на прибыль в консолидированном отчете о финансовых результатах и совокупной прибыли и Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства в консолидированном бухгалтерском балансе, соответственно.

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

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

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

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

**Гарантии.** Группа признает обязательства по предоставленным гарантиям по справедливой стоимости в соответствии с ОПБУ США.

**Новые стандарты бухгалтерского учета.** В январе 2010 г. был опубликован ASU 2010-6 «Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации». Стандарт изменяет ASC 820 «Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации» и требует отдельных раскрытий при изменении классификации с 1-го на 2-й уровень иерархии справедливой стоимости и обратно, а также причин такого изменения. Кроме того стандарт ASC 820 требует развернутого раскрытия информации об изменениях в оценке справедливой стоимости 3-го уровня иерархии. Для каждого класса активов и обязательств стандарт требует раскрытия информации об используемых на повторяющейся и не повторяющейся основе методах определения справедливой стоимости 2-го и 3-й уровня. Стандарт ASU 2010-6 вступает в силу для отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2010 г. за исключением требования по раскрытию изменений в оценке справедливой стоимости 3-го уровня, которое вступает в силу для отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2011 г.

В феврале 2010 г. был опубликован ASU 2010-9 «Поправки к некоторым методам признания элементов бухгалтерского учета и поправки к некоторым требованиям о раскрытии информации», который вступает в силу для Группы с момента публикации. Этот стандарт вносит поправки в ASC 855 «События после отчетной даты», которые распространяются на компании, представляющие финансовую отчетность в Комиссию по ценным бумагам и биржам или являющиеся юридическими лицами, отвечающим по требованиям, предъявляемым по облигациям, обращающимся на открытом рынке. Стандарт требует проводить оценку событий, произошедших после отчетной даты до даты выпуска финансовой отчетности включительно. Компания, которая не удовлетворяет ни одному из указанных критериев, должна проводить оценку событий после отчетной даты до того момента, когда консолидированная финансовая отчетность готова к выпуску, но еще не опубликована. В соответствии с требованиями этого стандарта Группа оценивает события после отчетной даты до того момента, когда финансовая отчетность готова к выпуску, но еще не опубликована.

В июле 2010 г. был опубликован ASU 2010-20 «Раскрытие информации о кредитной надежности задолженности по кредитам и займам и резерве под возможные потери». Стандарт требует раскрытия подробной информации о структуре задолженности по кредитам и займам и соответствующем резерве под возможные потери. Этот стандарт содержит определение двух новых терминов, относящихся к представлению информации о структуре задолженности – «портфельный сегмент» и «класс задолженности». Под портфельным сегментом понимается минимальный уровень обобщения информации по кредитам и займам, на основании которого компания проводит анализ возможных потерь. Под классом задолженности понимается задолженность, объединенная в группу в соответствии с характеристикой, свойствами, определенными в момент возникновения задолженности. Новые требования к раскрытию информации на конец отчетного периода вступили в силу для Группы в отношении годового отчетного периода, закончившегося 31 декабря 2010 г. Требование о раскрытии информации о деятельности, осуществляемой в течение отчетного периода, вступает в силу с 1 января 2011 г.

В мае 2011 г. опубликован уточненный стандарт ASU 2011-04 «Поправки, обеспечивающие единый подход к измерению справедливой стоимости и требованиям к раскрытию информации по ОПБУ США и МСФО». Действие стандарта распространяется на годовую отчетность Группы за период, заканчивающийся 31 декабря 2011 г. Как ожидается, применение указанного ASU не окажет существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

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

В июне 2011 г. опубликован уточненный стандарт ASU 2011-05 «Совокупный доход (Раздел 220)». Действие стандарта распространяется на годовую отчетность Группы за период, заканчивающийся 31 декабря 2011 г.. Уточненный стандарт отменяет возможность представлять компоненты совокупного дохода как часть отчета об изменениях в акционерном капитале и требует последовательного представления отчета о чистой прибыли и прочем совокупном доходе. Изменения, предусмотренные этим стандартом, не касаются статей, которые должны отражаться в составе прочего совокупного дохода, или условий, при которых статья прочего совокупного дохода должна быть переклассифицирована в чистую прибыль.

В декабре 2011 г. Совет по стандартам финансового учета США («FASB») выпустил уточненный стандарт ASU 2011-12 «Совокупный доход (Раздел 220)». Изменения, предусмотренные данным стандартом, заменяют некоторые пункты ASU 2011-05 «Представление информации о совокупном доходе согласно поправке к Разделу 220, Совокупный доход», и касаются только тех изменений поправки 2011-05, которые относятся к правилам представления в отчетности компонентов, реклассифицированных из накопленного прочего совокупного дохода. Учитывая, что поправка 2011-05 не имеет существенного влияния на результаты деятельности Группы, ее финансовое положение или денежные потоки, применение ASU 2011-12 также не окажет существенного влияния на финансовое положение, финансовый результат и денежные потоки Группы.

**Примечание 4. Расчеты с покупателями и заказчиками**

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

	На 31 декабря 2011			На 31 декабря 2010		
	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон (Прим.17)	Дебиторская задолженность за вычетом резервов по сомнительным долгам	Итого дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность связанных сторон (Прим.17)	Дебиторская задолженность за вычетом резервов по сомнительным долгам
Дебиторская задолженность – внутренний рынок	21 461	1 245	20 216	18 407	1 638	16 769
Дебиторская задолженность-экспорт	36 486	-	36 486	28 971	-	28 971
Прочая дебиторская задолженность	4 141	748	3 393	7 553	342	7 211
<b>Итого расчеты с покупателями и заказчиками за вычетом резерва по сомнительным долгам</b>	<b>62 088</b>	<b>1 993</b>	<b>60 095</b>	<b>54 931</b>	<b>1 980</b>	<b>52 951</b>

Расчеты с покупателями и заказчиками представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 11 021 млн. рублей и 10 465 млн. рублей на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно.

Под дебиторскую задолженность от ЧМПКП «Авто» был создан резерв в полном объеме, связанный с реализацией нефти на Украину (Кременчугский нефтеперерабатывающий завод), согласно политике Группы по созданию резервов по сомнительным долгам в размере 334 млн. долларов США на 31 декабря 2011 и 2010 гг. (см. Примечание 19).

Изменения в резерве по сомнительным долгам включены в коммерческие, общехозяйственные и административные расходы в консолидированных отчетах о финансовых результатах и совокупной прибыли.

Краткосрочные финансовые вложения представлены ниже:

	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
Депозитные сертификаты	10 570	9 923
Торговые ценные бумаги	8 200	8 055
<b>Итого краткосрочные финансовые вложения</b>	<b>18 770</b>	<b>17 978</b>
Минус: краткосрочные финансовые вложения в связанные стороны (см. Примечание 17)	(9 379)	(8 782)
<b>Краткосрочные финансовые вложения, нетто</b>	<b>9 391</b>	<b>9 196</b>

**ТАТНЕФТЬ****Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах российских рублей)

**Примечание 5. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения**

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

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

	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
Облигации и другие государственные долговые бумаги Российской Федерации	1 436	1 217
Корпоративные долговые ценные бумаги	2 927	2 391
Акции	3 837	4 447
<b>Итого торговые ценные бумаги</b>	<b>8 200</b>	<b>8 055</b>
Минус: корпоративные долговые ценные бумаги связанных сторон (Примечание 17)	(200)	(129)
<b>Торговые ценные бумаги, нетто</b>	<b>8 000</b>	<b>7 926</b>

Долгосрочные финансовые вложения представлены ниже:

	Доля владения (в процентах) на 31 декабря		Чистая балансовая стоимость на 31 декабря		Доля Группы в прибыли/(убытках) за год, закончившийся 31 декабря	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<i>Финансовые вложения, учитываемые по методу долевого участия, и совместные предприятия:</i>						
ЗАО «Татекс»	50	50	1 808	2 105	133	219
IPCG Фонд	-	-	-	-	-	(362)
ОАО «Банк Зенит»	25	25	5 695	5 200	619	899
Османд Холдингс Лтд	30	30	1 106	2 663	(1 187)	69
MARS Emerging Markets Fund Limited	-	33	-	580	-	-
Прочие	20-50	20-50	618	816	(242)	(39)
<b>Итого финансовые вложения в зависимые общества и совместные предприятия (убыток)/прибыль</b>			<b>9 227</b>	<b>11 364</b>	<b>(677)</b>	<b>786</b>
<i>Долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения:</i>						
ЗАО «Укртатнафта» (Примечание 19)	9	9	-	-		
Прочие	0-20	0-20	1 010	954		
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения, учитываемые по стоимости приобретения</b>			<b>1 010</b>	<b>954</b>		
Долгосрочные депозитные сертификаты			11 279	7 418		
Минус: долгосрочные депозитные сертификаты связанных сторон (Примечание 17)			(7 974)	(3 913)		
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения</b>			<b>13 542</b>	<b>15 823</b>		

**Примечание 5. Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения (продолжение)**

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

Группа получила дивиденды от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия в сумме 440 млн. рублей и 394 млн. рублей в 2011 и 2010 гг., соответственно.

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

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Выручка / процентные доходы	26 916	25 393
Чистая прибыль	6 551	4 465
Текущие активы	220 400	177 847
Долгосрочные активы	43 913	47 137
Текущие обязательства	169 219	135 525
Долгосрочные обязательства	58 773	46 564

В феврале 2010 г. Группа подала требование о выходе из учредителей IPCG Фонда. Это требование было акцептовано Фондом и вступило в силу 31 марта 2010 г. путем передачи Группе 47,5 млн. акций Компании, займов к получению от Банка Зенит на сумму 48 млн. долларов США, денежных средств на сумму 102 млн. долларов США и 28,6% доли в MARS Emerging Markets Fund Limited на сумму 18 млн. долларов США. В результате выхода из состава учредителей Фонда, Группа перестала учитывать 8 млн. собственных выкупленных акций на своем балансе, что привело к увеличению добавочного капитала Группы на сумму 881 млн. рублей.

В результате реорганизации структуры Группы количество выкупленных обыкновенных акций по цене приобретения снизилось на 3,1 млн. шт., с соответствующим увеличением по статье добавочный капитал на 303 млн. рублей.

**Примечание 6. Товарно-материальные запасы**

Товарно-материальные запасы представлены ниже:

	<b>На 31 декабря 2011</b>	<b>На 31 декабря 2010</b>
Сырье и материалы	9 835	6 448
Сырая нефть	6 284	4 564
Нефтепродукты	5 373	1 801
Продукция нефтехимии и прочая готовая продукция	3 751	2 327
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>25 243</b>	<b>15 140</b>

**Примечание 7. Расходы будущих периодов и прочие текущие активы**

Расходы будущих периодов и прочие текущие активы представлены ниже:

	<b>На 31 декабря 2011</b>	<b>На 31 декабря 2010</b>
НДС к возмещению	5 705	7 271
Авансы выданные	6 019	7 784
Предоплата по экспортным пошлинам	12 393	8 122
Предоплата по налогу на прибыль	368	694
Предоплата по транспортным расходам	518	1 035
Прочие	2 081	2 527
<b>Итого расходы будущих периодов и прочие текущие активы</b>	<b>27 084</b>	<b>27 433</b>

**Примечание 8. Займы и векселя выданные**

Займы и векселя выданные представлены ниже:

	<b>На 31 декабря 2011</b>	<b>На 31 декабря 2010</b>
Векселя к получению	4 334	4 108
Займы работникам	1 041	630
Прочие займы в иностранной валюте выданные	966	1 966
Прочие рублевые займы выданные	4 422	7 707
<b>Итого займы и векселя выданные</b>	<b>10 763</b>	<b>14 411</b>
Минус: текущая часть расчетов по займам и векселям выданным и краткосрочные займы	(1 839)	(2 275)
Минус: задолженность связанных сторон (Примечание 17)	(5 756)	(9 792)
<b>Итого долгосрочные займы и векселя выданные</b>	<b>3 168</b>	<b>2 344</b>

Займы и векселя выданные, исключая суммы к получению от связанных сторон, на 31 декабря 2011 г. в суммах 1 139 млн. рублей, 463 млн. рублей и 1 566 млн. рублей подлежат погашению в 2013, 2014 и за период (2015-2024) гг., соответственно.

Займы и векселя выданные, исключая суммы к получению от связанных сторон, на 31 декабря 2010 г. в суммах 418 млн. рублей, 1 026 млн. рублей и 900 млн. рублей подлежат погашению в 2012, 2013 и за период (2014-2024) гг., соответственно.

Справедливая стоимость займов и векселей выданных на 31 декабря 2011 и 2010 гг. составляла приблизительно 9 736 млн. рублей и 13 525 млн. рублей. Справедливая стоимость была посчитана по ставке дисконтирования 8,0% и 7,75% (ставка рефинансирования ЦБ РФ) по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно.

Займы и векселя представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 466 млн. рублей и 801 млн. рублей на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно.

**Примечание 9. Прочие долгосрочные активы**

Прочие долгосрочные активы представлены ниже:

	<b>На 31 декабря 2011</b>	<b>На 31 декабря 2010</b>
Капитализированная банковская комиссия	2 855	3 059
Долгосрочная дебиторская задолженность	1 986	2 272
Предоплаченные лицензии	286	375
Долгосрочная часть отложенных налоговых активов (Примечание 14)	3 430	2 980
Предоплаченное программное обеспечение	2 710	2 655
Прочие долгосрочные активы	2 089	1 456
<b>Итого прочие долгосрочные активы</b>	<b>13 356</b>	<b>12 797</b>
Минус: задолженность связанных сторон (Примечание 17)	(453)	(33)
<b>Прочие долгосрочные активы, нетто</b>	<b>12 903</b>	<b>12 764</b>

Долгосрочные расчеты с покупателями и заказчиками представлены за вычетом резервов по сомнительным долгам в размере 138 млн. рублей и 363 млн. рублей на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно.

## Примечание 10. Основные средства

Основные средства представлены ниже:

	Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация, истощение и износ	Остаточная стоимость
Нефтегазовые активы	318 707	134 964	183 743
Здания и сооружения	141 424	16 554	124 870
Машины и оборудование	86 471	46 300	40 171
Незавершенное строительство	81 997	-	81 997
<b>Баланс на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>628 599</b>	<b>197 818</b>	<b>430 781</b>
Нефтегазовые активы	307 989	130 734	177 255
Здания и сооружения	40 002	14 776	25 226
Машины и оборудование	65 855	49 854	16 001
Незавершенное строительство	175 294	-	175 294
<b>Баланс на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>589 140</b>	<b>195 364</b>	<b>393 776</b>

На 31 декабря 2011 и 2010 гг., нефтегазовые активы включают в себя активы, относящиеся к недоказанным запасам, на сумму 4 737 млн. рублей и 4 715 млн. рублей, соответственно.

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

Разрабатываемые Группой месторождения расположены в основном на территории Республики Татарстан. Группа получает лицензии на разведку и разработку этих месторождений от государственных органов. Срок действия принадлежащих Группе лицензий на добычу нефти на крупнейших месторождениях истекает, после недавнего продления, в период между 2026 и 2038 гг., в то время как лицензии на прочие месторождения истекают в период с 2012 по 2043 гг.. Срок разработки и добычи на многих месторождениях, разрабатываемых в рамках лицензионных соглашений, превышает указанные даты. В соответствии с российским законодательством, Группа вправе продлить срок действия лицензии до конца срока разработки и добычи на месторождениях при выполнении определенных условий. В соответствии со статьей 10 Закона «О недрах», срок пользования участком недр «будет продлен» по инициативе пользователя недр в случае необходимости завершения разработки месторождения при условии отсутствия нарушений условий лицензии.

В августе 2004 г. в статью 10 были внесены изменения, в соответствии с которыми формулировка «может быть продлен» была заменена формулировкой «будет продлен». Таким образом, в закон была внесена ясность в отношении безусловного права недропользователя на продление срока действия лицензии при условии отсутствия нарушений условий лицензии. В августе 2006 г. срок действия лицензии на добычу нефти и газа на крупнейшем месторождении Группы, Ромашкинском, был продлен до 2038 г., включительно. И лицензия на добычу нефти и газа второго по запасам месторождения Ново-Елховского была продлена до 2026 г. При этом право Группы на продление срока действия лицензий может быть реализовано при условии дальнейшего соблюдения условий лицензий, и руководство имеет возможность и намерение это сделать.

Руководство планирует продлить лицензии, которые еще не были продлены. Текущий производственный план Группы основан на предположении, которое руководство рассматривает как достаточно определенное, что Группа сможет продлить все существующие лицензии.

Эти планы были основаны на том, что Группа будет добывать нефть на протяжении экономического срока функционирования месторождения, а не только в период действия лицензии при максимальной эксплуатации месторождения.

Руководство Компании имеет достаточную уверенность в том, что Группа сможет разрабатывать нефтяные запасы после окончания действующих лицензий на добычу вплоть до завершения срока разработки и добычи на месторождениях. «Достаточная уверенность» является стандартным термином для определения запасов в соответствии с Правилом 4-10 Положения S-X, выпущенного КЦББ США.

**Примечание 10. Основные средства (продолжение)**

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

<b>Баланс на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>10 630</b>
Затраты на бурение	1 513
Перевод скважин из разведочных в добывающие	(433)
<b>Баланс на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>9 550</b>
Затраты на бурение	2 772
Перевод скважин из разведочных в добывающие	(438)
<b>Баланс на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>7 216</b>

Часто разведочная деятельность осуществляется путем бурения множества скважин в течение нескольких лет. Поэтому окончательная оценка проекта и признание доказанных резервов может в некоторых случаях занимать несколько лет. Такие затраты на бурение капитализируются до окончательной оценки экономической и операционной извлекаемости найденных резервов.

**Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов.**

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

*Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов*

	<b>На 31 декабря 2011</b>	<b>На 31 декабря 2010</b>
<b>Остаток на начало года</b>	<b>43 142</b>	<b>39 049</b>
Эффект дисконтирования	4 314	3 905
Новые обязательства	257	220
Расходы по текущим обязательствам	(32)	(32)
<b>Остаток на конец года</b>	<b>47 681</b>	<b>43 142</b>
Минус: Краткосрочная часть обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов (Примечание 12)	(147)	(134)
<b>Долгосрочный остаток на конец года</b>	<b>47 534</b>	<b>43 008</b>

**Финансовый лизинг.** Лизинг Группы машин и оборудования.

Ниже представлен анализ арендованных основных средств по договору финансового лизинга:

	<b>На 31 декабря 2011</b>	<b>На 31 декабря 2010</b>
Машины и оборудование	-	7 113
Минус: накопленная амортизация	-	(6 459)
<b>Остаточная стоимость машин и оборудования по договору финансового лизинга</b>	<b>-</b>	<b>654</b>

**Объекты социальной сферы.** В течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2011 и 2010 гг., Группа передала местным администрациям городов и районов объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 183 млн. рублей и 675 млн. рублей, соответственно. На 31 декабря 2011 и 2010 гг. на балансе Группы находились объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 2 980 млн. рублей и 2 932 млн. рублей, соответственно, все они были построены после даты приватизации. Объекты социального назначения составляют преимущественно общежития, гостиницы, спортивные сооружения и т.д. Группа может в будущем передать часть объектов социального назначения местной администрации, однако ожидается, что размер их будет незначительным. Кроме того, в течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2011 и 2010 гг., Группа понесла расходы, связанные с содержанием социальной инфраструктуры, в размере 3 378 млн. рублей и 2 933 млн. рублей, соответственно, включая содержание школ, жилищного фонда и объектов культуры.

**Примечание 11. Кредиты и займы**

Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы представлены ниже:

	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
<b>Краткосрочные кредиты и займы</b>		
<b>Кредиты и займы в иностранной валюте</b>		
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	38 442	30 213
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	1 073	970
<b>Кредиты и займы в рублях</b>		
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	64	60
Прочие кредиты и займы в рублях	3 029	5 061
Минус: задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(1 886)	(1 971)
<b>Итого краткосрочные кредиты и займы</b>	<b>40 722</b>	<b>34 333</b>
<b>Долгосрочные кредиты и займы</b>		
<b>Кредиты и займы в иностранной валюте</b>		
Кредитное соглашение на 75 млн. долларов США в 2011 г.	2 415	-
Кредитное соглашение на 550 млн. долларов США в 2011 г.	17 708	-
Кредитное соглашение на 2 млрд. долларов США в 2010 г.	51 963	60 954
Кредитное соглашение на 1,5 млрд. долларов США в 2009 г.	20 809	37 043
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	1 726	1 814
<b>Кредиты и займы в рублях</b>		
Облигации	5 000	5 000
Прочие кредиты и займы в рублях	1 123	1 068
Минус: задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(462)	(585)
<b>Итого долгосрочные кредиты и займы</b>	<b>100 282</b>	<b>105 294</b>
Минус: текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(38 506)	(30 273)
<b>Итого долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей части кредитов и займов</b>	<b>61 776</b>	<b>75 021</b>

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

**Краткосрочные кредиты и займы в иностранной валюте.** В декабре 2003 г. Группа заключила кредитное соглашение с банком Credit Suisse Zurich на открытие ежемесячно возобновляемой кредитной линии на сумму 1 034 млн. рублей (35 млн. долларов США). Данный кредит был получен под процентную ставку 1-месячный ЛИБОР плюс 1,785% годовых и обеспечен поставками нефти. На 31 декабря 2011 и 2010 гг. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 553 млн. рублей (17 млн. долларов США) и 4 млн. рублей (0,1 млн. долларов США), соответственно.

В 2008 и 2009 гг. Группа заключила кредитные соглашения с банком BNP Paribas Geneva на общую сумму 4 688 млн. рублей (155 млн. долларов США). Процентная ставка по кредитам варьируется от 1,78% до 5,78% годовых. Обеспечением по кредитам являются поставки нефти в объеме 344 тыс. тонн. На 31 декабря 2010 г. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 716 млн. рублей (23,5 млн. долларов США). В течение первого квартала 2011 г. Группа полностью погасила кредит.

**Краткосрочные кредиты и займы в российских рублях.** Краткосрочная задолженность по кредитам и займам в рублях, в основном, представляла собой кредиты, предоставленные Группе российскими банками. На краткосрочные рублевые кредиты в размере 3 029 млн. рублей и 5 061 млн. рублей в соответствии с договорами начислялся процент по ставке от 7,0% до 10,0% и от 8,0% до 10,0% годовых за периоды, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно.

В августе 2010 г. Компания заключила кредитный договор с Банком АкБарс на сумму 2 500 млн. рублей (82 млн. долларов США). Данный кредит был получен под процентную ставку 8% годовых и сроком погашения в марте 2011 г. На 31 декабря 2010 г. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 2 500 млн. рублей (82 млн. долларов США). Кредит был полностью погашен в феврале 2011 г.

**Примечание 11. Кредиты и займы (продолжение)**

**Долгосрочные кредиты и займы в иностранной валюте.** В октябре 2009 г. Компания заключила с синдикатом банков WestLB AG, Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG, ABN AMRO Bank N.V., ОАО «Газпромбанк», Банком Москвы и Nordea Bank обеспеченное кредитное соглашение на два (на 3 и 5 лет) транша, на общую сумму до 1,5 млрд. долларов США. Сумма непогашенной части кредитного соглашения на 31 декабря 2011 и 31 декабря 2010 гг. составила 20 809 млн. рублей (646 млн. долларов США) и 37 043 млн. рублей (1 215 млн. долларов США), соответственно, включая краткосрочную часть. На 31 декабря 2010 г. это кредитное соглашение обеспечено правами и выручкой нефти по экспортному контракту, заключенному между Компанией и Tavit B.V., согласно которому объемы продаж должны быть не менее 480 000 метрических тонн нефти за календарный квартал. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные, поддержанием минимального уровня консолидированной нераспределенной прибыли и коэффициента покрытия долга. Процентные ставки по кредиту составили ЛИБОР плюс 3,10% и ЛИБОР плюс 4,10% по 3 - и 5 - летним траншам, соответственно. В феврале 2011 г. Компания достигла соглашения с кредиторами по уменьшению количества объемов продаж сырой нефти, используемых как обеспечение по кредиту. Объемы продаж сырой нефти, используемых как обеспечение по кредиту, были уменьшены до 360 000 метрических тонн нефти за календарный квартал

В июне 2010 г. Компания заключила обеспеченное кредитное соглашение на три (на 3, 5 и 7 лет) транша на общую сумму до 2 млрд. долларов США с синдикатом банков Barclays Bank PLS, BNP Paribas (Suisse) SA, Банк Москвы, Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, LTD, Ситибанк, N.A., Commerzbank Aktiengesellschaft, ING Bank N.V., Natixis SA, Nordea Bank, The Royal Bank of Scotland N.V., Сбербанк, Société Générale, Sumitomo Mitsui Finance Dublin LTD, Unicredit Bank AG, VTB Bank and West LB AG. Сумма непогашенной части кредитного соглашения на 31 декабря 2011 и 31 декабря 2010 г. составила 51 963 млн. рублей (1 614 млн. долларов США) и 60 954 млн. рублей (2 000 млн. долларов США), соответственно, включая краткосрочную часть. Unicredit Bank AG является основным кредитором по данному кредитному соглашению. Займ обеспечен правами и выручкой нефти по экспортному контракту, заключенному между Компанией и Tatneft Europe AG., согласно которому объемы продаж должны быть не менее 750 000 метрических тонн нефти за календарный квартал. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные, поддержанием минимального уровня консолидированной нераспределенной прибыли и коэффициента покрытия долга. До февраля 2011 г., процентные ставки по кредиту составляли ЛИБОР плюс 3,10% для 3 – летнего транша и 4,10% для 5 – летнего транша. Процентная ставка 7 – летнего транша составляет ЛИБОР плюс 5%. В феврале 2011 г. Компания достигла соглашения с кредиторами по уменьшению стоимости обслуживания кредита. Процентная ставка была уменьшена до ставки ЛИБОР плюс 2,40% и 3,40% по 3 - и 5 - летним траншам, соответственно.

В июне 2011 г. Компания подписала договор о привлечении необеспеченного займа в размере 550 млн. долларов США с фиксированной ставкой в размере 3,50% годовых, с единовременным погашением через 3 г. Организаторами займа выступили BNP Paribas (Suisse) SA, Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd, Commerzbank Aktiengesellschaft, ING Bank N.V., Natixis, Open Joint Stock Company Nordea Bank, Sumitomo Mitsui Banking Corporation and West LB AG, London Branch. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные, поддержанием минимального уровня консолидированной нераспределенной прибыли и коэффициента покрытия долга. На 31 декабря 2011 г. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 17 708 млн. рублей (550 млн. долларов США).

В ноябре 2011 г. ТАНЕКО заключил кредитное соглашение на 75 млн. долларов США с погашением равными полугодовыми платежами в течение 10 лет. Организаторами займа выступили Nordea Bank AB (Publ), Société Générale и Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. Процентные ставки по кредиту составляли ЛИБОР плюс 1,10% годовых. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные, поддержанием минимального уровня консолидированной нераспределенной прибыли и коэффициента покрытия долга. На 31 декабря 2011 г. непогашенная часть кредитного соглашения составляла 2 415 млн. рублей (75 млн. долларов США), включая краткосрочную часть.

**Долгосрочные кредиты и займы в российских рублях.** В сентябре 2010 г. Группа выпустила рублевые облигации на сумму 5 000 млн. рублей со сроком погашения в сентябре 2013 г. под процентную ставку 7,25% годовых.

Руководство считает, что на 31 декабря 2011 г. Группа была признана соответствующей всем требованиям согласно вышеуказанной договоренности о предоставлении займа.

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

**Примечание 11. Кредиты и займы (продолжение)**

Сроки погашения долгосрочной задолженности существующий на 31 декабря 2011 г., представлены ниже:

2012	38 506
2013	22 784
2014	29 089
2015	5 031
2016	1 059
2017	529
Позже	3 284
<b>Итого долгосрочная задолженность</b>	<b>100 282</b>

Проценты, уплаченные в 2011 и 2010 гг., составили 3 721 млн. и 4 291 млн. рублей, соответственно.

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

**Примечание 12. Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства**

Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства представлены ниже:

	<b>На 31 декабря 2011</b>	<b>На 31 декабря 2010</b>
Задолженность по заработной плате	3 915	3 194
Авансы, полученные от клиентов	3 170	3 735
Страховые резервы	2 026	1 944
Задолженность по дивидендам	96	119
Краткосрочная часть обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов (Примечание 10)	147	134
Текущие отложенные налоговые обязательства (Примечание 14)	3 570	1 591
Прочие начисленные обязательства	7 954	5 211
Минус: кредиторская задолженность перед связанными сторонами (Примечание 17)	(557)	(67)
<b>Итого прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства</b>	<b>20 321</b>	<b>15 861</b>

**Примечание 13. Пенсионные выплаты и прочие обязательства, возникающие после выхода на пенсию**

Компания финансирует пенсионный план, основной составляющей которого являются ежегодные выплаты Компанией от лица всех, имеющих такое право, работников, в некоммерческую организацию Национальный Негосударственный Пенсионный Фонд (далее «Фонд»). Сами работники также имеют право производить дополнительные взносы в Фонд. Сумма взносов, их частота и прочие условия данного плана регулируются «Положением об организации негосударственных пенсионных выплат для работников ОАО «Татнефть» (далее «Положение») и самим Фондом. Компания также гарантирует минимальные выплаты по выходу на пенсию всем участникам Фонда, покрытым Положением. Минимальный гарантированный размер выплат учитывается в соответствии с пенсионным планом, как пенсионный план с установленными выплатами, согласно которому начисленные предполагаемые пенсионные обязательства зачитываются против справедливой стоимости произведенных взносов на каждую дату оценки.

Группа имеет несколько пенсионных программ для руководителей, которые отражены в нескольких заключенных договорах между Компанией, Фондом и руководством Компании. Согласно данным договорам, участникам предоставляются ежемесячные выплаты, в зависимости от занимаемой должности, в течение 10-25 лет после выхода на пенсию. Компания производит периодические добровольные отчисления в Фонд от лица работников, имеющих такое право.

В соответствии с условиями коллективного договора, заключаемого ежегодно между Компанией или ее дочерними предприятиями со своими работниками, Группа обязана осуществлять определенные выплаты работникам по завершении их работы в Компании, включая единовременную выплату по выходу их на пенсию, на юбилей, отпускные и похоронные, сумма которых зависит от размера заработной платы и количества отработанных лет на момент их выхода на пенсию. Не существует никаких требований в отношении пенсионных взносов для премий, выплачиваемых непосредственно работникам.

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана, а также актуарных допущений по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства Группы представляют собой прогнозируемые обязательства по пенсионным планам.

	<b>На 31 декабря 2011</b>	<b>На 31 декабря 2010</b>
<b>Пенсионные обязательства</b>		
Пенсионные обязательства на 1 января	4 065	2 898
Влияние курсовых разниц	6	1
Стоимость услуг	126	97
Процентные расходы	325	275
Выплаченные пенсии	(360)	(370)
Актуарный (убыток)/прибыль	(103)	699
Прочие	(5)	465
<b>Пенсионные обязательства на 31 декабря</b>	<b>4 054</b>	<b>4 065</b>
<b>Активы пенсионных планов</b>		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	1 451	1 134
Актуарная доходность активов пенсионных планов	131	102
Взносы	202	211
Выплаченные пенсии	(133)	(144)
Актуарный (убыток)/прибыль	(119)	154
Прочие	(1)	(6)
<b>Справедливая стоимость активов пенсионных планов на 31 декабря</b>	<b>1 531</b>	<b>1 451</b>
<b>Начисленные пенсионные обязательства на конец года</b>	<b>2 523</b>	<b>2 614</b>
<b>Суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2011</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2010</b>
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в «прочую кредиторскую задолженность и начисленные обязательства»	(189)	(216)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в «прочие долгосрочные обязательства»	(2 334)	(2 398)
<b>Итого суммы, отраженные в консолидированном бухгалтерском балансе, нетто</b>	<b>(2 523)</b>	<b>(2 614)</b>

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

Допущения:	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
Ставка дисконтирования	8,0%	8,0%
Расчетная доходность активов пенсионного плана	9,0%	9,0%
Коэффициент повышения уровня заработной платы	7,0%	7,0%

**Ниже приведены составные компоненты периодических обязательств пенсионного плана:**

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
Стоимость услуг	126	97
Процентные расходы	325	275
Минус ожидаемая доходность активов пенсионного плана	(131)	(102)
Эффект курсовых разниц	-	1
Выбытия	-	6
Прочие	(5)	465
<b>Итого чистая стоимость периодических пенсионных активов</b>	<b>315</b>	<b>742</b>

Ежегодные пенсионные взносы сделанные Группой управляются Фондом. Основной целью инвестиций в Фонд, осуществляемых по пенсионной программе, является получение наиболее высокой отдачей от вложений при допустимых уровнях рисках и ликвидности бумаг, диверсификация и снижение риска обесценения инвестиций и получение необходимой ликвидности для осуществления выплат бенефициантам пенсионной программы и для управления портфелем.

Справедливая стоимость активов пенсионного плана в Фонде основана на стоимости, определенной неурегулированной ценой идентичных активов на активном рынке к которому Фонд имеет доступ. Эти затраты классифицируются как Уровень 1 в иерархии справедливой стоимости. Справедливая стоимость активов Фонда соответствующих доле Группы показана как справедливая стоимость активов пенсионного плана Группы и была представлена ниже:

Вид активов	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
Акции и облигации российских предприятий	649	599
Российские муниципальные облигации	200	272
Облигации Российской Федерации и региональные облигации	452	441
Банковские депозиты	122	98
Прочие	108	41
<b>Итого</b>	<b>1 531</b>	<b>1 451</b>

Ниже приведена разбивка пенсионных выплат по годам и ожидаемым будущим услугам:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017- 2021
Активы пенсионных планов	281	228	215	221	218	1 046
Прочие долгосрочные выплаты работникам	189	154	152	153	155	835
<b>Итого ожидаемые будущие выплаты</b>	<b>470</b>	<b>382</b>	<b>367</b>	<b>374</b>	<b>373</b>	<b>1 881</b>

**Примечание 14. Налоги**

Отложенные налоги на прибыль отражают влияние временных разниц между балансовой стоимостью активов и пассивов, признаваемых для целей составления финансовой отчетности, и их стоимостью для целей налогообложения, что приводит к возникновению отложенных налогов на прибыль. Отложенные налоговые активы (обязательства) на 31 декабря 2011 и 2010 гг. были следующими:

	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
Дебиторская задолженность	59	112
Обязательства по финансовому лизингу	-	7
Перенос налогового убытка на будущие периоды	3 922	3 466
Прочие	554	701
<b>Отложенные налоговые активы</b>	<b>4 535</b>	<b>4 286</b>
Основные средства	(14 847)	(14 118)
Товарно-материальные запасы	(1 630)	(1 070)
Долгосрочные финансовые вложения	(215)	(128)
Нераспределенная прибыль	(819)	(697)
Прочие обязательства	(1 999)	(772)
<b>Отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(19 510)</b>	<b>(16 785)</b>
<b>Отложенные налоговые обязательства, нетто</b>	<b>(14 975)</b>	<b>(12 499)</b>

Перенос налогового убытка на будущие периоды истекает в основном в период с 2017 по 2021 гг.

На 31 декабря 2011 и 2010 гг. отложенные налоги были классифицированы в консолидированном балансе следующим образом:

	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
Долгосрочные отложенные налоговые активы (Примечание 9)	3 430	2 980
Текущие отложенные налоговые обязательства (Примечание 12)	(3 570)	(1 591)
Долгосрочные отложенные налоговые обязательства	(14 835)	(13 888)
<b>Отложенные налоговые обязательства, нетто</b>	<b>(14 975)</b>	<b>(12 499)</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров	85 909	64 470
Теоретический налог на прибыль по установленной ставке	17 182	12 894
Увеличение в результате:		
Не подлежащих вычету расходов, нетто	4 754	928
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	<b>21 936</b>	<b>13 822</b>

Группа не создавала резерв по отложенному налогу на прибыль, начисляемому на нераспределенную прибыль зарубежного дочернего общества в размере 4 736 млн. рублей, поскольку эта прибыль была реинвестирована и будет реинвестироваться в будущем. В случае использования этих доходов в качестве дивидендов на них может быть начислен дополнительный налог в размере 426 млн. рублей.

В 2011 и 2010 гг. налог на прибыль был уплачен в сумме 19 308 млн. и 14 640 млн. рублей, соответственно.

**Примечание 14. Налоги (продолжение)**

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
Экспортные пошлины	197 817	142 877
Налог на добычу полезных ископаемых	96 719	68 954
Налог на имущество	2 085	2 018
Акцизы	613	391
Штрафы и пени по налогам	334	(108)
Прочие	1 504	1 933
<b>Итого налоги, кроме налога на прибыль</b>	<b>299 072</b>	<b>216 065</b>

С 1 января 2007 г. расчет базовой ставки по налогу на добычу полезных ископаемых был пересмотрен в сторону предоставления льготы для месторождений, у которых коэффициент выработанности превышает 80% доказанных запасов, определенных по Российской классификации запасов и ресурсов. По новым правилам, Компания получает льготу в размере 3,5% на месторождение за каждый процент выработанности, превышающий 80%. Поскольку Ромашкинское месторождение, самое большое месторождение Компании, совместно с некоторыми другими месторождениями, истощено более чем на 80%, Компания получила льготу по налогу на добычу полезных ископаемых в размере примерно 16,7 млрд. рублей и 10,4 млрд. рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно.

Налоговые обязательства по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.:

	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
Налог на добычу полезных ископаемых	8 843	6 991
НДС на реализованные товары	1 576	1 430
Прочие	3 704	2 162
<b>Итого налоговые обязательства</b>	<b>14 123</b>	<b>10 583</b>

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

**Акционерный капитал.** По состоянию на 31 декабря 2011 г. зарегистрированный акционерный капитал Группы состоял из 2 178 690 700 обладающих правом голоса обыкновенных и 147 508 500 не обладающих правом голоса привилегированных акций, имеющих номинальную стоимость 1,00 рубль за одну акцию.

**Золотая акция.** На 31 декабря 2011 г. 33,59% уставного капитала Компании принадлежало ОАО «Связьинвестнефтехим», находящемуся в полной собственности Правительства Татарстана. Указанные акции были переданы ОАО «Связьинвестнефтехим» Министерством земельных и имущественных отношений Татарстана в 2003 г. Помимо этого Татарстан владеет «золотой акцией» ОАО «Татнефть», закрепляющей за государством особые права. Полномочия по золотой акции позволяют Правительству Татарстана назначать одного представителя в Совет директоров и ревизионную комиссию Компании и налагать вето на отдельные значимые решения, в т.ч. связанные с изменением уставного капитала и устава, ликвидацией или реорганизацией, а также «крупными» сделками и «сделками с заинтересованными сторонами», согласно определениям, содержащимся в законодательстве РФ. В настоящее время срок действия золотой акции не ограничен. Помимо этого Правительство Татарстана контролирует ряд поставщиков и подрядчиков Компании, в частности, ОАО «Татэнерго» (энергоснабжение) и ОАО «Нижнекамскнефтехим» (нефтехимическая промышленность) (см. также Примечание 1).

**Права, связанные с владением привилегированными акциями.** Если на годовом собрании акционеров не принимается иного решения, привилегированные акции дают держателю право на получение годового дивиденда в размере их номинальной стоимости. Дивиденд, начисленный на привилегированную акцию, не может быть меньше дивиденда, начисленного на обыкновенную акцию.

Привилегированные акции обладают правом голоса на собраниях только при голосовании по следующим вопросам:

- изменение суммы дивиденда, подлежащего выплате на привилегированные акции;
- выпуск дополнительных акций, дающих держателям права большие, чем права держателей привилегированных акций;
- ликвидация или реорганизация Компании.

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

Изменения по любому из перечисленных вопросов могут быть приняты только в том случае, если за них проголосовало 75% держателей привилегированных акций.

Держатели привилегированных акций получают те же права при голосовании, что и держатели обыкновенных акций в том случае, если дивиденды не объявлялись или объявлялись, но не были выплачены по ним. При ликвидации Компании акционеры имеют право на получение части чистых активов Компании. В соответствии с российским законом «Об акционерных обществах» и уставом компании, при ликвидации держатели привилегированных акций имеют право преимущественного требования выплаты объявленных, но не выплаченных дивидендов и ликвидационной стоимости привилегированных акций (если применимо) по сравнению с держателями обыкновенных акций.

**Суммы к распределению среди акционеров.** Основой для распределения прибыли среди акционеров служит неконсолидированная бухгалтерская отчетность Компании, составленная по российским стандартам, и существенно отличающаяся от отчетности по ОПБУ США (см. Примечание 2). Отчетность Компании по российским стандартам бухгалтерского учета является основой для распределения прибыли среди акционеров. В соответствии с российским законодательством такое распределение осуществляется исходя из чистой прибыли текущего года, рассчитанной в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета. Однако законы и другие законодательные нормы, определяющие права акционеров на получение дивидендов, допускают различное юридическое толкование. Согласно российской бухгалтерской отчетности Компании за периоды, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг. прибыль текущего периода составляла 54 881 млн. рублей и 37 777 млн. рублей, соответственно.

**Чистая прибыль на акцию.** При двухклассовом методе расчета дохода на акцию, чистая прибыль рассчитывается для обыкновенных и привилегированных акций с учетом объявленных дивидендов и долей участия в нераспределенной прибыли. При использовании данного метода чистая прибыль корректируется на количество объявленных в текущем периоде дивидендов по каждому классу акций, и остаточная прибыль распределяется на обыкновенные и привилегированные акции в той же пропорции, в которой она была бы распределена в случае, если бы дивиденды были бы объявлены на всю прибыль.

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
Чистая прибыль акционеров Группы	61 428	46 673
Дивиденды на обыкновенные акции	(10 664)	(13 975)
Дивиденды на привилегированные акции	(740)	(968)
<b>Прибыль, принимаемая в расчет прибыли на обыкновенные и привилегированные акции, за вычетом дивидендов</b>	<b>50 024</b>	<b>31 730</b>
<b>Без учета и с учетом разводнения:</b>		
Средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении (млн. штук)		
Обыкновенные	2 121	2 116
Привилегированные	148	148
Средневзвешенное количество акций двух типов, находящихся в обращении (млн. штук)	2 269	2 264
<b>Чистая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию (руб.)</b>		
Обыкновенную	27,07	20,62
Привилегированную	27,05	20,56

**Доля неконтролирующих акционеров.** Доля неконтролирующих акционеров скорректирована на сумму дивидендов, выплаченных дочерними компаниями Группы на сумму 313 млн. рублей и 329 млн. рублей на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно.

**Примечание 16. Информация о сегментах деятельности Группы**

Финансово-хозяйственная деятельность Группы в основном проводится через три производственных сегмента: разведку и добычу нефти, переработку и реализацию нефти и нефтепродуктов и реализацию нефтехимической продукции. Выделение этих сегментов обусловлено тем, по каким направлениям руководство Группы оценивает показатели эффективности и принимает инвестиционные и стратегические решения и насколько выделение этих сегментов очевидно из организации структуры Группы.

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

Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов включает закупки и реализацию нефти и нефтепродуктов у внешних поставщиков, а также нефтепереработку и реализацию нефти и нефтепродуктов через собственную розничную сеть.

Реализация нефтехимической продукции включает реализацию шин, нефтехимического сырья и готовой продукции, которая используется для производства автомобильных шин.

“Прочая” реализация включает доходы от вспомогательных услуг, предоставленные специализированными подразделениями и дочерними обществами Группы, такие как реализация нефтепромыслового оборудования и оказание услуг по бурению другим компаниями в Татарстан и выручки от предоставления вспомогательных нефтехимических услуг и продажи запасов, которая не является отдельным публикуемым сегментом.

Оценка Группой результатов деятельности своих производственных сегментов, включаемых в отчетность, и распределение ресурсов осуществляется на основании данных о прибылях и убытках до вычета налогов на прибыль и доли неконтролирующих акционеров и без учета доходов и расходов по процентам, доходов от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия, прочих доходов, положительных/отрицательных курсовых разниц и прочих статей коммерческих, общехозяйственных и административных расходов. Учетная политика сегментов соответствует учетной политике, указанной в Примечании 3. Операции по реализации между сегментами осуществляются по ценам, приближенным к рыночным.

Группа имела четырех основных покупателей, реализация сырой нефти которым была отражена в сумме 396 505 млн. рублей, что представляет собой 50%, 15%, 12% и 7% от выручки в 2011 г, соответственно.

Группа имела четырех покупателей, реализация сырой нефти которым была отражена в сумме 292 605 млн. рублей, что представляет собой 40%, 14%, 13% и 11% от выручки 2010 г., соответственно.

Руководство Компании не считает, что Группа зависима от какого-либо конкретного покупателя.

**Примечание 16. Информация о сегментах деятельности Группы (продолжение)**

**Выручка от реализации и прочее доходы от операционной деятельности по сегментам.** В таблице ниже представлена выручка от реализации и прочие операционные доходы с разбивкой по сегментам.

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
<b>Разведка и добыча нефти</b>		
Собственная нефть, реализация на внутреннем рынке	70 299	54 158
Собственная нефть, реализация в СНГ	3 893	7 096
Собственная нефть, реализация в странах дальнего зарубежья	356 514	273 105
Прочее	3 295	3 255
Межсегментная реализация	25 218	12 884
<b>Итого выручка от разведки и добычи нефти</b>	<b>459 219</b>	<b>350 498</b>
<b>Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов</b>		
<i>Реализация на внутреннем рынке</i>		
Покупная нефть для перепродажи	2 697	10 933
Покупные нефтепродукты для перепродажи	52 890	40 758
<b>Итого реализация на внутреннем рынке</b>	<b>55 587</b>	<b>51 691</b>
<i>Реализация в СНГ</i>		
Покупная нефть для перепродажи	20 016	14 438
Покупные нефтепродукты для перепродажи	6 719	2 003
<b>Итого реализация в СНГ<sup>(1)</sup></b>	<b>26 735</b>	<b>16 441</b>
<i>Реализация в страны дальнего зарубежья</i>		
Покупная нефть для перепродажи	20 984	15 400
Покупные нефтепродукты для перепродажи	27 994	6 092
<b>Итого реализация в страны дальнего зарубежья<sup>(2)</sup></b>	<b>48 978</b>	<b>21 492</b>
Прочее	2 352	2 770
Межсегментная реализация	2 704	1 937
<b>Итого выручка от переработки нефти и реализации нефтепродуктов</b>	<b>136 356</b>	<b>94 331</b>
<b>Нефтехимия</b>		
Шины – реализация на внутреннем рынке	23 556	18 114
Шины – реализация в СНГ	6 519	4 084
Шины – реализация в страны дальнего зарубежья	1 316	805
Продукты нефтехимии, нефтепереработки и прочее	2 547	2 686
Межсегментная реализация	954	995
<b>Итого выручка от нефтехимии</b>	<b>34 892</b>	<b>26 684</b>
<b>Итого выручка от реализации по сегментам</b>	<b>630 467</b>	<b>471 513</b>
Корпоративная и прочая реализация	14 276	12 335
Исключение межсегментных продаж	(28 876)	(15 816)
<b>Итого выручка от реализации и прочее доходы от операционной деятельности</b>	<b>615 867</b>	<b>468 032</b>

<sup>(1)</sup> – сокращение СНГ означает Содружество Независимых Государств (не включая Российскую Федерацию).

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

## Примечание 16. Информация о сегментах деятельности Группы (продолжение)

## Доходность сегментов.

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
<b>Прибыль по сегментам</b>		
Разведка и добыча нефти	88 572	62 066
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	8 284	7 160
Нефтехимия	281	(422)
<b>Итого прибыль по сегментам</b>	<b>97 137</b>	<b>68 804</b>
Корпоративная и прочие	(6 493)	(4 707)
Прочий (расход)/доход	(4 735)	373
<b>Прибыль до налога на прибыль и доли неконтролирующих акционеров</b>	<b>85 909</b>	<b>64 470</b>

## Активы сегментов.

	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
<b>Активы</b>		
Разведка и добыча нефти	297 752	281 976
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	216 432	183 251
Нефтехимия	27 215	24 525
Корпоративные и прочие	86 424	77 427
<b>Итого активы</b>	<b>627 823</b>	<b>567 179</b>

Активы и операции Группы расположены и осуществляются преимущественно на территории Российской Федерации.

Амортизация, истощение и износ и поступление основных средств по сегментам:

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
<b>Амортизация, истощение и износ</b>		
Разведка и добыча нефти	6 088	8 026
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	1 181	1 136
Нефтехимия	1 818	1 090
Корпоративные и прочие	2 742	2 231
<b>Итого износ, истощение и амортизация по сегментам</b>	<b>11 829</b>	<b>12 483</b>
<b>Поступление основных средств</b>		
Разведка и добыча нефти	20 503	18 708
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	29 076	56 218
Нефтехимия	445	1 563
Корпоративные и прочие	2 911	1 632
<b>Итого поступление основных средств</b>	<b>52 935</b>	<b>78 121</b>

В течение года закончившегося 31 декабря 2011 и 2010 гг., Компания капитализировала процент за пользование заемными средствами на сумму 3 182 млн. рублей и 3 990 млн. рублей, соответственно.

**Примечание 17. Операции со связанными сторонами**

В ходе текущей финансово-хозяйственной деятельности Группа осуществляет операции с аффилированными лицами, директорами и прочими связанными сторонами. Операции со связанными сторонами включают реализацию нефти и нефтепродуктов, покупку электроэнергии и банковские операции.

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Группа имела 4 707 млн. рублей и 8 664 млн. рублей соответственно, займов выданных и векселей к получению от ОАО «Банк Зенит» и его дочернего общества ОАО «Банк Девон Кредит». Эти займы и векселя с процентными ставками от 3,2% до 7,5% подлежат погашению в период с 2012 по 2013 гг. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Группа имела краткосрочные и долгосрочные депозитные сертификаты в ОАО «Банк Зенит» и его дочернем обществе ОАО «Банк Девон Кредит» на сумму 16 843 млн. рублей и 12 375 млн. рублей, соответственно.

В марте 2009 г. Компания разместила долгосрочный депозит в ОАО «Банк Зенит» на сумму 2 140 млн. рублей на срок 10 лет и под 10,85% годовых.

Суммы операций со связанными сторонами за каждый из отчетных периодов, а также суммы остатков по расчетам со связанными сторонами указаны в таблицах ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
Реализация нефтепродуктов	38	36
Прочая реализация	2 732	1 367
Покупка сырой нефти	(9 739)	(6 045)
Покупка нефтепродуктов	(5)	(3)
Покупка электроэнергии	-	(107)
Прочие услуги	(6 413)	(2 087)
Прочие закупки	(923)	(217)

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Группа совершила сделки со связанными сторонами на покупку основных средств, включенных в состав основных средств Группы на 31 декабря 2011 г., на сумму в 5 364 млн. рублей.

За год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Группа совершила сделки со связанными сторонами на покупку основных средств, включенных в состав основных средств Группы на 31 декабря 2010 г., на сумму в 1 397 млн. рублей.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., Группа реализовала нефть на условиях комиссии, полученную от связанных сторон в сумме 17 117 млн. рублей и 9 696 млн. рублей, соответственно.

	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
<b>Активы</b>		
Дебиторская задолженность (Примечание 4)	1 993	1 980
Векселя к получению (Примечание 8)	2 010	3 122
Краткосрочные депозитные сертификаты (Примечание 5)	9 179	8 653
Торговые ценные бумаги (Примечание 5)	200	129
Займы выданные (Примечание 8)	344	701
<b>Краткосрочная задолженность связанных сторон</b>	<b>13 726</b>	<b>14 585</b>
Долгосрочные депозитные сертификаты (Примечание 5)	7 974	3 913
Долгосрочные займы выданные (Примечание 8)	3 402	5 969
Долгосрочная дебиторская задолженность (Примечание 9)	453	33
<b>Долгосрочная задолженность связанных сторон</b>	<b>11 829</b>	<b>9 915</b>
<b>Обязательства</b>		
Прочая кредиторская задолженность (Примечание 12)	(557)	(67)
Краткосрочные кредиты и займы (Примечание 11)	(1 886)	(1 971)
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	(3 711)	(3 097)
<b>Краткосрочная задолженность перед связанными сторонами</b>	<b>(6 154)</b>	<b>(5 135)</b>
Долгосрочные кредиты и займы (Примечание 11)	(462)	(585)
<b>Долгосрочная задолженность перед связанными сторонами</b>	<b>(462)</b>	<b>(585)</b>

**Примечание 18. Финансовые инструменты и управление рисками**

**Справедливая стоимость.** Оценка справедливой стоимости финансовых инструментов определяется с использованием разнообразной рыночной информации и прочих оценочных моделей. Однако, для интерпретации рыночной информации в целях определения расчетной справедливой стоимости необходимо применять существующие профессиональные суждения. Следовательно, эти оценки не обязательно являются показателями тех денежных средств, которые Компания могла бы получить, в текущей рыночной сделке.

Чистая справедливая стоимость денежных средств и денежных эквивалентов, краткосрочных финансовых вложений, краткосрочных выданных займов, дебиторской и кредиторской задолженностей приблизительно равна их балансовой стоимости в связи с тем, что срок погашения этих инструментов наступает в коротком временном интервале.

Информация по справедливой стоимости займов к получению раскрывается в Примечании 8, а информация по справедливой стоимости краткосрочных и долгосрочных займов в Примечании 11.

Компания приняла положения ASC 820. Применение ASC 820 не оказало существенного влияния на операционное или консолидированное финансовое положение Группы и на существующие в Компании методы оценки по справедливой стоимости. Однако ASC 820 содержит требование по раскрытию информации об иерархии входящих данных, применимых при проведении оценки по справедливой стоимости, которую использует компания для определения стоимости актива или обязательства. Данная иерархия состоит из следующих трех уровней:

Уровень 1: Оценка с использованием объявленных нескорректированных цен в отношении идентичных активов и обязательств на активных рынках, к которым Компания имеет доступ. Это наиболее надежное подтверждение справедливой стоимости, не требующее существенной степени суждения. Данные Уровня 1 для Группы включают котировки ценных бумаг, активно обращающихся на рынке.

Уровень 2: Оценка с использованием цен на рынках, которые не считаются активными, или финансовых инструментов, по которым все существенные данные можно получить, прямо или косвенно, в течение всего срока использования актива или срока погашения обязательства. Определенные инвестиции IPCG Фонда, которые учитываются по методу долевого участия, включая его инвестиции в банк Zenit, оцениваются с использованием данных 2 уровня.

Уровень 3: Оценка с использованием существенных непубличных данных. На этом уровне обеспечивается наименее объективное подтверждение справедливой стоимости и требуется существенная степень профессионального суждения. Группа не использует данные Уровня 3 для периодически проводимых оценок по справедливой стоимости. Однако определенные инвестиции IPCG Фонда, оцениваются с использованием данных 3 уровня.

**Активы и обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости на постоянной основе**

**Ценные бумаги, активно обращающиеся на рынке:** По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. стоимость инвестиций Группы в ценные бумаги, активно обращающиеся на рынке составила 8 200 млн. рублей и 8 055 млн. рублей, соответственно. Группа рассчитывает справедливую стоимость данных активов, исходя из рыночных котировок аналогичных активов и обязательств (Оценка по Уровню 1).

**Кредитный риск.** Финансовые инструменты Группы, которые потенциально подвержены воздействию ряда кредитных рисков, включают преимущественно дебиторскую задолженность, денежные средства и их эквиваленты, уплаченный авансом НДС, а также займы выданные и авансовые выплаты. Значительную часть дебиторской задолженности Группы составляет задолженность российских и зарубежных торговых компаний. Группа не требует предоставления обеспечения для ограничения риска убытков, однако иногда используются аккредитивы и предоплата, особенно в отношении дебиторской задолженности от операций по перепродаже сырой нефти. При том, что на возможность получения данной дебиторской задолженности могут оказать воздействие различные экономические факторы воздействующие на организации, руководство считает, что существенный риск убытков, превышающих сумму уже отраженных резервов по сомнительной дебиторской задолженности, отсутствует.

Группа хранит свободные денежные средства преимущественно в финансовых институтах, расположенных в Российской Федерации. В целях управления данным кредитным риском Группа размещает денежные средства в различных российских банках. Руководство регулярно проводит анализ кредитоспособности банков, в которые вложены средства Группы.

Предоплаченный НДС, представляющий собой суммы, уплаченные поставщикам, подлежит возмещению налоговыми органами в виде зачета в счет НДС на доходы Группы, подлежащего уплате налоговыми органами, или в виде прямой передачи денежных средств налоговыми органами. Руководство регулярно проводит анализ вероятности возмещения предоплаченного НДС и считает, что данная сумма будет возмещена в полном объеме в течение года.

**Примечание 19. Договорные и условные обязательства**

**Гарантии.** По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., Группа не имела обязательств по гарантиям.

**Операционная среда.** Несмотря на то, что экономическая ситуация в Российской Федерации в последние годы улучшалась, в ней продолжают преобладать черты страны с развивающимся рынком, в том числе: отсутствие национальной валюты, свободно конвертируемой за пределами страны, сравнительно высокие темпы инфляции. Перспективы экономической стабильности Российской Федерации во многом зависят от эффективности экономических мер, предпринимаемых Правительством, а также законодательных, нормативных и политических изменений.

**Обязательства капитального характера.** На 31 декабря 2011 и 2010 гг. Группа имела обязательства капитального характера приблизительно на сумму 14 966 млн. рублей и 23 086 млн. рублей, соответственно. Данные обязательства, главным образом, связаны со строительством нефтеперерабатывающего комплекса ТАНЕКО. Обязательства подлежат исполнению в период с 2012 по 2013 гг.

Руководство считает, что текущая и долгосрочная программа капитальных затрат Группы может быть профинансирована денежными средствами, полученными от операционной деятельности или кредитных линий, имеющихся у Компании. Проект строительства нефтеперерабатывающего комплекса компанией ОАО «ТАНЕКО» профинансирован за счет денежных потоков Компании, а также банковскими кредитами (см. Примечание 11). Руководство также считает, что Компания имеет возможность получать синдицированные кредиты либо другие средства, необходимые как для продолжения проекта ТАНЕКО, рефинансирования текущих долговых обязательств, так и для финансирования операций по покупке других компаний и прочих операций, которые могут возникнуть в будущем.

**Налогообложение.** Российское налоговое и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям. Интерпретация налогового законодательства налоговыми органами в применении к операциям и деятельности Группы может не совпадать с интерпретацией руководства, а интерпретация практического применения положений законодательства региональных налоговых органов может не совпадать с точкой зрения федеральных налоговых органов. В результате, существует вероятность того, что правильность отражения операций для целей налогообложения может быть поставлена налоговыми органами под сомнение. Высший арбитражный суд направил в суды низшей инстанции рекомендации по пересмотру налоговых дел, представив системный план борьбы с уклонением от уплаты налогов, и существует вероятность, что это значительно повысит уровень и частоту налоговых проверок. Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать период не превышающий три календарных года, непосредственно предшествовавшие году в котором вынесено решение о проведении проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

В настоящее время налоговыми органами проводятся проверки Компании и ее дочерних обществ за декабрь 2009 и 2010 гг. Хотя в настоящее время результаты проверок еще не озвучены, руководство Компании считает что эти результаты не окажут существенного влияния на консолидированные отчеты о финансовых результатах, совокупной прибыли и движении денежных средств.

В России были введены новые правила трансфертного ценообразования, которые вступают в силу с 2012 г. По сравнению с правилами ранее действовавшего законодательства о трансфертном ценообразовании новые правила лучше проработаны методологически и в определенной степени больше соответствуют международным принципам трансфертного ценообразования, разработанным Организацией экономического содействия и развития (ОЭСР). В связи с введением новых российских правил трансфертного ценообразования Группа пересмотрит политику трансфертного ценообразования и должна будет ежегодно готовить извещения для местных налоговых органов и документацию по трансфертному ценообразованию для подтверждения рыночного характера установленных цен и методов трансфертного ценообразования, использовавшихся в операциях, подлежащих особому надзору со стороны налоговых органов.

Группа в настоящее время оценивает потенциальное воздействие новых правил трансфертного ценообразования на внутригрупповые операции.

**Обязательства по охране окружающей среды.** Группа и ее предшественники осуществляли свою деятельность в Татарстане в течение многих лет в условиях отсутствия развитого законодательства по защите окружающей среды. Регулятивные акты и их сила в области защиты окружающей среды в настоящее время рассматривается в России и Группа отслеживает свои потенциальные обязательства в этом плане. В настоящее время не представляется возможным оценить с достаточной точностью обязательства Группы после того, как законодательство будет изменено (если оно будет изменено), и эти обязательства могут оказаться существенными. Руководство Группы считает, что при условии сохранения существующего законодательства Группа не имеет вероятных обязательств, которые могут иметь существенное негативное влияние на результаты хозяйственной деятельности или на финансовое состояние Группы.

**Примечание 19. Договорные и условные обязательства (продолжение)**

**Обязательства, связанные с юридическими вопросами.** Группа выступает ответчиком в ряде судебных процессов и является участником других процессов, возникающих в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности. В настоящее время исход этих процессов не может быть определен. Группа начисляет обязательства по всем известным потенциальным обязательствам, если существует высокая вероятность убытка и сумма убытка может быть оценена с достаточной степенью точности. Основываясь на имеющейся информации, руководство считает, что существует низкий риск того, что будущие расходы, связанные с известными потенциальными обязательствами, окажут существенное негативное влияние на консолидированную финансовую отчетность Группы.

**Объекты социальной сферы.** Группа вносит значительный вклад в поддержание социальной инфраструктуры и благосостояния своих сотрудников в Татарстане, включая строительство и содержание жилья, больниц, объектов культурно-оздоровительного назначения, предоставление транспортных и прочих услуг. Такие расходы регулярно утверждаются Советом Директоров после консультаций с правительственными органами и относятся на расходы в момент их возникновения.

**Транспортировка сырой нефти.** Группа выигрывает от существующей в настоящее время системы транспортировки нефти, при которой нефть из различных источников смешивается в единой системе нефтепроводов Транснефти, поскольку качество добываемой Группой нефти ниже, чем у других производителей в Российской Федерации (в основном Западной Сибири). В настоящее время не существует схемы дифференцирования ставок за качество нефти, поставляемой в систему Транснефти, и предсказать ее введение невозможно. Тем не менее, введение такой схемы имело бы существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы.

**Примечание 19. Договорные и условные обязательства (продолжение)**

**ЗАО «Укртатнафта».** Ранее, и особенно в 2007 г., осуществлялись попытки оспорить приобретение акций ЗАО «Укртатнафта» компаниями AmRUZ и Seagroup, в том числе со стороны Фонда государственного имущества Украины и Национальной акционерной компании «Нафтогаз Украины» (далее «Нафтогаз»). Правительство Украины является 100% собственником «Нафтогаза», который является владельцем 43% акций ЗАО «Укртатнафта».

Оспаривание прекратилось на некоторое время после того, как в апреле 2006 г. Верховный Суд Украины постановил, что оплата акций ЗАО «Укртатнафта» векселями, выпущенными AmRUZ и SeaGroup, является законной. Несмотря на данное решение, в мае 2007 г. Министерство топлива и энергетики Украины (далее «МТЭУ») возобновило попытки оспаривания и в результате добилось получения сомнительных судебных решений, после чего заявило о передаче на хранение «Нафтогаз» 18,3% пакета акций ЗАО «Укртатнафта», который представляет собой совокупную долю компаний AmRUZ и SeaGroup в ЗАО «Укртатнафта». После этого, МТЭУ, по сути, приступило к отстранению Группы от осуществления своих прав акционера по отношению к ЗАО «Укртатнафта».

В октябре 2007 г. руководство ЗАО «Укртатнафта», назначенное акционерами компании, было насильно отстранено на основании сомнительного судебного решения. После этого вновь назначенное руководство ЗАО «Укртатнафта» осуществило ряд действий, направленных на легализацию контроля МТЭУ над акциями ЗАО «Укртатнафта», принадлежащими AmRUZ и Seagroup. Кроме того, впоследствии ЗАО «Укртатнафта» отказалось погасить свою задолженность перед «ЧМПКП Авто» (см. Примечание 4), украинской компанией-посредником, которая ранее приобретала сырую нефть у Группы для поставок ЗАО «Укртатнафта». После насильственной смены руководства, Компания (первоначально являвшаяся основным поставщиком сырой нефти на Кременчугский нефтеперерабатывающий завод) приостановила свои поставки на ЗАО «Укртатнафта» и начала судебные разбирательства против украинских владельцев в международных судах. В ноябре 2009 г. Хозяйственный суд г. Полтавы по настоянию прокуратуры принял решение о возвращении учредителям 8,6% вкладов в уставный капитал ЗАО «Укртатнафта» без какой бы то ни было компенсации Компании.

В мае 2008 г. Компания возбудила иск в международном арбитраже против Украины на основании соглашения между Правительством Российской Федерации и Кабинетом министров Украины по стимулированию и взаимной защите инвестиций от 27 ноября 1998 г. (далее, «Российско-украинское соглашение»). Арбитраж должен рассмотреть вопрос о компенсации всех убытков, понесенных Компанией вследствие насильственного захвата ЗАО «Укртатнафта». Компания обратилась в арбитраж с иском о признании нарушения Украиной Российско-украинского соглашения и требованием к МТЭУ вернуть законное руководство ЗАО «Укртатнафта» и выплатить компенсацию в размере не менее 2,4 млрд. долларов США. В сентябре 2010 г. арбитражный трибунал вынес решение о том, что все требования Татнефти допустимы и что арбитражный трибунал обладает юрисдикцией для рассмотрения исковых требований Татнефти. Разбирательство теперь переходит в рассмотрение дела по существу. Вынесение решения ожидается в 2013 г..

В настоящее время осуществляется ряд юридических процедур в Украинских, Российских и Международных Судах по возвращению активов Группы. На 31 декабря 2011 г., все юридические процедуры, указанные выше не дали существенных результатов. В результате продолжающихся судебных разбирательств в отношении интересов акционеров на 31 декабря 2011 г. Компания создала в полном объеме резерв на обесценение своих инвестиций в ЗАО «Укртатнафта».

**Ливия.** В результате событий в Ливии, Группа была вынуждена полностью приостановить свою деятельность там и эвакуировать свой персонал. У Группы нет уверенности в том, сможет ли она возобновить свою деятельность в Ливии и в какой срок. В настоящее время Группа не может оценить, какое влияние окажут данные события на ее консолидированный финансовый результат. На 31 декабря 2010 г. на балансе компании находились активы, связанные с Ливией на сумму в 5 224 млн. рублей, из которых 4 781 млн. рублей – капитализированные затраты на разведку, 219 млн. рублей - запасы и 224 млн. рублей - денежные средства. На 31 декабря 2011 г., на балансе компании находились активы, связанные с Ливией на сумму в 5 692 млн. рублей, из которых 5 392 млн. рублей капитализированные затраты на разведку, 216 млн. рублей - запасы и 84 млн. рублей - денежные средства

**Примечание 20: События после отчетной даты**

Мы оценили существенность признанных и не признанных событий на отчетную дату 16 апреля 2012 г. и полагаем что корректировки или дополнительные раскрытия не являются необходимыми.

## ТАТНЕФТЬ

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

(в миллионах российских рублей)

В соответствии с Кодификацией ASC 932-235 «Информация о деятельности в области разведки и добычи нефти и газа», в данном разделе представлена дополнительная информация о нефтегазодобывающей и разведовательной деятельности Группы.

Группа не раскрывает эффект введения положений Кодификации ASU 2010-3 «Оценка и раскрытие резервов нефти и газа» по дополнительной информации об эксплуатационном и разведочном бурении по состоянию на 31 декабря 2011 г., так как ее не возможно оценить.

Ниже приведено количество доказанных запасов нефти и газа по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., а также изменение резервов.

Использованные в отчете определения соответствуют требованиям Комиссии по Ценным бумагам США.

Группа осуществляет свою деятельность по добыче нефти и газа преимущественно в географических пределах Татарстана Российской Федерации, поэтому вся информация, представленная в данном разделе, касается этого региона.

#### Затраты на разведку и добычу нефти

В приведенных ниже таблицах представлена информация, касающаяся затрат на разведку и добычу нефти. Эти затраты, включают в себя как капитализированные затраты, так и затраты, списанные на себестоимость в течение данного периода.

#### Затраты на разведку и разработку месторождений

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
Затраты на геологоразведочные работы	3 536	5 256
Затраты на разработку месторождений	15 954	15 367
<b>Итого затраты на геологоразведочные работы и разработку месторождений</b>	<b>19 490</b>	<b>20 623</b>

За годы, закончившийся 31 декабря 2011 и 2010 гг. затраты на приобретение прав на разработку нефти являются незначительными в масштабах деятельности Группы по разведке и добыче нефти.

#### Капитализированные затраты запасов нефти

	На 31 декабря 2011	На 31 декабря 2010
Скважины, вспомогательное оборудование и сооружения	313 970	303 274
Основные средства по недоказанным запасам	15 366	14 264
Незавершенные скважины, оборудование и сооружения	4 892	2 586
<b>Итого капитализированные затраты запасов нефти</b>	<b>334 228</b>	<b>320 124</b>
Накопленная амортизация истощение и износ	(134 964)	(130 734)
<b>Чистые капитализированные затраты запасов нефти</b>	<b>199 264</b>	<b>189 390</b>

## ТАТНЕФТЬ

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

(в миллионах российских рублей)

#### Финансовые результаты деятельности по добыче нефти

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

В соответствии с требованиями Кодификации ASC 932 финансовые результаты деятельности Группы не включают накладные расходы и влияние денежных и налоговых составляющих. Налог на прибыль рассчитан по ставкам, действующим в данный период в соответствии с законодательством, с учетом налоговых выплат, налоговых льгот и резервов.

	За год, закончившийся 31 декабря 2011	За год, закончившийся 31 декабря 2010
<b>Выручка, полученная от добычи</b>		
Реализация	430 706	334 359
Передача <sup>(1)</sup>	25 218	12 884
<b>Итого выручка от добычи</b>	<b>455 924</b>	<b>347 243</b>
За вычетом:		
Производственные и операционные затраты на добычу <sup>(2)</sup>	61 125	55 221
Затраты на геологоразведочные работы	2 230	2 068
Амортизация, истощение и износ	6 088	8 026
Налоги, за исключением налога на прибыль	296 229	212 938
Налог на прибыль	18 050	13 798
<b>Финансовые результаты от деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>72 202</b>	<b>55 192</b>

<sup>(1)</sup> Передача представляет собой объемы нефти, переданные нефтеперерабатывающим дочерним предприятиям, оценка которых произведена по рыночной цене на нефть.

<sup>(2)</sup> Производственные и операционные затраты включают в себя транспортные расходы и корректировку данных сделок на сумму дисконта в соответствии с Кодификацией ASC 410-20.

Средняя цена реализации нефти (включая передачу нефти) составляла 17 562 рублей и 13 551 рублей за тонну в 2011 и 2010 гг., соответственно. Средние производственные и операционные затраты на добычу составили 2 351 рублей и 2 124 рублей за тонну в 2011 и 2010 гг., соответственно.

#### Доказанные запасы нефти

Далее представлена информация, подготовленная независимой инженерной фирмой «Миллер энд Ленц, Лтд.», о доказанных запасах нефти Группы на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Использованные определения соответствуют определениям, принятым Комиссией по ценным бумагам и биржам США.

Руководство считает, что доказанные запасы Группы должны включать и те запасы, которые могут быть извлечены после истечения срока действия существующих лицензий на соответствующие нефтеносные участки. Срок действия принадлежащих Группе лицензий на добычу нефти на крупнейших месторождениях истекает, после недавнего продления, в период между 2026 и 2038 гг, в то время как лицензии на прочие месторождения истекают в период с 2012 по 2043 гг. Руководство считает, что по инициативе Компании лицензии могут быть продлены. Руководство намерено продлевать лицензии на разведку и добычу на тех участках, где продолжение добычи возможно после истечения срока лицензий. Группа отдельно отразила информацию по доказанным запасам нефти и газа и стандартизированному показателю дисконтированных будущих чистых денежных потоков за периоды до и после срока истечения лицензий.

Доказанными запасами являются те запасы, которые являются экономически извлекаемыми из существующих месторождений при неизменных экономических, операционных и политических факторах.

Существующими экономическими факторами является те цены и себестоимость, на основании которых рассчитывается производительность месторождений, а именно: средняя цена по методу первый день месяца за 12 месяцев, а также себестоимость на конец года.

В связи с присущей неопределенностью и недостаточностью данных по месторождениям, оценка запасов подразумевает некую неточность, предполагает использование субъективной оценки оценщиком, и может быть изменена со временем при появлении новой дополнительной информации

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

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

(в миллионах российских рублей)

**Доказанные запасы нефти (продолжение)**

Часть совокупных доказанных запасов Группы классифицируется как разработанные непроизводящие запасы. Разработанные непроизводящие запасы - это запасы, которые могут быть извлечены из существующих скважин, однако требуют дополнительных капитальных затрат по капитальному ремонту, повторному закачиванию скважин или выводу скважин из бездействия, или до начала извлечения которых необходимо провести дополнительные работы по вскрытию или повторному вскрытию пласта.

Чистые доказанные запасы на 31 декабря 2011 г.:

	Чистые доказанные запасы нефти, извлекаемые до истечения срока действия лицензий		Чистые доказанные запасы нефти, извлекаемые после истечения срока действия лицензий		Общий объем чистых доказанных запасов нефти	
	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)
Чистые доказанные разработанные производящие запасы	2 615	367	1 029	145	3 644	512
Чистые доказанные разработанные непроизводящие запасы	1 599	225	769	108	2 368	333
<b>Чистые доказанные разработанные запасы</b>	<b>4 214</b>	<b>592</b>	<b>1 798</b>	<b>253</b>	<b>6 012</b>	<b>845</b>
Чистые доказанные неразработанные запасы	114	16	67	9	181	25
<b>Чистые доказанные разработанные и неразработанные запасы</b>	<b>4 328</b>	<b>608</b>	<b>1 865</b>	<b>262</b>	<b>6 193</b>	<b>870</b>

Чистые доказанные запасы на 31 декабря 2010 г.:

	Чистые доказанные запасы нефти, извлекаемые до истечения срока действия лицензий		Чистые доказанные запасы нефти, извлекаемые после истечения срока действия лицензий		Общий объем чистых доказанных запасов нефти	
	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)
Чистые доказанные разработанные производящие запасы	2 573	361	936	132	3 509	493
Чистые доказанные разработанные непроизводящие запасы	1 544	217	786	110	2 330	327
<b>Чистые доказанные разработанные запасы</b>	<b>4 117</b>	<b>578</b>	<b>1 722</b>	<b>242</b>	<b>5 839</b>	<b>820</b>
Чистые доказанные неразработанные запасы	80	11	63	9	143	20
<b>Чистые доказанные разработанные и неразработанные запасы</b>	<b>4 197</b>	<b>589</b>	<b>1 785</b>	<b>251</b>	<b>5 982</b>	<b>840</b>

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

(в миллионах российских рублей)

**Изменения доказанных запасов нефти**

	Чистые доказанные запасы нефти извлекаемые до истечения срока действия лицензий		Чистые доказанные запасы нефти извлекаемые после истечения срока действия лицензий		Общий объем чистых доказанных запасов нефти	
	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)	(млн. баррелей)	(млн. тонн)
	<b>Запасы на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>3 675</b>	<b>517</b>	<b>2 466</b>	<b>345</b>	<b>6 141</b>
Пересмотр предыдущих оценок	708	98	(681)	(94)	27	4
Добыча	(186)	(26)	-	-	(186)	(26)
<b>Запасы на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>4 197</b>	<b>589</b>	<b>1 785</b>	<b>251</b>	<b>5 982</b>	<b>840</b>
Пересмотр предыдущих оценок	318	45	80	11	398	56
Добыча	(187)	(26)	-	-	(187)	(26)
<b>Запасы на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>4 328</b>	<b>608</b>	<b>1 865</b>	<b>262</b>	<b>6 193</b>	<b>870</b>

**Стандартизированный показатель дисконтированных денежных потоков будущих периодов, включая сравнительные данные по годам**

Оценка дисконтированных чистых денежных потоков будущих периодов была рассчитана в соответствии с Кодификацией ASC 932. Будущие потоки денежных средств рассчитаны с применением средней цены, действовавшей на первое число каждого месяца, а будущие потоки денежных средств предшествовавших периодов рассчитаны с применением цен, действовавших на конец года, к ожидаемым объемам годовой добычи из доказанных запасов нефти. Будущие затраты на разработку и производство были рассчитаны на основе фактических затрат на конец года. Дисконтирование было произведено по ставке 10%. При расчетах делалось исходное предположение о сохранении политических, экономических, производственных и контрактных условий, существовавших на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Однако, такие предположения не всегда оправдывались в прошлом и могут не оправдаться в будущем. Другие предположения аналогичной степени достоверности привели бы к результатам, отличным от полученных. В результате рассчитанные таким образом денежные поступления будущих периодов не обязательно указывают на величину будущих денежных потоков или на реальную стоимость запасов нефти Группы.

Чистая цена, использованная при расчете величины будущей чистой выручки, представляет собой средневзвешенную цену реализации нефти на внутреннем рынке, экспорта в страны СНГ и дальнего зарубежья на конец года, за вычетом некоторых налогов, затрат и пошлин. При составлении прогнозов на 2011 и 2010 гг. использовались следующие чистые цены за тонну: 313,35 долларов США и 233,06 долларов США (43,99 долларов США и 32,72 долларов США за баррель), соответственно. Компания определила оптимальное соотношение продаж внутри страны и экспорта в страны ближнего и дальнего зарубежья, используя историческое соотношение, основанное на экспортных квотах, выданных Компанией Правительством или полученных каким либо другим способом. Компания полагает, что текущий размер экспортных квот останется неизменным на протяжении периода разработки запасов нефти.

	За год, закончившийся 31 декабря 2011г.	За год, закончившийся 31 декабря 2010г.
	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов
Будущие денежные поступления	9 187 789	6 363 682
Затраты будущих периодов на добычу	(4 963 256)	(3 781 404)
Затраты будущих периодов на разработку	(319 790)	(199 744)
Налог на прибыль будущих периодов	(767 636)	(464 394)
<b>Чистые денежные потоки будущих периодов</b>	<b>3 137 107</b>	<b>1 918 140</b>
Дисконтирование по 10% годовой ставке	(2 200 675)	(1 372 560)
<b>Дисконтированные чистые денежные потоки будущих периодов</b>	<b>936 432</b>	<b>545 580</b>

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

(в миллионах российских рублей)

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

	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2011г.</b>	<b>За год, закончившийся 31 декабря 2010г.</b>
	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов	Потоки денежных средств будущих периодов, относящиеся к общему объему чистых доказанных запасов
<b>На начало года</b>	<b>545 580</b>	<b>542 252</b>
Реализация и передача добытой нефти, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	(98 809)	(79 084)
Чистое изменение в ценах за тонну реализованной продукции, за вычетом производственных и прочих расходов основной деятельности	438 860	(11 698)
Изменения оценок будущих затрат на разработку месторождений	(14 645)	(8 691)
Затраты на разработку, понесенные в течение отчетного периода	15 954	15 367
Пересмотр оценок относительно объемов	67 883	23 683
Изменение налога на прибыль, нетто	(98 017)	(528)
Корректировка суммы дисконта	55 853	59 556
Прочие	23 773	4 723
<b>На конец года</b>	<b>936 432</b>	<b>545 580</b>

За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг. дисконтированные денежные потоки от чистых доказанных резервов включают в себя 64 269 млн. рублей, и 37 121 млн. рублей, соответственно, извлекаемых после истечения срока действия лицензий.