



Группа компаний «Татнефть»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ
В СООТВЕТСТВИИ С МЕЖДУНАРОДНЫМИ СТАНДАРТАМИ ФИНАНСОВОЙ
ОТЧЕТНОСТИ
ПО СОСТОЯНИЮ НА И ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ
31 ДЕКАБРЯ 2013**

Содержание

Отчет независимого аудитора

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Консолидированный отчет о финансовом положении	1
Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе	2
Консолидированный отчет об изменении капитала	3
Консолидированный отчет о движении денежных средств	4

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

Примечание 1: Краткая информация о Компании	6
Примечание 2: Основные принципы представления финансовой отчетности	6
Примечание 3: Основные положения учетной политики	7
Примечание 4: Ключевые бухгалтерские оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики	16
Примечание 5: Применение новых или измененных стандартов и интерпретаций	18
Примечание 6: Денежные средства и их эквиваленты	21
Примечание 7: Дебиторская задолженность	21
Примечание 8: Краткосрочные финансовые активы	23
Примечание 9: Товарно-материальные запасы	23
Примечание 10: Предоплата и прочие краткосрочные активы	24
Примечание 11: Долгосрочные финансовые активы	24
Примечание 12: Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия	25
Примечание 13: Основные средства	26
Примечание 14: Прочие долгосрочные активы	28
Примечание 15: Задолженность по кредитам и займам	29
Примечание 16: Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	31
Примечание 17: Прочие долгосрочные обязательства	31
Примечание 18: Налоги	33
Примечание 19: Акционерный капитал	35
Примечание 20: Расходы на вознаграждения работникам	37
Примечание 21: Доходы и расходы по процентам	37
Примечание 22: Информация по сегментам	38
Примечание 23: Операции со связанными сторонами	41
Примечание 24: Условные и договорные обязательства	42
Примечание 25: Основные дочерние предприятия	45
Примечание 26: Управление финансовыми рисками	46

Аудиторское заключение

Акционерам и Совету директоров ОАО «Татнефть»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ОАО «Татнефть» и его дочерних компаний (далее – «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2013 года и консолидированных отчетов о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, изменениях капитала и движении денежных средств за 2013 год, а также примечаний, состоящих из краткого обзора основных положений учетной политики и прочей пояснительной информации.

Ответственность руководства аудируемого лица за консолидированную финансовую отчетность

Руководство аудируемого лица несет ответственность за составление и достоверность указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для составления консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

Ответственность аудитора

Наша ответственность заключается в выражении мнения о достоверности данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с российскими федеральными стандартами аудиторской деятельности и Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют соблюдения применимых этических норм, а также планирования и проведения аудита таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений.

Аудит включает проведение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств, подтверждающих числовые показатели в консолидированной финансовой отчетности и раскрытие в ней информации. Выбор процедур зависит от профессионального суждения аудитора, включая оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок. В процессе оценки этих рисков аудитор рассматривает систему внутреннего контроля за составлением и достоверностью консолидированной финансовой отчетности, чтобы разработать аудиторские процедуры, соответствующие обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля. Аудит также включает оценку надлежащего характера применяемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством аудируемого лица, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства дают достаточные и надлежащие основания для выражения нашего мнения о достоверности данной консолидированной финансовой отчетности.



Аудиторское заключение (продолжение)

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2013 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за 2013 год в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Handwritten signature in blue ink

31 марта 2014 года

Москва, Российская Федерация



И.Е. Еремеева, Директор (квалификационный аттестат № 01-000058),
ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Аудируемое лицо: ОАО «Татнефть»

Свидетельство о государственной регистрации № 632
выдано Министерством финансов Республики Татарстан
21 января 1994 г.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ выдано 18 июля
2002 г. за № 1021601623702,

423400 Россия, Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина 75

Независимый аудитор: ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Свидетельство о государственной регистрации № 008.890
выдано Московской регистрационной палатой 28 февраля 1992 г.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ выдано 22 августа
2002 г. за № 1027700148431,

Свидетельство о членстве в Саморегулируемой организации
аудиторов НП «Аудиторская Палата России» № 870. ОРНЗ в
реестре аудиторов и аудиторских организаций - 10201003683

ТАТНЕФТЬ
Консолидированный отчет о финансовом положении
 (в миллионах российских рублей)

	Прим.	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Активы			
Денежные средства и их эквиваленты	6	29 535	13 083
Денежные средства с ограничением к использованию		917	1 369
Дебиторская задолженность, нетто	7	52 098	53 553
Краткосрочные финансовые активы	8	16 693	14 931
Товарно-материальные запасы	9	29 538	28 590
Предоплата и прочие краткосрочные активы	10	23 217	28 806
Итого краткосрочные активы		151 998	140 332
Долгосрочная дебиторская задолженность, нетто	7	1 016	1 530
Долгосрочные финансовые активы	11	25 814	25 782
Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия	12	7 778	6 711
Основные средства за вычетом накопленного износа и обесценения	13	481 883	448 903
Активы по отложенному налогу на прибыль	18	2 049	2 633
Прочие долгосрочные активы	14	3 551	4 716
Итого долгосрочные активы		522 091	490 275
Итого активы		674 089	630 607
Обязательства и акционерный капитал			
Краткосрочные кредиты и займы и текущая доля долгосрочных заемных средств	15	36 561	32 096
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	16	28 444	31 019
Обязательства по уплате налогов	18	16 706	13 234
Обязательство по уплате налога на прибыль		1 462	201
Итого краткосрочные обязательства		83 173	76 550
Долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей доли	15	12 785	37 991
Прочие долгосрочные обязательства	17	3 839	3 710
Резерв по выводу активов из эксплуатации за вычетом текущей доли	13	54 511	51 089
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	18	15 799	15 034
Итого долгосрочные обязательства		86 934	107 824
Итого обязательства		170 107	184 374
Акционерный капитал			
Привилегированные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2013 и 2012 гг. – 147 508 500 акций с номинальной стоимостью на 31 декабря 2013 и 2012 гг. – 1,00 рубль)	19	746	746
Обыкновенные акции (разрешено к выпуску и выпущено на 31 декабря 2013 и 2012 гг. – 2 178 690 700 акций с номинальной стоимостью на 31 декабря 2013 и 2012 гг. – 1,00 рубль)	19	11 021	11 021
Добавочный капитал		87 482	87 482
Накопленный прочий совокупный доход		889	726
Нераспределенная прибыль		384 376	333 072
За вычетом: выкупленные обыкновенные акции по цене приобретения (55 592 000 акций и 55 543 000 акций на 31 декабря 2013 и 2012 гг., соответственно)		(3 102)	(3 093)
Итого акционерный капитал Группы		481 412	429 954
Неконтролирующая доля участия	19	22 570	16 279
Итого акционерный капитал		503 982	446 233
Итого обязательства и капитал		674 089	630 607

 Утверждено к выпуску и подписано от имени Совета директоров 31 марта 2014 г.


 Маганов Н.У.
 Генеральный директор


 Спиленков А.В.
 Зам. начальника управления
 консолидированной финансовой отчетности

ТАТНЕФТЬ
Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе

(в миллионах российских рублей)

	Прим.	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Выручка от реализации и прочие доходы от основной деятельности, нетто	22	454 983	444 099
Затраты и прочие расходы			
Операционные расходы	20	(89 634)	(86 675)
Стоимость приобретенных нефти и нефтепродуктов		(50 312)	(53 900)
Затраты на геологоразведочные работы		(1 839)	(1 740)
Транспортные расходы		(30 388)	(29 108)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	20	(44 123)	(40 910)
Износ, истощение и амортизация	13	(19 323)	(17 770)
Прибыль/(убыток) от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений		1 209	(1 997)
Налоги, кроме налога на прибыль	18	(111 336)	(106 293)
Расходы на содержание социальной инфраструктуры и передача объектов социальной сферы		(4 828)	(4 031)
Итого затраты и прочие расходы		(350 574)	(342 424)
Прочие доходы (расходы)			
(Убыток)/прибыль по курсовым разницам		(438)	1 665
Доходы по процентам	21	3 365	3 872
Расходы по процентам, за вычетом капитализированной суммы	21	(6 924)	(6 978)
Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия	12	350	739
Прочие доходы, нетто		529	845
Итого прочие (расходы)/доходы		(3 118)	143
Прибыль до налога на прибыль		101 291	101 818
Налог на прибыль			
Текущий расход по налогу на прибыль		(21 645)	(21 816)
Расход по отложенному налогу на прибыль		(1 302)	(1 554)
Итого расход по налогу на прибыль	18	(22 947)	(23 370)
Прибыль за год		78 344	78 448
Прочий совокупный доход:			
Статьи, которые впоследствии могут быть реклассифицированы в прибыли или убытки:			
Корректировки по пересчету сумм в иностранной валюте		530	(430)
Нереализованный (убыток)/прибыль по ценным бумагам, имеющимся в наличии для продажи, включая долю в ассоциированных компаниях, за вычетом налога		(43)	151
Статьи, которые впоследствии не могут быть реклассифицированы в прибыли или убытки:			
Актuarный убыток по пенсионным планам		(324)	(990)
Прочий совокупный доход/(убыток)		163	(1 269)
Итого совокупный доход за год		78 507	77 179
Прибыль, причитающаяся:			
- акционерам Группы		70 832	73 473
- неконтролирующей доле участия		7 512	4 975
		78 344	78 448
Итого совокупный доход, причитающийся:			
- акционерам Группы		70 995	72 204
- неконтролирующей доле участия		7 512	4 975
		78 507	77 179
Базовая и разводненная прибыль на акцию (рублей)			
Обыкновенную	19	31,19	32,35
Привилегированную		31,16	32,33
Средневзвешенное количество выпущенных акций (в миллионах штук)			
Обыкновенных		2 123	2 123
Привилегированных		148	148

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ТАТНЕФТЬ
Консолидированный отчет об изменении капитала

(в миллионах российских рублей)

	Причитается акционерам Группы									Неконтролирующая доля участия	Итого капитал
	Кол-во акций (в тысячах штук)	Акционерный капитал	Добавочный капитал	Выкупленные собственные акции	Актuarный убыток по пенсионным планам	Корректировки по пересчету сумм в иностранной валюте	Нереализованная прибыль/ (убыток) по ценным бумагам, имеющимся в наличии для продажи, включая долю в ассоциированных компаниях, за вычетом налога	Нераспределенная прибыль	Итого акционерный капитал		
На 1 января 2012 г.	2 270 643	11 767	87 482	(3 094)	496	1 184	315	275 675	373 825	11 602	385 427
Прибыль за год	-	-	-	-	-	-	-	73 473	73 473	4 975	78 448
Прочий совокупный (убыток)/доход за год	-	-	-	-	(990)	(430)	151	-	(1 269)	-	(1 269)
Итого совокупный (убыток)/доход за год	-	-	-	-	(990)	(430)	151	73 473	72 204	4 975	77 179
Выкупленные собственные акции:	13	-	-	1	-	-	-	-	1	-	1
- Приобретения	(80)	-	-	(15)	-	-	-	-	(15)	-	(15)
- Выбытие	93	-	-	16	-	-	-	-	16	-	16
Приобретение неконтролирующей доли участия в дочерних компаниях	-	-	-	-	-	-	-	-	-	267	267
Дивиденды объявленные	-	-	-	-	-	-	-	(16 076)	(16 076)	(565)	(16 641)
Остаток на 31 декабря 2012 г.	2 270 656	11 767	87 482	(3 093)	(494)	754	466	333 072	429 954	16 279	446 233
Прибыль за год	-	-	-	-	-	-	-	70 832	70 832	7 512	78 344
Прочий совокупный (убыток)/доход за год	-	-	-	-	(324)	530	(43)	-	163	-	163
Итого совокупный (убыток)/доход за год	-	-	-	-	(324)	530	(43)	70 832	70 995	7 512	78 507
Выкупленные собственные акции	(49)	-	-	(9)	-	-	-	-	(9)	-	(9)
- Приобретения	(175)	-	-	(36)	-	-	-	-	(36)	-	(36)
- Выбытие	126	-	-	27	-	-	-	-	27	-	27
Выбытие неконтролирующей доли участия в дочерних компаниях	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(237)	(237)
Дивиденды объявленные	-	-	-	-	-	-	-	(19 528)	(19 528)	(984)	(20 512)
Остаток на 31 декабря 2013 г.	2 270 607	11 767	87 482	(3 102)	(818)	1 284	423	384 376	481 412	22 570	503 982

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ТАТНЕФТЬ**Консолидированный отчет о движении денежных средств**

(в миллионах российских рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Операционная деятельность		
Прибыль за год	78 344	78 448
Корректировки:		
Износ, истощение и амортизация	19 323	17 770
Расход по налогу на прибыль	22 947	23 370
(Прибыль)/убыток от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений	(1 209)	1 997
Передача объектов социальной сферы	23	4
Влияние курсовых разниц	3 282	(4 830)
Доходы от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия за вычетом полученных дивидендов	(350)	(724)
Изменение резерва под обесценение финансовых активов	633	655
Изменение справедливой стоимости торговых ценных бумаг	(351)	(392)
Доходы по процентам	(3 365)	(3 872)
Расходы по процентам	6 924	6 978
Прочее	736	461
Изменения в операционном оборотном капитале (кроме изменений в денежных средствах):		
Дебиторская задолженность	1 094	8 550
Товарно-материальные запасы	(1 630)	(6 929)
Предоплата и прочие краткосрочные активы	4 733	(684)
Торговые ценные бумаги	3 159	37
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(1 659)	(6 397)
Обязательства по уплате налогов	3 490	(439)
Векселя к оплате	256	(78)
Прочие долгосрочные активы	674	(399)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов	137 054	113 526
Налог на прибыль уплаченный	(19 634)	(23 503)
Проценты уплаченные	(2 636)	(3 258)
Проценты полученные	3 365	3 872
Чистые денежные средства, поступившие от операционной деятельности	118 149	90 637
Инвестиционная деятельность		
Приобретение основных средств	(56 827)	(50 795)
Поступления от реализации основных средств	1 539	1 798
Поступления от реализации финансовых вложений	564	1 809
Приобретение финансовых вложений	(17)	(2 192)
(Приобретение)/поступления от депозитных сертификатов, нетто	(5 034)	1 554
Погашение/(выдача) займов и векселей к получению, нетто	1 457	(502)
Изменения в денежных средствах с ограничением к использованию	452	(191)
Чистые денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	(57 866)	(48 519)

ТАТНЕФТЬ**Консолидированный отчет о движении денежных средств**

(в миллионах российских рублей)

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Финансовая деятельность		
Получение кредитов и займов	30 258	42 278
Погашение кредитов и займов	(53 820)	(71 458)
Выплата дивидендов акционерам	(19 526)	(16 070)
Выплата дивидендов неконтролирующей доле участия	(984)	(565)
Выкуп собственных акций	(27)	(15)
Поступления от продажи выкупленных собственных акций	27	16
Поступления от выпуска акций дочерними предприятиями	-	9
Чистые денежные средства, использованные на финансовую деятельность	(44 072)	(45 805)
Чистое изменение остатков денежных средств и их эквивалентов	16 211	(3 687)
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты	241	(131)
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	13 083	16 901
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	29 535	13 083

Примечание 1: Краткая информация о Компании

ОАО «Татнефть» (далее «Компания») и ее дочерние предприятия (далее совместно именуемые «Группа») занимаются разработкой месторождений и добычей нефти в основном в Республике Татарстан (далее «Татарстан»), которая является республикой в составе Российской Федерации. Группа также занимается переработкой и реализацией нефти и нефтепродуктов, а также производством и реализацией продуктов нефтехимии (см. Примечание 22).

Компания была зарегистрирована в соответствии с разрешением, выданным Государственным комитетом по управлению государственным имуществом Республики Татарстан (далее «Правительство»), как открытое акционерное общество 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.

У Группы нет основного контролирующего акционера.

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. правительство Республики Татарстан, через полностью принадлежащее ему дочернее предприятие ОАО «Связьинвестнефтехим» владеет почти 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 19), что дает ему право назначать одного представителя в Совет директоров и одного представителя в ревизионную комиссию 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 со «связанными сторонами», как определено в законодательстве Российской Федерации. В настоящее время срок действия «золотой акции» не ограничен. Правительство Республики Татарстан контролирует или оказывает существенное влияние, в том числе через ОАО «Связьинвестнефтехим», на ряд поставщиков, подрядчиков и покупателей Компании.

Компания расположена и осуществляет свою деятельность на территории Российской Федерации. Юридический адрес Компании: Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75.

Примечание 2: Основные принципы представления финансовой отчетности

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее «МСФО»). Группа впервые применила МСФО в отношении финансового года, закончившегося 31 декабря 2012 г. Датой перехода на МСФО считается 1 января 2011 г.

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена на основе принципа оценки по фактическим затратам, за исключением определенных финансовых активов и обязательств, отраженных по справедливой стоимости.

Компании Группы ведут учет и составляют финансовую отчетность в соответствии с Положениями по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации (далее «РПБУ»). Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена на основании данной финансовой отчетности с учетом необходимых корректировок для соблюдения требований МСФО. Основные различия между РПБУ и МСФО относятся к: (1) оценке основных средств (включая индексацию на эффект гиперинфляции, существовавшей в Российской Федерации по 2002 год) и начислению износа; (2) пересчету сумм в иностранных валютах; (3) отложенному налогу на прибыль; (4) поправкам на обесценение нереализуемых активов; (5) консолидации; (6) выплатам, основанным на акциях; (7) учету основных средств нефтегазового назначения; (8) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств; (9) учету резерва по выводу активов из эксплуатации; (10) пенсионным выплатам и прочим выплатам по окончании трудовой деятельности, и (11) объединению бизнеса и гудвилу.

Составление финансовой отчетности в соответствии с МСФО предполагает использование руководством основных бухгалтерских оценок.

Примечание 2: Основные принципы представления финансовой отчетности (продолжение)

Кроме того, руководству необходимо полагаться на свои суждения при применении учетной политики Группы. Области бухгалтерского учета, предполагающие более высокую степень оценки или сложности, а также области, в которых допущения и оценки являются существенными для консолидированной финансовой отчетности, указаны в Примечании 4.

Реклассификация. Некоторые строки консолидированных отчетов о финансовом положении предыдущих периодов были реклассифицированы для сопоставимости с данными текущего периода. Эти реклассификации не повлияли на величину прибыли этого года, акционерного капитала и резервов и на потоки денежных средств.

Примечание 3: Основные положения учетной политики

Функциональная валюта и валюта представления отчетности. Валютой представления отчетности Группы является российский рубль.

Руководством был определен российский рубль в качестве функциональной валюты для каждого консолидированного дочернего предприятия Группы за исключением дочерних предприятий, расположенных за пределами территории Российской Федерации. Такое решение было принято в силу того, что большая часть выручки и затрат Группы, стоимость приобретаемого имущества и оборудования, сумма задолженности и торговых обязательств Группы указаны в российских рублях. Соответственно, операции и остатки по счетам, еще не выраженные в российских рублях (выраженные в основном в долларах США), были переведены в российские рубли в соответствии с требованиями МСФО (IAS) 21 *«Влияние изменений обменных курсов валют»*.

Согласно МСФО (IAS) 21 выручка, затраты, капитал, немонетарные активы и обязательства пересчитываются по историческим обменным курсам, действовавшим на даты соответствующих операций. Денежные активы и обязательства пересчитываются по курсу обмена, действующему на отчетную дату. Положительные и отрицательные курсовые разницы, возникающие при пересчете денежных активов и обязательств, выраженных не в российских рублях, признаются в составе прибылей или убытков за год.

В отношении деятельности дочерних предприятий, расположенных за пределами Российской Федерации и использующих в основном доллар США в качестве своей функциональной валюты, суммы корректировок, полученные в результате пересчета стоимости активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, в российские рубли, отражаются в составе отдельного компонента акционерного капитала, обозначаемого как «корректировки по пересчету сумм в иностранной валюте». Доходы, расходы и потоки денежных средств пересчитываются по среднему курсу соответствующего периода (за исключением случаев, когда средний курс не является приближенным значением суммарного эффекта курсов, действовавших на даты проведения операций; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату проведения операций).

Официальный обменный курс российского рубля к доллару США, установленный Центральным Банком Российской Федерации (далее «ЦБ РФ») на 31 декабря 2013 и 2012 гг., составлял 32,73 рублей и 30,37 рублей за 1,00 доллар США соответственно. Средние обменные курсы за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., составляли 31,85 рублей и 31,09 рублей к 1 доллару США соответственно.

Консолидация. Дочерними компаниями являются компании, контролируемые Группой. Группа осуществляет контроль над предприятием, когда она обладает полномочиями, которые предоставляют ей возможность управлять значимой деятельностью, оказывающей значительное влияние на доход объекта инвестиций; подвергается рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций или имеет право на получение такого дохода и возможность использовать свои полномочия в отношении объекта инвестиций с целью оказания влияния на величину дохода инвестора. Консолидация дочерних компаний осуществляется с даты перехода контроля к Группе и прекращается с даты утраты контроля.

Для учета объединений бизнеса, в которых участвует Группа, применяется метод приобретения. Вознаграждение, передаваемое в оплату приобретаемой дочерней компании, представляет собой справедливую стоимость переданных активов, принятых обязательств и выпущенных Группой ценных бумаг, дающих право собственности на доли в акционерном капитале. Переданное вознаграждение включает справедливую стоимость любого актива или обязательства, возникающих в результате соглашения об условном вознаграждении. Затраты на приобретение относятся на расходы по мере их возникновения. Идентифицируемые приобретенные активы и принятые обязательства, включая условные обязательства, в рамках объединения бизнеса первоначально оцениваются по их справедливой стоимости на дату приобретения.

Примечание 3: Основные положения учетной политики (продолжение)

Для каждой сделки приобретения Группа признает не обеспечивающую контроль долю участия в приобретаемом бизнесе по стоимости доли чистых активов приобретаемого бизнеса, пропорциональной доле участия, не обеспечивающей контроль.

Превышение суммы переданного вознаграждения, стоимости любой доли, не обеспечивающей контроль, в приобретенной компании и справедливой стоимости любой имевшейся ранее в компании доли на дату приобретения над справедливой стоимостью идентифицируемых приобретенных чистых активов отражается как гудвил. Если общая сумма переданного вознаграждения, стоимость признанной доли, не обеспечивающей контроль и имевшейся ранее в компании доли участия, меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенного дочернего предприятия, то, в случае выгодной покупки, разница отражается непосредственно в отчете о прибылях и убытках за год.

Все операции между компаниями Группы и нереализованная прибыль и убытки по этим операциям, а также сальдо по расчетам внутри Группы исключаются.

Ассоциированные компании и совместные предприятия. Ассоциированными компаниями и совместными предприятиями являются компании, на которые Группа оказывает значительное влияние (прямо или косвенно), но не имеет контроля над ними; как правило, доля голосующих акций в этих компаниях составляет от 20% до 50%. Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия учитываются по долевого методу и первоначально отражаются по стоимости приобретения. Дивиденды, полученные от ассоциированных компаний и совместных предприятий, относятся на уменьшение балансовой стоимости инвестиций в ассоциированные компании и совместные предприятия. Иные изменения доли Группы в чистых активах ассоциированной компании и совместного предприятия, имевшие место после приобретения, признаются следующим образом: (i) доля Группы в прибылях или убытках ассоциированных компаний и совместных предприятий отражается в составе консолидированных прибылей или убытков за год как доля в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий, (ii) доля Группы в прочем совокупном доходе признается в составе прочего совокупного дохода и отражается отдельной строкой, (iii) все прочие изменения в доле Группы в балансовой стоимости чистых активов ассоциированных компаний и совместных предприятий признаются как прибыли или убытки в составе доли в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий.

Однако, когда доля Группы в убытках ассоциированной компании или совместного предприятия равна или превышает ее инвестиции в данную компанию, включая какую-либо прочую необеспеченную дебиторскую задолженность, Группа не отражает дальнейшие убытки, за исключением случаев, когда она приняла на себя обязательства или осуществила платежи от имени ассоциированной компании и совместного предприятия.

Нереализованная прибыль по операциям между Группой и ее ассоциированными компаниями и совместными предприятиями исключается в пределах доли Группы в ассоциированных компаниях и совместных предприятиях; нереализованные убытки также исключаются, кроме случаев, когда имеются признаки обесценения переданного актива.

Группа регулярно оценивает инвестиции, учитываемые по долевого методу, на предмет обесценения и признает обесценение в случаях, когда балансовая стоимость превышает возмещаемую сумму.

Разделение активов и обязательств на краткосрочные/долгосрочные. В консолидированном отчете о финансовом положении Группа классифицирует и отражает краткосрочные и долгосрочные активы и обязательства отдельно.

Каждую строку активов и обязательств, которая включает суммы, подлежащие получению или погашению в течение не более 12 месяцев после отчетного периода, Группа раскрывает как краткосрочную; и в течение более 12 месяцев после отчетного периода - как долгосрочную.

Денежные средства и их эквиваленты. Денежные средства представляют собой денежные средства в кассе и на банковских счетах, которые в любое время могут быть фактически сняты со счета без предварительного уведомления. Эквиваленты денежных средств включают высоколиквидные краткосрочные инвестиции, которые конвертируются в определенные денежные суммы с первоначальным сроком погашения в течение трех месяцев или меньше с даты приобретения. Денежные средства признаются по стоимости приобретения, которая приближена к справедливой стоимости.

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 материалов, оборудования и оказанных услуг подрядчикам. Для целей подготовки консолидированных отчетов о финансовом положении и движении денежных средств остатки денежных средств с ограничением к использованию исключаются из состава денежных средств и их эквивалентов и раскрываются отдельно.

Примечание 3: Основные положения учетной политики (продолжение)

Финансовые активы. Все финансовые активы первоначально признаются в учете в момент, когда компания становится стороной договора. Такие активы признаются по справедливой стоимости плюс (в случае, если финансовый актив не относится к категории инвестиций, изменение справедливой стоимости которых отражается на счете прибылей и убытков) затраты, непосредственно связанные с операцией по приобретению данного финансового актива. Финансовые активы Группы включают денежные средства и их эквиваленты, депозиты, ценные бумаги, дебиторскую и прочую задолженность, а также предоставленные займы.

Финансовые активы классифицируются по следующим категориям: а) займы и дебиторская задолженность, б) финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, в) финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка.

Займы и дебиторская задолженность. Займы и дебиторская задолженность представляют собой категорию финансовых активов с фиксированными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания займы и дебиторская задолженность отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента за вычетом убытка от обесценения. Сумма начисленного процента включается в прибыль и убыток за год.

В отношении оценочных убытков и сомнительных долгов создаются резервы на основе оценочных расчетов сумм, безнадежных к взысканию. Такие оценки формируются с применением суждения и допущений.

Убыток, возникающий в результате обесценения, признается в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе в составе коммерческих, общехозяйственных и административных расходов.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка. Финансовый актив классифицируется как актив, оцениваемый по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка, если актив классифицирован как предназначенный для торговли или отнесен к данной категории с момента первоначального признания. Финансовые активы относятся к активам, оцениваемым по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка, если Группа осуществляет управление такими инвестициями и принимает решения относительно их купли-продажи на основании их справедливой стоимости в соответствии с документально закрепленной стратегией Группы по управлению рисками или инвестиционной стратегией. Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка, оцениваются по справедливой стоимости, при этом соответствующие изменения признаются в составе прибыли и убытка за год.

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи. Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, представлены производными инструментами, которые либо относятся к данной категории, либо не относятся ни к одной из других категорий финансовых активов. Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, включают инвестиционные ценные бумаги, которые Группа намерена удерживать в течение неопределенного периода времени и которые могут быть проданы в зависимости от потребности по поддержанию ликвидности или в результате изменения процентных ставок, обменных курсов или котировок ценных бумаг.

После первоначального признания такие активы оцениваются по справедливой стоимости и соответствующие изменения (кроме убытка от обесценения и курсовой разницы по долговым инструментам, имеющимся в наличии для продажи) признаются в составе прочего совокупного дохода и отражаются в составе капитала. Инвестиции в долевые инструменты, которые не имеют рыночных котировок, и стоимость которых не может быть надежно оценена, учитываются по первоначальной стоимости за вычетом убытков от обесценения. В случае прекращения признания инвестиций совокупная прибыль или убыток, признанный в составе капитала, также переводятся в состав прибыли и убытка за год.

На каждую отчетную дату Группа проводит оценку наличия объективных данных о снижении стоимости финансового актива или группы финансовых активов. Продолжительное снижение справедливой стоимости ценных бумаг ниже их стоимости приобретения считается признаком обесценения. Если такое доказательство существует для финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, кумулятивный убыток (определяемый как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью за вычетом убытка от обесценения по этому финансовому активу, ранее отраженного в составе прочего совокупного дохода) признается в составе прибылей и убытков за год как корректировка по реклассификации при переводе из состава прочего совокупного дохода.

Примечание 3: Основные положения учетной политики (продолжение)

Финансовые обязательства. Все финансовые обязательства первоначально признаются в учете по справедливой стоимости и в случае с займами и кредитами за вычетом прямых дополнительных затрат по сделке. Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, а также кредиты и займы.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости. После первоначального признания такие финансовые обязательства оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента.

Прекращение признания финансового обязательства происходит в случае его исполнения, отмены или истечения срока действия. При замене одного существующего финансового обязательства другим обязательством перед тем же кредитором на существенно отличных условиях или в случае внесения существенных изменений в условия существующего обязательства признание первоначального обязательства прекращается, а новое обязательство отражается в учете с признанием разницы в балансовой стоимости обязательств в составе прибылей и убытков за год.

Группа не использует производные финансовые инструменты.

Группа не проводит зачет активов и обязательств, за исключением тех случаев, когда это требуется или разрешается стандартом МСФО.

Товарно-материальные запасы. Запасы сырой нефти, нефтепродуктов, а также сырье, материалы и запасы готовой продукции учитываются по наименьшей из двух величин – себестоимости либо по чистой цене реализации. Цена реализации представляет собой оценочную цену продаж в обычных условиях ведения бизнеса за вычетом затрат на завершение и затрат на реализацию. Группа использует метод средневзвешенной стоимости. Себестоимость включает прямые и косвенные затраты, понесенные в связи с доведением объекта или продукта до существующего состояния и его транспортировкой до места расположения.

Предоплата. К предоплате относятся авансы, выплаченные при приобретении товаров и услуг, страховые взносы, предоплата по экспортной пошлине, НДС и прочим налогам. Предоплаты учитываются по фактическим затратам за минусом резерва на обесценение.

Сумма предоплаты за приобретение актива включается в его балансовую стоимость при получении Группой контроля над этим активом и наличии вероятности того, что будущие экономические выгоды, связанные с ним, будут получены Группой. Предоплата по услугам, таким как страхование, транспортные перевозки и другие, списывается на счет прибылей и убытков при получении товаров или услуг, относящихся к ней.

Если имеется признак того, что активы, товары или услуги, относящиеся к предоплате, не будут получены, балансовая стоимость предоплаты подлежит списанию, и соответствующий убыток от обесценения отражается в составе прибылей и убытков за отчетный год.

Налог на добычу полезных ископаемых. Налог на добычу полезных ископаемых (далее «НДПИ»), относящийся к добыче нефти рассчитывается ежемесячно как произведение количества добытого полезного ископаемого и фиксированной специфической налоговой ставки (470 рублей и 446 рублей за тонну в 2013 и 2012 гг., соответственно), скорректированной с учетом средних за истекший месяц цен нефти марки «Юралс» на мировых рынках сырья и курса рубля к доллару США. Для участков недр, выработанность которых превышает 80% доказанных запасов, определенных по Российской классификации запасов и ресурсов, указанная ставка НДПИ корректируется на понижающий коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов. Компания получает экономию в размере 3,5% на месторождение за каждый процент выработанности, находящейся в пределах от 80% до 100%.

Окончательный размер НДПИ на нефть зависит также от географического расположения месторождения (для некоторых регионов предусмотрена возможность применения нулевой налоговой ставки в зависимости от общего объема добытой нефти и срока разработки участка). Также нулевая ставка по НДПИ применяется в отношении сверхвязкой нефти (определенной как нефть, с вязкостью более 200 мПа*с в пластовых условиях).

Налог на добычу полезных ископаемых отражается в составе налогов, кроме налога на прибыль в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе.

Примечание 3: Основные положения учетной политики (продолжение)

Налог на добавленную стоимость. Налог на добавленную стоимость (далее «НДС») по ставке 18% уплачивается с разницы между суммой НДС, исчисленного при реализации товаров (работ, услуг), и суммой НДС, подлежащей вычету, которая была предъявлена поставщиками (подрядчиками) при приобретении товаров (работ, услуг).

Налоговая база по НДС при реализации товаров (работ, услуг) определяется на наиболее раннюю из дат: даты отгрузки товаров (работ, услуг), либо даты оплаты, частичной оплаты, полученной в счет предстоящих поставок товаров (работ, услуг). Суммы входящего НДС по приобретенным товарам (работам, услугам) предъявляются к вычету по мере принятия на учет соответствующих товаров (работ, услуг) при соблюдении других обязательных условий для вычетов НДС, предусмотренных действующим налоговым законодательством.

Экспорт товаров и оказание ряда услуг в отношении экспортируемых товаров облагается по ставке 0%, обоснованность применения которой подтверждается по мере предоставления в налоговые органы всех необходимых документов, предусмотренных действующим налоговым законодательством.

НДС, относящийся к операциям купли-продажи, признается в консолидированном отчете о финансовом положении в развернутом виде и раскрывается отдельно в составе предоплаты и прочих краткосрочных активов и обязательств по уплате налогов.

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 том числе 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, по каждому месторождению капитализируется как активы, связанные с разведкой и оценкой, до момента определения того, являются ли обнаруженные запасы доказанными. В регионах, где требуются значительные капитальные вложения для начала добычи, разведочные скважины отражаются как актив, если обнаруженные запасы оправдывают перевод скважины в эксплуатационный фонд или безусловно планируется проведение дополнительного разведочного бурения. Затраты на разведку, не соответствующие данному критерию, относятся на расходы.

Затраты, связанные с разведкой и оценкой должны анализироваться с технической и коммерческой точки зрения, а также изучаться руководством. Кроме этого, минимум один раз в год должен проводиться анализ на обесценение, чтобы подтвердить существующее намерение продолжать получать или иным способом извлекать доход в результате обнаружения запасов. При обнаружении признаков обесценения проводится оценка соответствующего убытка от обесценения.

В случае обнаружения впоследствии запасов нефти и газа, добыча которых экономически целесообразна, балансовая стоимость (за вычетом убытков от обесценения соответствующих активов, связанных с разведкой и оценкой) классифицируется как активы по разработке. Однако, если никакие запасы промышленного значения не обнаруживаются, то такие затраты относятся на расходы после завершения деятельности по разведке и оценке.

Основные средства. Основные средства отражаются по фактической стоимости приобретения или строительства за вычетом накопленного износа, истощения, амортизации и обесценения.

Стоимость доказанных запасов нефти и газа включает первоначальную оценку затрат на ликвидацию объектов основных средств и восстановление участка, на котором объект находился. Затраты на обслуживание, ремонт и замену несущественных активов списываются на операционные расходы по мере их возникновения; стоимость обновлений и усовершенствований основных средств капитализируется и амортизируется в течение оставшегося срока полезного использования. Затраты на замену крупных узлов или компонентов основных средств капитализируются при одновременном списании подлежащих замене частей.

Авансы, выплаченные по объектам основных средств и объектам незавершенного строительства, учитываются в составе незавершенного строительства.

Примечание 3: Основные положения учетной политики (продолжение)

Долгосрочные активы, включая нефтегазовое оборудование и скважины, расположенные на месторождениях с доказанными запасами нефти и газа, тестируются на предмет возможного обесценения в соответствии с МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов», который содержит требование о снижении стоимости долгосрочных активов, которая предположительно не будет восстановлена за счет будущих потоков денежных средств, до возмещаемой суммы, определяемой по наибольшей из двух величин: справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу либо стоимости от использования.

Отдельные активы группируются для целей оценки на возможное обесценение исходя из минимального уровня идентифицируемых денежных потоков, в значительной степени не зависящих от денежных потоков, связанных с другими группами активов. Как правило, для активов, связанных с разведкой и добычей, таким уровнем является месторождение, для перерабатывающих активов – весь перерабатывающий комплекс, для станций обслуживания – площадка. Убыток от обесценения признается в составе прибылей или убытков за год.

Суммы обесценения восстанавливаются в соответствующем объеме, если изменились условия и обстоятельства, в результате которых было начислено обесценение. Обесценение может быть восстановлено в пределах первоначальной балансовой стоимости за вычетом амортизации, которая была бы начислена в случае, если бы обесценение не было отражено.

Долгосрочные активы, по которым руководством принято решение о выбытии в течение периода, не превышающего один год, и отвечающие другим требованиям как активы, удерживаемые для продажи, отражаются в учете по наименьшей из двух величин: амортизированной стоимости 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.

Амортизация нефтегазовых активов по доказанным месторождениям рассчитывается по методу начисления пропорционально объему добычи нефти и газа по каждому месторождению для доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа. В случае, когда срок полезного использования крупных компонентов активов отличается от срока полезного использования месторождения, применяется линейный метод.

Лицензии на геологоразведку по недоказанным запасам нефти и газа капитализируются в состав основных средств. Амортизация по ним начисляется линейным методом в течение срока действия каждой лицензии.

Начисление износа на прочие основные средства производится линейным методом на основании сроков их полезного использования, а именно:

	Срок (в годах)
Здания и сооружения	30-50
Машины и оборудование	10-35

Прибыль или убыток от выбытия основных средств определяются путем сравнения суммы выручки, при наличии таковой, и балансовой стоимости. Прибыль/(убыток) от выбытия основных средств отражены в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе в составе убытка от выбытия и снижения стоимости основных средств и финансовых вложений.

Капитализация затрат по кредитам и займам. Затраты по кредитам и займам, непосредственно связанные с приобретением, строительством или производством активов, подготовка которых к предполагаемому использованию или продаже (квалифицируемые активы) требует значительного времени, капитализируются в составе стоимости этих активов.

Группа капитализирует затраты по кредитам и займам, которых можно было бы избежать, если бы она не понесла капитальные расходы по квалифицируемым активам. Капитализированные затраты по кредитам и займам рассчитываются на основе средней стоимости финансирования Группы (средневзвешенные процентные расходы применяются к расходам на квалифицируемые активы), за исключением случаев, когда средства специально заимствованы для приобретения квалифицируемого актива. Если это происходит, капитализируются фактические затраты, понесенные по этим кредитам и займам в течение периода, за вычетом любого инвестиционного дохода от временного инвестирования этих заемных средств.

Капитализация расходов по кредитам и займам включает капитализированные курсовые разницы, относящиеся к кредитам и займам в той степени, в которой они рассматриваются в качестве поправки к затратам на выплату процентов.

Примечание 3: Основные положения учетной политики (продолжение)

Прибыль и убыток, являющиеся результатом корректировки по процентным расходам, включают разницу между затратами по кредитам и займам, которые Группа понесла бы, если бы она получила кредиты и займы в своей функциональной валюте, и затратами по кредитам и займам, фактически понесенными по кредитам и займам в иностранной валюте.

Изменения по иностранной валюте определяются с применением процентной ставки по аналогичным займам, выраженным в функциональной валюте Группы. Разрешенные для капитализации прибыль и убыток по курсовым разницам оцениваются на кумулятивной основе.

Капитализация затрат по займам продолжается до даты, когда активы по существу готовы для использования или продажи.

Вознаграждения работникам, пенсионное обеспечение и прочие льготы для лиц пенсионного возраста. Начисление заработной платы, взносов в фонды социального страхования, оплачиваемого ежегодного отпуска и отпуска по болезни, премий, а также не-денежных льгот (таких как услуги здравоохранения и детских садов) проводится в том отчетном периоде, когда услуги, определяющие данные виды вознаграждения, были оказаны сотрудниками Группы.

Группа имеет различные программы пенсионного обеспечения, предлагаемые практически всем сотрудникам и членам руководства. Пенсионные обязательства оцениваются по текущей стоимости прогнозируемых оттоков денежных средств с использованием процентных ставок, применяемых к государственным ценным бумагам, срок погашения и валюта которых примерно соответствует срокам погашения и валюте указанных обязательств. Затраты по пенсионным выплатам оцениваются с применением метода прогнозируемой условной единицы. Затраты на пенсионное обеспечение начисляются и отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе операционных расходов и отражают затраты на вознаграждения по мере их начисления в течение срока службы сотрудников.

Актuarные прибыли или убытки по пенсионным планам признаются единовременно в составе прочего совокупного дохода. Актuarные прибыли или убытки по прочим долгосрочным выплатам признаются единовременно в составе прибылей или убытков за год.

Стоимость услуг прошлых периодов признается единовременно в составе прибылей или убытков за год.

Активы плана оцениваются по справедливой стоимости, и на них распространяются определенные ограничения. Справедливая стоимость активов плана определяется исходя из рыночных цен. При отсутствии рыночных цен справедливая стоимость активов плана определяется с помощью различных методик оценки, включая дисконтирование ожидаемых денежных потоков, рассчитанных с применением ставки дисконтирования, которая отражает риск, связанный с активами пенсионного плана, а также зависит от ожидаемой даты погашения или выбытия этих активов.

В процессе обычной деятельности Группа самостоятельно осуществляет выплаты в Пенсионный фонд Российской Федерации за своих сотрудников. Обязательные платежи в Пенсионный фонд РФ отражаются в составе операционных расходов как расходы на оплату труда по мере возникновения.

Выплаты, основанные на акциях. В Компании действует программа вознаграждения для высшего руководства и директоров Компании в форме бонусных сертификатов на акции (далее «Программа»). Согласно условиям Программы, высшему руководству и директорам Компании, в соответствии с решением Совета директоров, ежегодно предоставляются премии (далее «Премия»), основанные на акциях. Каждая Премия представляет собой денежный платеж на дату расчета, который равен произведению количества обыкновенных акций на разницу между самой низкой ценой на акцию за три года предшествующих дате предоставления соответствующих прав и самой высокой ценой на акции за предшествующие три года по состоянию на конец каждого года. Цена на акции определяется на основе средней ежедневной торговой цены, фиксируемой на Московской Бирже ММВБ-РТС («ММВБ-РТС»). Премии в основном выплачиваются в течение 90 дней после утверждения Правлением Компании и зависят от индивидуальных показателей результатов работы за год.

На 31 декабря 2013 и 2012 гг. обязательство рассчитано на основе ожидаемых будущих премиальных выплат. Расходы на выплату Премий признаются в течение годового периода возникновения прав, за вычетом потери прав, с отражением соответствующего обязательства в составе кредиторской задолженности и начисленных обязательств.

Резервы по выводу активов из эксплуатации. Группа признает обязательство, связанное с долгосрочными активами, в отношении справедливой стоимости резервов по выводу активов из эксплуатации (установленных законом или обусловленных сложившейся деловой практикой), в том отчетном периоде, в котором такие обязательства по выбытию объектов возникают.

Примечание 3: Основные положения учетной политики (продолжение)

Группа имеет ряд обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, которые она обязана выполнять согласно нормам законодательства или условиям договоров по окончании 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.

Оценка Группой затрат на ликвидацию скважин базируется на требованиях действующих нормативно-правовых документов и лицензий, а также на фактической стоимости демонтажа и других аналогичных работ. Изменения суммы обязательств, переоценка которых проводится регулярно, связанные с новыми обстоятельствами или изменениями в законодательстве или технологии, а также в оценочной сумме обязательства или в ставках дисконтирования до налогообложения, отражаются как повышение или понижение стоимости соответствующего актива в рамках балансовой стоимости этого актива; при этом избыток незамедлительно отражается в отчете о прибылях и убытках. При этом ставка дисконтирования пересматривается на каждую отчетную дату и отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денежной единицы, а также риски, присущие данному обязательству. 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.

Соответствующие затраты, связанные с окончанием срока полезного использования активов, капитализируются как часть балансовой стоимости долгосрочных активов. Изменения в оценке существующего обязательства по выводу актива из эксплуатации, возникшие в результате изменения расчетных сроков или суммы соответствующих затрат, или в результате изменения ставки дисконтирования, отражаются как изменение ранее признанного прироста стоимости или дефицита от переоценки соответствующего основного средства.

Группа занимается нефтехимией, переработкой и сбытом нефтепродуктов на значительных производственных мощностях. Природа этих операций такова, что невозможно определить точную дату вывода этих производственных мощностей из эксплуатации. Действующие правила по регулированию и лицензированию не требуют начисления резерва под ликвидацию данных производственных мощностей и АЗС Группы. В связи с этим, руководство полагает, что не существует каких-либо прямых правовых или контрактных обязательств, относящихся к выводу этих объектов из эксплуатации или иному выбытию данных активов.

Налоги на прибыль. Налог на прибыль отражается в финансовой отчетности в соответствии с требованиями законодательства, которые действуют или по существу вступили в силу на отчетную дату. Расходы по налогу на прибыль включают текущий и отложенный налоги и признаются в прибыли или убытке за год, если только они не должны быть отражены в составе прочего совокупного дохода или капитала в связи с тем, что относятся к операциям, отражающимся также в составе прочего совокупного дохода или капитала в том же или в каком-либо другом отчетном периоде.

Текущий налог представляет собой сумму, которую предполагается уплатить или возместить из бюджета в отношении налогооблагаемой прибыли или убытка за текущий и предыдущие периоды.

Отложенный налог на прибыль рассчитывается по методу балансовых обязательств в части перенесенного на будущие периоды налогового убытка и временных разниц, возникающих между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью в финансовой отчетности.

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении всех вычитаемых налогооблагаемых временных разниц, за исключением:

- случаев, когда обязательство по отложенному налогу возникает при первоначальном признании гудвила или актива, или обязательства по операциям, не являющимся объединением бизнеса, если таковые на дату операции не оказывают влияния ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние общества, когда можно проконтролировать сроки уменьшения временных разниц и когда весьма вероятно, что временные разницы не будут уменьшаться в обозримом будущем; и

Примечание 3: Основные положения учетной политики (продолжение)

- когда существует низкая вероятность получения в будущем налогооблагаемой прибыли, против которой может быть использована вычитаемая временная разница и за счет которой могут быть перенесены на будущие периоды неиспользованные налоговые кредиты и убытки.

Величина активов и обязательств по отложенному налогу определяется с использованием ставок налогообложения, которые действуют или по существу вступили в силу на дату окончания отчетного периода и которые, как ожидается, будут применяться в период, когда временные разницы или отложенные налоговые убытки будут реализованы.

Активы по отложенному налогу могут быть зачтены против обязательств по отложенному налогу только в рамках каждой отдельной компании Группы. Расходы и обязательства, связанные со штрафами по налогу на прибыль, отражаются в составе налогов, кроме налога на прибыль в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе и в составе обязательств по уплате налогов в консолидированном отчете о финансовом положении соответственно. Расходы и обязательства, связанные с пенями по налогу на прибыль, отражаются в составе расходов по процентам в консолидированном отчете о совокупном доходе и в составе кредиторской задолженности и начисленных обязательств в консолидированном отчете о финансовом положении, соответственно.

Акционерный капитал. Разрешенный к выпуску капитал представлен обыкновенными акциями и некумулятивными, не подлежащими выкупу привилегированными акциями.

Дивиденды, выплачиваемые акционерам, объявляются Советом директоров и одобряются годовым общим собранием акционеров.

Собственные акции, выкупленные у акционеров. Обыкновенные акции Компании, выкупленные Группой и находящиеся в ее собственности на отчетную дату, отражены как собственные акции, выкупленные у акционеров, и учитываются по фактической стоимости их приобретения с использованием средневзвешенного метода. Прибыль от последующей продажи собственных акций кредитруется на счет добавочного капитала, 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.

Прибыль на акцию. Привилегированные акции не подлежат выкупу и квалифицируются как акции, участвующие в прибыли.

Базовая и разводненная прибыль на одну акцию определяется путем деления суммы чистой прибыли или убытка, приходящихся на держателей обыкновенных и привилегированных акций, на средневзвешенное количество участвующих в распределении прибыли акций, находящихся в обращении в течение периода. Прибыль или убыток в отношении акционеров Компании корректируются на сумму дивидендов, объявленных за период для каждого класса акций. Оставшаяся сумма прибыли или убытка распределяется на обыкновенные и привилегированные акции в той мере, в которой каждый из инструментов участвовал бы в прибыли на акцию, если допустить распределение всей прибыли или убытка за отчетный период. Выкупленные собственные акции исключаются из расчетов. Общая сумма прибыли или убытка, отнесенная на каждый класс акций, определяется путем деления дивидендов объявленных за период для каждого класса акций, и оставшейся распределенной суммы прибыли или убытка.

Признание выручки. Выручка от производства и реализации нефти, нефтепродуктов, продукции нефтехимии и прочих товаров признается в момент перехода права собственности, если вероятность взыскания средств достаточно велика. Выручка признается в размере справедливой стоимости вознаграждения, полученного или причитающегося к получению, с учетом скидок и других средств поощрения. Взаимосвязанные покупки и продажи товарно-материальных запасов с одним и тем же контрагентом в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе считаются одной договоренностью и сворачиваются. Выручка включает только экономические выгоды, которые получает Группа. Налоги и пошлины, подлежащие уплате при реализации продукции третьим сторонам, не включаются в состав выручки.

Транспортные расходы. Транспортные расходы признаются в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе и отражают все расходы, понесенные Группой в связи с транспортировкой нефти и нефтепродуктов до конечного потребителя (такие расходы могут включать тарифы на услуги по транспортировке продукции по магистральным трубопроводам, дополнительные затраты по железнодорожным перевозкам, затраты по перевалке, портовые сборы, морской фрахт и прочие затраты). Расходы по компаундированию отражаются в составе коммерческих, общехозяйственных и административных расходов.

Примечание 4: Ключевые бухгалтерские оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики

Группа использует оценки и делает допущения, которые оказывают влияние на отражаемые в финансовой отчетности суммы и на балансовую стоимость активов и обязательств в течение следующего финансового года. Оценки и суждения подвергаются постоянному анализу и основаны на прошлом опыте руководства и других факторах, в том числе на ожиданиях относительно будущих событий, которые считаются обоснованными в сложившихся обстоятельствах.

Руководство Группы также использует некоторые суждения, кроме требующих оценок, в процессе применения учетной политики. Суждения, которые оказывают наиболее значительное влияние на показатели, отраженные в финансовой отчетности, и оценки, которые могут привести к необходимости существенной корректировки балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, включают следующие:

- Оценка запасов нефти и газа;
- Срок полезного использования основных средств;
- Резервы по выводу активов из эксплуатации;
- Обесценение долгосрочных активов;
- Консолидация.

Оценка запасов нефти и газа. Активы, связанные с разработкой месторождений и добычей нефти и газа, амортизируются пропорционально объему добычи (UOP) по ставке, которая определяется для каждого месторождения или группы месторождений с аналогичными характеристиками исходя из того, являются ли запасы доказанными или доказанными и разработанными. Оценки доказанных запасов также используются для определения сумм обесценения и сторно. При этом затраты на бурение поисковых скважин капитализируются до тех пор, пока не будут получены результаты геологоразведки и оценки, позволяющие отразить в учете соответствующие доказанные запасы, а этот процесс может занять несколько лет.

Доказанные запасы и доказанные и освоенные запасы оцениваются на основании имеющихся геолого-технических данных и включают только те объемы, которые могут быть поставлены на рынок с достаточной степенью уверенности. Оценка запасов нефти и газа по своей природе является неточной, требует применения профессионального суждения и подлежит регулярному пересмотру, в сторону повышения или понижения, на основании новых данных, полученных в результате бурения дополнительных скважин, наблюдений за долгосрочной динамикой эксплуатации пласта и изменений экономических факторов, включая изменения цены на продукцию, условий договоров или планов развития. Оценка запасов производилась Группой в соответствии с правилами, введенными в действие Комитетом по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников США (SPE) для доказанных запасов.

Изменения в оценке доказанных освоенных и доказанных запасов Группы перспективно влияют на амортизационные отчисления и, следовательно, на балансовую стоимость нефтегазовых активов. Однако ожидается, что в ходе обычной деятельности Группы влияние такого пересмотра будет ограниченным, учитывая диверсифицированный характер портфеля активов Группы. Результатом деятельности по разведке и оценке или результатом оценки планов в отношении деятельности по разведке и оценке может стать списание соответствующих капитализированных затрат на разведочное бурение в составе прибылей и убытков за отчетный период.

Сроки полезного использования основных средств. С учетом условий лицензий и опыта работы в прошлые периоды руководство считает, что лицензии на добычу углеводородов будут продлены после истечения срока их действия и связанные с этим затраты будут незначительны. В результате с ожидаемым продлением лицензий на эксплуатацию месторождений, амортизация по объектам основных средств производственного назначения начислялась исходя из сроков эксплуатации, даже в тех случаях, когда эти сроки превышают сроки действия текущих лицензий.

Руководство оценивает срок полезного использования актива с учетом предполагаемого использования, расчетного технического устаревания, ликвидационной стоимости, технического износа и операционной среды, в которой актив расположен. Расхождения между суммой такой оценки и фактическим результатом могут существенно повлиять на балансовую стоимость основных средств и привести к корректировке будущих норм амортизации и суммы расходов за отчетный период.

Прочие основные средства амортизируются линейным методом в течение срока их полезного использования. Руководство на каждую отчетную дату периодически пересматривает срок полезного использования и ликвидационную стоимость активов.

Примечание 4: Ключевые бухгалтерские оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)

Оценка проводится на основе текущего технического состояния объектов, периода, в течение которого данные объекты смогут приносить экономическую выгоду Группе, и расчетной ликвидационной стоимости активов.

Резервы по выводу активов из эксплуатации. Руководство формирует резерв на сумму ожидаемых затрат на вывод из эксплуатации мощностей по добыче нефти и газа, нефтяных вышек, трубопроводов и соответствующего дополнительного оснащения, а также на восстановление месторождения исходя из наилучших оценок будущих затрат и сроков полезного использования активов, задействованных в добыче нефти и газа.

Оценка прогнозного размера таких резервов является сложным процессом и требует от руководства применения оценок и суждений в отношении обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, которые будут исполняться спустя много лет в будущем.

Изменения в оценке существующих обязательств могут возникать в результате изменения расчетных сроков или суммы соответствующих затрат или в результате изменения ставки дисконтирования, используемой при оценке.

Сумма, признанная как резерв, является наилучшей оценкой затрат, необходимых для удовлетворения текущего обязательства на дату отчетности с соблюдением требований текущего законодательства каждой юрисдикции, в которой расположены производственные активы Группы; и такая сумма может меняться в результате изменений законодательства и нормативно-правовых актов, а также их толкования. В результате субъективного характера таких резервов возникает неопределенность в отношении как размера, так и предполагаемого срока возникновения таких затрат.

Группа занимается нефтехимией, переработкой и сбытом нефтепродуктов на значительных производственных мощностях. Природа этих операций такова, что невозможно определить точную дату вывода этих производственных мощностей из эксплуатации. Действующие правила по регулированию и лицензированию не требуют начисления резерва под ликвидацию данных производственных мощностей и АЗС Группы. В связи с этим руководство полагает, что не существует каких-либо прямых правовых или контрактных обязательств, относящихся к выводу этих объектов из эксплуатации или иному выбытию данных активов.

Результаты анализа чувствительности по изменениям ставок и другие оценки:

	Изменение	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Ставка дисконтирования	+1%	(11 436)	(22 437)
	-1%	15 384	4 814

Информация о резервах, созданных в связи выводом активов из эксплуатации, представлена в Примечании 13.

Обесценение долгосрочных активов. Возмещаемые суммы единиц, генерирующих денежные средства, и индивидуальных активов определялись на основании наибольшей из двух величин: стоимости от использования и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. При проведении данных расчетов применяются оценки и допущения, включая будущие цены на нефть, прогнозируемые объемы добычи и маржу переработки, с учетом местных условий и обстоятельств. Существует обоснованная возможность того, что эти допущения могут измениться, в результате чего потребуются существенная корректировка балансовой стоимости активов Группы.

Консолидация. Компания применила значительное суждение о том, что указанные далее значительные дочерние предприятия контролируются Группой, несмотря на то, что Группе принадлежит менее половины прав голоса в данных дочерних предприятиях.

Компания считает, что Группа контролирует некоторые предприятия несмотря на то, что ей принадлежит менее 50% прав голоса. Компания пришла к такому выводу на основе следующих факторов: влияние на объект инвестиций, наличие прав, связанных с переменным доходом от участия в объекте инвестиций, а также полномочий оказывать влияние на переменный доход объекта инвестиций.

Дополнительная информация раскрывается в Примечании 25.

Примечание 5: Применение новых или измененных стандартов и интерпретаций

Следующие новые стандарты и интерпретации вступили в силу с 1 января 2013 г.:

Изменения к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» (выпущены в июне 2011 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 июля 2012 г. или после этой даты) вносят изменения в раскрытие статей, представленных в прочем совокупном доходе. Эти изменения требуют от компаний разделять статьи, представленные в составе прочего совокупного дохода, на две группы по принципу возможности их потенциального переноса в будущем в состав прибыли или убытка.

Предложенное название отчета, используемое в МСФО (IAS) 1, изменено на «отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе».

Другие вступившие в силу новые стандарты и интерпретации, которые перечислены ниже, не оказали существенного влияния консолидированную финансовую отчетность:

- МСФО (IFRS) 13 «Оценка по справедливой стоимости» (выпущен в мае 2011 г. и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты), направленный на улучшение сопоставимости и упрощение раскрываемой информации о справедливой стоимости, так как требует применения единого для МСФО пересмотренного определения справедливой стоимости, требований по раскрытию информации и источников оценки справедливой стоимости.
- Изменения к МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам» (выпущены в июне 2011 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты), направленные на пересмотр подхода к признанию и оценке пенсионных расходов в рамках планов с установленными выплатами и выходных пособий, а также к раскрытию информации о всех вознаграждениях работникам.
- «Раскрытие информации - взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств» - изменения к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» (выпущены в декабре 2011 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты), требующие раскрытия информации, которая позволит пользователям лучше оценить эффект соглашений о взаимозачете включая права на зачет.
- Усовершенствование Международных стандартов финансовой отчетности (выпущено в мае 2012 г. и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2013 г.) - МСФО (IAS) 16 «Основные средства» было дополнено разъяснением, что такие объекты, как запасные части, резервное оборудование и вспомогательное оборудование, которые используются в течение более одного периода, признаются в отчетности в составе основных средств, а не в составе материалов.

Опубликован ряд новых стандартов и интерпретаций, которые являются обязательными для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или после этой даты, и которые Группа не приняла досрочно:

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты: классификация и оценка». Основные отличия стандарта, выпущенного в ноябре 2009 г., с изменениями, внесенными в октябре 2010 г., в декабре 2011 г. и в ноябре 2013 г., заключаются в следующем:

- Финансовые активы должны классифицироваться по двум категориям оценки: оцениваемые впоследствии по справедливой стоимости и оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости. Выбор метода оценки должен быть сделан при первоначальном признании. Классификация зависит от бизнес-модели управления финансовыми инструментами предприятия и от характеристик предусмотренных договором потоков денежных средств по инструменту.
- Инструмент впоследствии оценивается по амортизированной стоимости только в том случае, когда он является долговым инструментом, а также (i) бизнес-модель предприятия ориентирована на удержание данного актива для целей получения контрактных денежных потоков, и одновременно (ii) контрактные денежные потоки по данному активу представляют собой только выплаты основной суммы и процентов (то есть финансовый инструмент имеет только «базовые характеристики кредита»). Все остальные долговые инструменты должны оцениваться по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка.

Примечание 5: Применение новых или измененных стандартов и интерпретаций (продолжение)

- Все долевыми инструментами должны впоследствии оцениваться по справедливой стоимости. Долевые инструменты, предназначенные для торговли, будут оцениваться по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка. Для остальных инвестиций в долевыми инструментами при первоначальном признании может быть принято не подлежащее изменению решение об отражении нереализованной и реализованной прибыли или убытка от переоценки по справедливой стоимости в составе прочего совокупного дохода, а не в составе прибылей или убытков. Доходы и расходы от переоценки не переносятся на счета прибылей или убытков. Это решение может приниматься индивидуально для каждого финансового инструмента. Дивиденды должны отражаться в составе прибылей или убытков, так как они представляют собой доходность инвестиций.
- Большинство требований МСФО (IAS) 39 в отношении классификации и оценки финансовых обязательств были перенесены в МСФО (IFRS) 9 без изменений. Основным отличием является требование к предприятию раскрывать эффект изменений собственного кредитного риска по финансовым обязательствам, отнесенным к категории отражаемых по справедливой стоимости в составе прибылей и убытков, в составе прочего совокупного дохода.
- Требования учета хеджирования были скорректированы для установления более тесной связи учета с управлением рисками. Стандарт предоставляет предприятиям возможность выбора между учетной политикой с применением требований учета хеджирования, содержащихся в МСФО (IFRS) 9, и продолжением применения МСФО (IAS) 39 ко всем хеджам, так как в настоящий момент стандарт не предусматривает учета для случаев макрохеджирования.

Поправки, внесенные в МСФО (IFRS) 9 в ноябре 2013 г., исключили дату его обязательного вступления в силу, что делает применение стандарта добровольным. В настоящее время Группа анализирует последствия применения стандарта, его влияние на Группу и время его принятия Группой.

Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств – Поправки к МСФО (IAS) 32 (выпущены в декабре 2011 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или после этой даты). Данное изменение вводит руководство по применению МСФО (IAS) 32 с целью устранения противоречий, выявленных при применении некоторых критериев взаимозачета. Это включает разъяснение значения выражения «в настоящее время имеет законодательно установленное право на зачет» и того, что некоторые системы с расчетом на нетто-основе могут считаться эквивалентными системам с расчетом на валовой основе. В настоящее время Группа анализирует последствия применения стандарта, его влияние на Группу и время его принятия Группой.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 21 – «Сборы» (выпущено 20 мая 2013 г. и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г.). Данное разъяснение объясняет порядок учета обязательств по выплате сборов, кроме налога на прибыль. Обязывающее событие, в результате которого появляется обязательство, представляет собой событие, которое определяется законодательством как приводящее к обязательству по уплате сбора. Тот факт, что предприятие в силу экономических причин будет продолжать деятельность в будущем периоде или что предприятие готовит финансовую отчетность на основании принципа непрерывности деятельности предприятия, не приводит к возникновению обязательства. Для целей промежуточной и годовой финансовой отчетности применяются одни и те же принципы признания. Применение разъяснения к обязательствам, возникающим в связи с программами торговли квотами на выбросы, не является обязательным. В настоящее время Группа проводит оценку того, как данное изменение повлияет на консолидированную финансовую отчетность.

Поправки к МСФО (IAS) 36 – «Раскрытие информации о возмещаемой сумме для нефинансовых активов» (выпущены в мае 2013 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г.; досрочное применение разрешается в случае, если МСФО (IFRS) 13 применяется в отношении того же учетного и сравнительного периода). Данные поправки отменяют требование о раскрытии информации о возмещаемой стоимости, если единица, генерирующая денежные средства, включает гудвил или нематериальные активы с неопределенным сроком полезного использования, и при этом отсутствует обесценение. В настоящее время Группа изучает воздействие данных изменений на раскрытия в консолидированной финансовой отчетности.

Поправки к МСФО (IAS) 19 – «Пенсионные планы с установленными выплатами: взносы работников» (выпущены в ноябре 2013 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 июля 2014 г.). Поправка разрешает предприятиям признавать взносы работников как уменьшение стоимости услуг в том периоде, когда работником были оказаны соответствующие услуги, вместо отнесения взносов на весь период его службы, если сумма взносов работника не зависит от количества лет его трудового стажа. В настоящее время Группа проводит оценку того, как данное изменение повлияет на консолидированную финансовую отчетность.

Примечание 5: Применение новых или измененных стандартов и интерпретаций (продолжение)

Ежегодные усовершенствования МСФО, 2012 г. (выпущены в декабре 2013 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 июля 2014 г. или после этой даты).

Усовершенствования представляют собой изменения в стандартах:

- В МСФО (IFRS) 2 были внесены поправки для уточнения определения термина «условия перехода» и введены отдельные определения для «условий достижения результатов деятельности» и «условий срока службы».
- В МСФО (IFRS) 3 были внесены поправки, разъясняющие, что (1) обязательство по выплате условного возмещения, отвечающее определению финансового инструмента, классифицируется как финансовое обязательство или капитал на основании определений МСФО (IAS) 32 и (2) любое условное возмещение, не являющееся капиталом, как финансовое, так и нефинансовое, оценивается по справедливой стоимости на каждую отчетную дату, а изменения справедливой стоимости отражаются в прибыли или убытке.
- В МСФО (IFRS) 8 внесена поправка, требующая (1) раскрытия информации относительно профессиональных суждений руководства, вынесенных при агрегировании операционных сегментов, включая описание сегментов, которые были агрегированы, и экономических показателей, которые были оценены, при установлении того факта, что агрегируемые сегменты обладают схожими экономическими особенностями, и (2) выполнения сверки активов сегмента и активов предприятия, если активы сегмента раскрываются в отчетности.
- Поправка, внесенная в основу для выводов в МСФО (IFRS) 13, разъясняет, что удаление некоторых абзацев в МСФО (IAS) 39 после публикации МСФО (IFRS) 13 не предполагало отмену возможности оценивать краткосрочную дебиторскую и кредиторскую задолженность по сумме, указанной в счете, в тех случаях, когда влияние дисконтирования не является существенным.
- В МСФО (IAS) 24 была внесена поправка, в соответствии с которой связанной стороной считается также предприятие, оказывающее услуги по предоставлению ключевого управленческого персонала отчитывающемуся предприятию или материнскому предприятию отчитывающегося предприятия («управляющее предприятие»), и которая требует раскрывать суммы, начисленные отчитывающемуся предприятию управляющим предприятием за оказанные услуги.

В настоящее время Группа проводит оценку того, как данные изменения повлияют на консолидированную финансовую отчетность.

Ежегодные усовершенствования Международных стандартов финансовой отчетности, 2013 г. (выпущены в декабре 2013 г. и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 июля 2014 г. или после этой даты). Усовершенствования представляют собой изменения в стандартах:

- В МСФО (IFRS) 3 внесена поправка, разъясняющая, что стандарт не применяется к учету образования любой совместной деятельности в соответствии с МСФО (IFRS) 11. Она также разъясняет, что исключение из сферы применения стандарта действует только для финансовой отчетности самой совместной деятельности.
- Поправка к МСФО (IFRS) 13 разъясняет, что исключение, касающееся портфеля в МСФО (IFRS) 13, которое позволяет предприятию оценивать справедливую стоимость группы финансовых активов и финансовых обязательств на нетто-основе, применяется ко всем договорам (включая договоры о купле-продаже нефинансовых статей) в рамках сферы применения МСФО (IAS) 39 или МСФО (IFRS) 9.
- В МСФО (IAS) 40 внесена поправка, разъясняющая, что стандарты МСФО (IAS) 40 и МСФО (IFRS) 3 не являются взаимоисключающими. Руководство в МСФО (IAS) 40 помогает составителям отчетности проводить различие между инвестиционным имуществом и недвижимостью, занимаемой владельцем. Составителям отчетности также необходимо изучить руководство в МСФО (IFRS) 3 для того, чтобы определить, является ли приобретение инвестиционного имущества объединением бизнеса.

В настоящее время Группа проводит оценку того, как данное изменение повлияет на консолидированную финансовую отчетность. Если выше не указано иное, ожидается, что данные новые стандарты и разъяснения существенно не повлияют на консолидированную финансовую отчетность Группы.

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах российских рублей)

Примечание 6: Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включали следующее:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Денежные средства в кассе и на банковских счетах	8 012	7 814
Срочные депозиты с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев	21 523	5 269
Итого денежные средства и их эквиваленты	29 535	13 083

На 31 декабря 2013 г. основная сумма денежных средств и их эквивалентов находилась в ОАО «Банк ЗЕНИТ» и его дочерних предприятиях, в ОАО АКБ «Ак Барс Банк», ЗАО «Кредит Европа Банк» и ОАО «Сбербанк России». На 31 декабря 2012 г. основная сумма денежных средств и их эквивалентов находилась в ОАО «Банк ЗЕНИТ» и его дочерних предприятиях. Банковские депозиты представляют собой депозиты с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев. Справедливая стоимость денег и срочных депозитов приближается к балансовой стоимости.

Анализ кредитного качества остатков денежных средств и их эквивалентов представлено в таблице ниже:

	На 31 декабря 2013		На 31 декабря 2012	
	Денежные средства в кассе и на банковских счетах	Срочные депозиты	Денежные средства в кассе и на банковских счетах	Срочные депозиты
Рейтинг инвестиционного уровня	1 056	4 825	496	2 862
Рейтинг не инвестиционного уровня	5 026	15 537	4 470	2 039
Внешний кредитный рейтинг отсутствует	1 930	1 161	2 848	368
Итого	8 012	21 523	7 814	5 269

Рейтинг инвестиционного уровня соответствует классификации в диапазоне от Ааа до Вaa3 агентства Moody's, от AAA до BBB агентства Fitch и классификации в диапазоне от AAA до BBB агентства Standard&Poor's.

Примечание 7: Дебиторская задолженность

Состав краткосрочной и долгосрочной дебиторской задолженности представлен в таблице ниже:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Краткосрочная дебиторская задолженность:		
Торговая дебиторская задолженность	60 395	60 940
Прочая финансовая дебиторская задолженность	4 259	3 813
За вычетом резерва под обесценение	(12 556)	(11 200)
Итого краткосрочная дебиторская задолженность	52 098	53 553
Долгосрочная дебиторская задолженность		
Торговая дебиторская задолженность	251	757
Прочая финансовая дебиторская задолженность	835	777
За вычетом резерва под обесценение	(70)	(4)
Итого долгосрочная дебиторская задолженность	1 016	1 530
Итого финансовые активы в составе торговой и прочей дебиторской задолженности	53 114	55 083

Под дебиторскую задолженность от ЧМПКП «Авто» в полном объеме был создан резерв, связанный с реализацией нефти на Украину (Кременчугский нефтеперерабатывающий завод), согласно политике Группы по созданию резерва под обесценение в размере 334 млн. долларов США на 31 декабря 2013 и 2012 гг. (см. Примечание 24).

ТАТНЕФТЬ
Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в миллионах российских рублей)

Примечание 7: Дебиторская задолженность (продолжение)

Справедливая стоимость краткосрочной и долгосрочной дебиторской задолженности приблизительно равна ее балансовой стоимости.

Ниже приводится анализ дебиторской задолженности по кредитному качеству:

	На 31 декабря 2013		На 31 декабря 2012	
	Торговая дебиторская задолженность	Прочая финансовая дебиторская задолженность	Торговая дебиторская задолженность	Прочая финансовая дебиторская задолженность
Непросроченная и не обесцененная дебиторская задолженность	46 686	4 484	50 582	3 714
<i>Просроченная, но не обесцененная дебиторская задолженность</i>				
- с задержкой платежа менее 90 дней	1 652	19	296	158
- с задержкой платежа от 91 до 180 дней	200	26	156	106
- с задержкой платежа более 180 дней	-	47	13	58
Итого просроченная, но не обесцененная дебиторская задолженность	1 852	92	465	322
<i>В индивидуальном порядке определенная как обесцененная (валовая сумма)</i>				
- с задержкой платежа менее 90 дней	-	-	-	-
- с задержкой платежа от 91 до 180 дней	-	-	-	-
- с задержкой платежа более 180 дней	12 110	517	10 637	567
Итого дебиторская задолженность, в индивидуальном порядке определенная как обесцененная	12 110	517	10 637	567
За вычетом резерва под обесценение	(12 110)	(517)	(10 637)	(567)
Итого	48 538	4 576	51 047	4 036

Движение по резерву под обесценение торговой и прочей дебиторской задолженности представлено в таблице ниже:

	2013		2012	
	Торговая дебиторская задолжен- ность	Прочая финансовая дебиторская задолжен- ность	Торговая дебиторская задолжен- ность	Прочая финансовая дебиторская задолжен- ность
Резерв под обесценение на 1 января	(10 637)	(567)	(10 998)	(161)
Отчисления в резерв под обесценение в течение года	(850)	(13)	(358)	(431)
Суммы, списанные в течение года как безнадежная задолженность	-	-	109	25
(Убыток)/прибыль по курсовым разницам	(788)	-	610	-
Изменения в структуре Группы	165	63	-	-
Резерв под обесценение на 31 декабря	(12 110)	(517)	(10 637)	(567)

Примечание 8: Краткосрочные финансовые активы

Краткосрочные финансовые активы включают следующее:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Займы и дебиторская задолженность:		
Векселя к получению	2 178	2 564
Прочие займы (за вычетом резерва под обесценение в размере 18 млн. рублей и 24 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг.)	2 026	1 752
Депозитные сертификаты	8 973	4 251
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка		
Предназначенные для торговли	3 516	6 364
Итого краткосрочные финансовые активы	16 693	14 931

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., Группа разместила в депозитные сертификаты 13 024 млн. рублей, а также получила 8 302 млн. рублей от погашения депозитных сертификатов.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., Группа разместила в депозитные сертификаты 21 542 млн. рублей, а также получила 29 738 млн. рублей от погашения депозитных сертификатов.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., Группа приобрела векселя и выдала займы на сумму 2 569 млн. рублей, а также получила денежные средства от погашения векселей и займов на сумму 5 213 млн. рублей.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., Группа приобрела векселя и выдала займы на сумму 1 878 млн. рублей, а также получила денежные средства от погашения векселей и займов на сумму 2 954 млн. рублей.

Справедливая стоимость займов и дебиторской задолженности приблизительно равна балансовой стоимости.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка, включают следующее:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Предназначенные для торговли:		
Облигации и другие государственные долговые ценные бумаги Российской Федерации	18	185
Корпоративные долговые ценные бумаги	1 762	2 315
Долевые ценные бумаги	1 736	3 864
Итого финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка	3 516	6 364

Информация о торговых ценных бумагах, выпущенных связанными сторонами, раскрыта в Примечании 23.

Примечание 9: Товарно-материальные запасы

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Сырье и материалы	11 354	12 152
Сырая нефть	5 657	5 332
Нефтепродукты	6 495	6 291
Продукция нефтехимии и прочая готовая продукция	6 032	4 815
Итого товарно-материальные запасы	29 538	28 590

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах российских рублей)

Примечание 10: Предоплата и прочие краткосрочные активы

Предоплата и прочие краткосрочные активы включают:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Предоплата по экспортным пошлинам	8 311	11 729
НДС к возмещению	5 728	7 536
Авансы выданные	5 626	5 613
Предоплата по транспортным расходам	668	551
Прочее	2 884	3 377
Предоплата и прочие краткосрочные активы	23 217	28 806

Примечание 11: Долгосрочные финансовые активы

Долгосрочные финансовые активы включают следующее:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Займы и дебиторская задолженность:		
Векселя к получению (за вычетом резерва под обесценение в размере 318 млн. рублей по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг.)	1 019	1 909
Займы, выданные работникам	2 493	2 305
Прочие займы	3 197	2 749
Депозитные сертификаты	14 445	14 133
Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи	4 660	4 686
Итого долгосрочные финансовые активы	25 814	25 782

Справедливая стоимость долгосрочных финансовых активов оценивается путем дисконтирования будущих потоков денежных средств по договорам исходя из рыночной ставки процента, доступной для Группы на конец года.

Балансовая и справедливая стоимости долгосрочных финансовых активов представлена следующим образом:

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Векселя к получению	1 019	1 909	1 122	2 100
Займы, выданные работникам	2 493	2 305	2 493	2 305
Прочие займы	3 197	2 749	3 156	2 713
Депозитные сертификаты	14 445	14 133	15 163	14 835
Итого долгосрочные финансовые активы	21 154	21 096	21 934	21 953

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., Группа разместила в депозитные сертификаты 312 млн. рублей.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., Группа разместила в депозитные сертификаты 6 642 млн. рублей.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., Группа приобрела векселя и выдала займы на сумму 2 582 млн. рублей, а также получила денежные средства от погашения векселей и займов на сумму 1 395 млн. рублей.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., Группа приобрела векселя и выдала займы на сумму 2 077 млн. рублей, а также получила денежные средства от погашения векселей и займов на сумму 499 млн. рублей.

Примечание 12: Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия представлены следующим образом:

Наименование объекта инвестиций	Доля владения в процентах по состоянию на		Остаточная стоимость по состоянию на		Доля Группы в прибыли/ (убытках) за	
	31 декабря		31 декабря		прибыли/ (убытках) за	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
<i>Ассоциированные компании и совместные предприятия:</i>						
ОАО «Банк ЗЕНИТ»	25	25	6 984	6 455	555	653
Прочие	20-75	20-50	794	256	(205)	86
Итого			7 778	6 711	350	739

Предприятия осуществляют свою основную деятельность по месту их юридической регистрации.

Основные ассоциированные компании и совместные предприятия осуществляют свою основную деятельность в Российской Федерации.

В таблице ниже представлены изменения балансовой стоимости инвестиций Группы в ассоциированные компании и совместные предприятия:

	2013	2012
Остаточная стоимость на 1 января	6 711	7 419
Доля в прибыли ассоциированных компаний и совместных предприятий	350	739
Доля в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий	350	739
Доля в прочем совокупном доходе ассоциированных компаний и совместных предприятий	(21)	106
Дивиденды, полученные от ассоциированных компаний и совместных предприятий	-	(15)
Реклассификация с потерей контроля/Выбытие ассоциированных компаний (реклассификация с получением контроля)	801	(1 660)
Прочее	(63)	122
Остаточная стоимость на 31 января	7 778	6 711

Сокращенная финансовая информация по долевым вложениям Группы представлена следующим образом:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013		За год, закончившийся 31 декабря 2012	
	ОАО «Банк ЗЕНИТ»	Прочие	ОАО «Банк ЗЕНИТ»	Прочие
Выручка/доходы по процентам	23 425	3 107	20 738	3 412
Чистая прибыль	2 258	(473)	2 659	(208)
Итого активы	299 856	7 736	260 902	3 028
Итого обязательства	270 685	7 060	233 918	966

ТАТНЕФТЬ
Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в миллионах российских рублей)

Примечание 13: Основные средства

	Прим.	Нефтега- зовые активы	Здания и сооружения	Машины и оборудова- ние	Незавершен ное строи- тельство	Итого
Первоначальная стоимость						
На 31 декабря 2011		311 999	134 582	95 842	82 970	625 393
Поступление		51	315	386	56 396	57 148
Выбытие		(2 143)	(829)	(2 776)	(2 742)	(8 490)
Изменения в структуре группы		-	1 176	1 949	-	3 125
Перевод между категориями в составе основных средств		18 717	12 926	12 815	(44 458)	-
Изменения в обязательствах по выводу активов из эксплуатации		(5 995)	-	-	-	(5 995)
На 31 декабря 2012		322 629	148 170	108 216	92 166	671 181
Износ, истощение и амортизация						
На 31 декабря 2011		146 013	16 089	45 418	-	207 520
Амортизационные отчисления		7 763	4 640	5 367	-	17 770
Выбытие		(2 053)	(252)	(707)	-	(3 012)
На 31 декабря 2012		151 723	20 477	50 078	-	222 278
Остаточная стоимость						
На 31 декабря 2011		165 986	118 493	50 424	82 970	417 873
На 31 декабря 2012		170 906	127 693	58 138	92 166	448 903
Первоначальная стоимость						
На 31 декабря 2012		322 629	148 170	108 216	92 166	671 181
Поступление		163	1	1	59 730	59 895
Выбытие		(1 990)	(596)	(1 078)	(1 835)	(5 499)
Изменения в структуре группы		-	(1 574)	(2 193)	(241)	(4 008)
Перевод между категориями в составе основных средств		21 674	7 769	13 568	(43 011)	-
Изменения в обязательствах по выводу активов из эксплуатации		(1 751)	-	-	-	(1 751)
На 31 декабря 2013		340 725	153 770	118 514	106 809	719 818
Износ, истощение и амортизация						
На 31 декабря 2012		151 723	20 477	50 078	-	222 278
Амортизационные отчисления		8 437	3 898	7 164	-	19 499
Выбытие		(1 633)	(355)	(1 045)	-	(3 033)
Изменения в структуре группы		-	(361)	(448)	-	(809)
На 31 декабря 2013		158 527	23 659	55 749	-	237 935
Остаточная стоимость						
На 31 декабря 2012		170 906	127 693	58 138	92 166	448 903
На 31 декабря 2013		182 198	130 111	62 765	106 809	481 883

Примечание 13: Основные средства (продолжение)

За годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. Группа отразила капитализированные расходы по заемным средствам в размере 1 248 млн. рублей и 606 млн. рублей, соответственно, как прирост основных средств. При этом норма капитализации составила 3,5% и 3,5% в 2013 и 2012 гг., 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 2014 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 «продлевается» 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 «продлевается». 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. 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 выполнить.

Руководство планирует продлить лицензии, которые еще не были продлены. Текущий производственный план Группы основан на предположении о том, что Группа сможет продлить все существующие лицензии, при этом руководство рассматривает данное предположение как не вызывающее сомнений,

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 и после окончания действующих лицензий на добычу вплоть до истечения экономически рентабельного срока эксплуатации месторождений. «Достаточная степень вероятности извлечения в будущем» – это применимый стандарт для определения доказанных запасов в соответствии с Правилom 4-10 Положения S-X, выпущенного КЦББ США.

Активы по разведке и оценке, включенные в состав нефтегазовых активов описанных выше, по остаточной стоимости:

На 31 декабря 2013	12 230
Поступление	1 363
Реклассификация в активы на стадии разработки	(351)
Списание на расходы	(67)
На 31 декабря 2012	11 285
Поступление	1 764
Реклассификация в активы на стадии разработки	(1 108)
На 1 января 2012	10 629

За годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., денежные средства, использованные на операционную и инвестиционную деятельность, связанную с разведкой и оценкой, составили 1 839 млн. рублей и 1 363 млн. рублей и 1 740 млн. рублей и 1 764 млн. рублей соответственно.

Примечание 13: Основные средства (продолжение)

Объекты социальной сферы. В течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2013 и 2012 гг., Группа передала местным администрациям городов и районов объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 23 млн. рублей и 4 млн. рублей, соответственно. На 31 декабря 2013 и 2012 гг. на балансе Группы находились объекты социальной сферы с остаточной стоимостью 5 276 млн. рублей и 3 700 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 эта часть будет незначительной. Кроме того, в течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2013 и 2012 гг., Группа понесла расходы, связанные с содержанием социальной инфраструктуры, в размере 4 805 млн. рублей и 4 027 млн. рублей, соответственно, включая содержание школ, жилищного фонда и объектов культуры.

Резервы по выводу активов из эксплуатации.

В таблице ниже представлены резервы и затраты Группы по выводу активов из эксплуатации:

	2013	2012
Остаток на начало периода	52 450	55 098
Амортизация дисконта	4 503	4 790
Новые обязательства	350	439
Расходы по текущим обязательствам	(166)	(1 443)
Изменения в бухгалтерских оценках	(2 100)	(6 434)
Остаток на конец периода	55 037	52 450
За вычетом текущей части резервов по выводу активов из эксплуатации (Примечание 16)	(526)	(1 361)
Долгосрочный остаток на конец периода	54 511	51 089

При оценке резервов по выводу активов из эксплуатации применялись следующие основные допущения:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Ставка дисконтирования	7,99%	7,88%
Темп инфляции	4,70%	4,83%

Примечание 14: Прочие долгосрочные активы

Прочие долгосрочные активы представлены ниже:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Предоплаченное программное обеспечение	2 347	2 544
Предоплаченные лицензионные соглашения	124	379
Прочие долгосрочные активы	1 080	1 793
Итого прочие долгосрочные активы	3 551	4 716

Примечание 15: Задолженность по кредитам и займам

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Краткосрочные кредиты и займы		
Кредиты и займы в иностранной валюте		
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	31 595	18 259
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	-	2 328
Кредиты и займы в рублях		
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	36	5 002
Прочие кредиты и займы в рублях	4 930	6 507
Итого краткосрочные кредиты и займы	36 561	32 096
Долгосрочные кредиты и займы		
Кредиты и займы в иностранной валюте		
Кредитное соглашение 2010 г. на 2,0 млрд. долларов США	14 771	27 619
Кредитное соглашение 2009 г. на 1,5 млрд. долларов США	2 328	4 551
Кредитное соглашение 2011 г. на 550 млн. долларов США	17 961	16 582
Кредитное соглашение 2011 г. на 75 млн. долларов США	1 529	1 562
Кредитное соглашение 2011 г. на 144,5 млн. долларов США	2 762	2 165
Кредитное соглашение 2013 г. на 55 млн. ЕВРО	2 018	-
Прочие кредиты и займы в иностранной валюте	2 122	3 167
Кредиты и займы в рублях		
Облигации	-	4 941
Прочие кредиты и займы в рублях	925	665
Итого долгосрочные кредиты и займы	44 416	61 252
За вычетом текущей части долгосрочных кредитов и займов	(31 631)	(23 261)
Итого долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей части	12 785	37 991

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

Долгосрочные кредиты и займы имеют следующие сроки погашения (на основе дисконтированных потоков денежных средств по договорам):

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Подлежит погашению:		
От одного года до двух лет	5 535	27 728
От двух до пяти лет	3 554	7 486
Свыше 5 лет	3 696	2 777
Итого долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей части	12 785	37 991

Группа не применяет учет хеджирования и не имеет никакой программы хеджирования в отношении обязательств в иностранной валюте или рисков изменения процентных ставок.

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 35 млн. долларов США. В декабре 2011 г. вместо данного соглашения и на тех же условиях было заключено новое кредитное соглашение на общую сумму 70 млн. долларов США. Ежемесячно возобновляемая кредитная линия была открыта под процентную ставку в размере одномесечной ставки ЛИБОР плюс 1,8% годовых и обеспечена поставками нефти.

Краткосрочные кредиты и займы в рублях. Краткосрочная задолженность по кредитам и займам в рублях, в основном, представляла собой кредиты, предоставленные Группе российскими банками. На краткосрочные рублевые кредиты в размере 4 930 млн. рублей и 6 507 млн. рублей в соответствии с договорами начислялся процент по ставке от 1,1% до 9,25% на 31 декабря 2013 и 2012 гг.

Примечание 15: Задолженность по кредитам и займам (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», Банк Москвы и Nordea Bank обеспеченное кредитное соглашение на два транша (3 года и 5 лет), на общую сумму до 1,5 млрд. долларов США. Данное кредитное соглашение обеспечено контрактными правами и дебиторской задолженностью по экспортному договору между ОАО «Татнефть» и Tavit B.V., по которому ОАО «Татнефть» поставляет не менее 360 000 метрических тонн нефти за календарный квартал. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные поддержанием минимального уровня консолидированной чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга. 3-летний транш был полностью погашен. Процентная ставка по пятилетнему траншу составила ЛИБОР плюс 4,10%.

В июне 2010 г. Компания заключила обеспеченное кредитное соглашение на три транша (3 года, 5 и 7 лет) 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, Citibank, N.A., Commerzbank Aktiengesellschaft, ING Bank N.V., Natixis SA, Nordea Bank, Royal Bank of Scotland N.V., Сбербанк, Société Générale, Sumitomo Mitsui Finance Dublin LTD, Unicredit Bank AG, Банк ВТБ и West LB AG. Данное кредитное соглашение обеспечено контрактными правами и дебиторской задолженностью по экспортному договору между ОАО «Татнефть» и Tatneft Europe AG, по которому ОАО «Татнефть» поставляет 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 чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга. Трехлетний транш был полностью погашен. Процентная ставка по пятилетнему траншу составила ЛИБОР плюс 3,40%, по семилетнему траншу – ЛИБОР плюс 5%.

В июне 2011 г. Компания подписала договор о привлечении необеспеченного кредита в размере 550 млн. долларов США с фиксированной ставкой в размере 3,50% годовых, с единовременным погашением через 3 года. Организаторами кредита 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 и West LB AG, London Branch. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные поддержанием минимального уровня консолидированной чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга.

В ноябре 2011 г. компания ТАНЕКО заключила кредитное соглашение на 75 млн. долларов США с погашением равными полугодовыми платежами в течение 10 лет. Организаторами кредита выступили Nordea Bank AB (Publ), Société Générale и Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. Процентная ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 1,1% годовых. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные поддержанием минимального уровня консолидированной чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга.

В ноябре 2011 г. компания ТАНЕКО заключила кредитное соглашение на 144,5 млн. долларов США с погашением равными полугодовыми платежами в течение 10 лет. Дата первого погашения – 15 мая 2014 г. Организаторами кредита выступили Société Générale, Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited и Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ LTD. Процентная ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 1,25% годовых. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные поддержанием минимального уровня консолидированной чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга.

В мае 2013 г. компания ТАНЕКО заключила кредитное соглашение на 55 млн. евро с погашением равными полугодовыми платежами в течение 10 лет. Организаторами кредита выступили Royal Bank of Scotland plc и Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. Процентная ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 1,5% годовых. По кредитному соглашению заемщик обязан соблюдать определенные финансовые требования, включающие, но не ограниченные поддержанием минимального уровня консолидированной чистой стоимости материальных активов и коэффициента покрытия долга.

Долгосрочные кредиты и займы в 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. Облигации полностью погашены в сентябре 2013 г.

Руководство считает, что за периоды, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. Группа была признана соответствующей всем требованиям согласно вышеуказанным договоренностям о предоставлении кредита.

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах российских рублей)

Примечание 15: Задолженность по кредитам и займам (продолжение)

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. Балансовая стоимость долгосрочных кредитов и займов представлена ниже:

	Балансовая стоимость	
	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Деноминированные в долларах США с фиксированной ставкой	20 083	20 350
Деноминированные в долларах США с плавающей ставкой	21 390	35 296
Деноминированные в ЕВРО с плавающей ставкой	2 018	-
Деноминированные в рублях с фиксированной ставкой	925	5 606
Итого кредиты и займы	44 416	61 252

Примечание 16: Кредиторская задолженность и начисленные обязательства

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Торговая кредиторская задолженность	14 260	16 715
Кредиторская задолженность по дивидендам	103	101
Прочая кредиторская задолженность	980	1 071
Итого финансовые обязательства в составе торговой и прочей кредиторской задолженности	15 343	17 887
Задолженность по заработной плате	4 109	4 093
Авансы, полученные от заказчиков	1 045	1 109
Текущая часть резервов по выводу активов из эксплуатации (Примечание 13)	526	1 361
Прочая кредиторская задолженность и прочие начисленные обязательства	7 421	6 569
Итого нефинансовые обязательства	13 101	13 132
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	28 444	31 019

Справедливая стоимость каждого класса финансовых обязательств, вошедших в краткосрочную торговую и прочую кредиторскую задолженность, по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. примерно равна их балансовой стоимости.

Примечание 17: Прочие долгосрочные обязательства

Прочие долгосрочные обязательства представлены ниже:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Пенсионные обязательства	3 768	3 622
Прочие долгосрочные обязательства	71	88
Итого прочие долгосрочные обязательства	3 839	3 710

Пенсионные обязательства.

Группа имеет различные программы пенсионного обеспечения, предлагаемые практически всем сотрудникам и членам руководства. Сумма взносов, частота их выплат и прочие условия данного плана регулируются «Положением об организации негосударственных пенсионных выплат для работников ОАО «Татнефть» (далее «Положение») и договорами, заключенными между Компанией или ее дочерними предприятиями, руководством и некоммерческой организацией «Национальный негосударственный пенсионный фонд». В соответствии с условиями этих договоров, Группа должна вносить определенные взносы от имени работников и гарантировать выплату минимальной премии при выходе работников на пенсию.

Примечание 17: Прочие долгосрочные обязательства (продолжение)

Размеры взносов и премий обычно зависят от занимаемой должности и стажа работы в Компании на момент достижения пенсионного возраста (60 лет для мужчин и 55 лет для женщин), а для руководства – от срока их найма.

В соответствии с условиями коллективного договора, заключаемого ежегодно между Компанией или ее дочерними предприятиями и их 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.

Основные использованные актуарные допущения (средневзвешенные показатели):

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Ставка дисконтирования	8,0%	7,2%
Коэффициент повышения уровня заработной платы	7,2%	6,2%
Актуарный тариф НПФ	3,0%	3,0%
Ставка обязательных страховых взносов	30,85%	30,20%

По оценкам руководства Группы возможные изменения наиболее важных актуарных допущений не будут иметь существенного влияния на консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, а также на обязательства, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении.

Суммы, отраженные в консолидированном отчете о финансовом положении, представлены ниже:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Обязательства по пенсионному плану с установленными выплатами	5 598	5 441
За вычетом справедливой стоимости активов плана	(1 830)	(1 819)
Обязательства по пенсионному плану с установленными выплатами нетто	3 768	3 622

Изменения в обязательствах по пенсионному плану с установленными выплатами:

	2013	2012
Обязательства по пенсионному плану с установленными выплатами на начало года	5 441	4 054
Влияние курсовых разниц	8	(7)
Стоимость услуг текущего периода	181	128
Расходы по процентам	392	342
Выплаченные пенсии	(487)	(399)
(Прибыль)/убыток от переоценки		
Актуарный убыток от изменения финансовых допущений	58	328
Актуарный убыток/(прибыль) от изменения демографических допущений	6	(6)
Актуарная (прибыль)/убыток – корректировки на основе опыта	(3)	744
Стоимость услуг прошлых периодов	-	47
Прибыль от секвестра/расчетов	-	(5)
Прочее	2	215
Обязательства по пенсионному плану с установленными выплатами на конец года	5 598	5 441

Суммы, отраженные в составе прибылей или убытков, представлены ниже:

	2013	2012
Стоимость услуг	181	175
Чистые расходы по процентам	261	227
(Прибыль)/убыток от переоценки		
Актуарный убыток от изменения финансовых допущений	17	-
Актуарный убыток от изменения демографических допущений	2	-
Актуарная прибыль – корректировки на основе опыта	(91)	-
Прочее	2	207
Итого в составе расходов на вознаграждения работникам	372	609

Примечание 17: Прочие долгосрочные обязательства (продолжение)

В составе прочего совокупного дохода учитываются:

	2013	2012
Убытки от переоценки		
Актuarный убыток от изменения финансовых допущений	224	252
Актuarный убыток/(прибыль) от изменения демографических допущений	4	(6)
Актuarный убыток – корректировки на основе опыта	88	744
Эффект от изменения курса валют	8	-
Итого в составе прочего совокупного дохода	324	990

Сверка входящей и исходящей справедливой стоимости активов пенсионного плана представлена ниже:

	2013	2012
Активы плана на начало года	1 819	1 531
Процентный доход	131	115
Вклады	230	220
Выплаченные пенсии	(167)	(131)
Актuarный (убыток)/прибыль	(183)	76
Прочее	-	8
Активы плана на конец года	1 830	1 819

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

Структура активов пенсионного плана:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Облигации российских предприятий и акции российских предприятий	51,74%	46,22%
Государственные облигации Российской Федерации и субъектов Российской Федерации	11,61%	19,01%
Банковские депозиты	33,12%	30,91%
Прочее	3,53%	3,86%
Итого активы пенсионного плана	100%	100%

По наилучшей оценке Группы, сумма взносов по пенсионному плану, уплата которых ожидается в течение следующего годового периода, равна 434 млн. рублей.

Примечание 18: Налоги

Расходы по налогу на прибыль включают следующие компоненты:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Текущий расход по налогу на прибыль	21 645	21 816
Расходы по отложенному налогу на прибыль	1 302	1 554
Расходы по налогу на прибыль за год	22 947	23 370

Примечание 18: Налоги (продолжение)

Ниже представлена сверка между расходом по налогу на прибыль по ставке 20% (за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.: по ставке 20%) и суммой налога, определяемой путем умножения прибыли до налога на прибыль на ставку налогообложения, предусмотренную законодательством:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Доход до налога на прибыль и вычета неконтролирующей доли участия	101 291	101 818
Теоретически рассчитанная сумма налога на прибыль по установленной законодательством ставке	20 258	20 364
Увеличение в результате:		
не подлежащих вычету расходов, нетто	2 689	3 006
Расход по налогу на прибыль	22 947	23 370

Группа не создавала резерв по дополнительному налогу на прибыль в размере 17 958 млн. рублей, начисляемому на нераспределенную прибыль определенных дочерних предприятий, поскольку эта прибыль была реинвестирована и будет реинвестироваться в будущем. В случае использования этих доходов в качестве дивидендов на них может быть начислен дополнительный налог в размере 1 161 млн. рублей.

Отложенный налог на прибыль отражает влияние временных разниц между балансовой стоимостью активов и обязательств в финансовой отчетности и этими же показателями, рассчитанными для налоговых целей. Активы (обязательства) по отложенному налогу относятся к следующим статьям:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Дебиторская задолженность	-	155
Перенос налоговых убытков на будущие периоды	3 824	3 924
Резерв по выводу активов из эксплуатации	11 007	10 490
Прочее	624	547
Активы по отложенному налогу на прибыль	15 455	15 116
Основные средства	(24 146)	(22 690)
Товарно-материальные запасы	(1 847)	(2 152)
Дебиторская задолженность	(152)	-
Долгосрочные финансовые вложения	(95)	(238)
Нераспределенная прибыль	(1 044)	(862)
Прочие обязательства	(1 921)	(1 575)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(29 205)	(27 517)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль, нетто	(13 750)	(12 401)

Отложенный налог на прибыль отражается в консолидированном отчете о финансовом положении следующим образом:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Активы по отложенному налогу на прибыль	2 049	2 633
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(15 799)	(15 034)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль, нетто	(13 750)	(12 401)

Активы по отложенному налогу на прибыль в отношении перенесенных на будущие периоды налоговых убытков и неиспользованных налоговых кредитов признаются в том случае, когда существует достаточная вероятность получения в будущем налогооблагаемой прибыли, в счет которой может быть зачтен неиспользованный налоговый убыток/кредит.

Примечание 18: Налоги (продолжение)

Перенос налогового убытка. По состоянию на 31 декабря 2013 г. Группа признала активы по отложенному налогу на прибыль в сумме 3 824 млн. рублей (3 924 млн. рублей на 31 декабря 2012 г.) в отношении неиспользованного перенесенного на будущие периоды налогового убытка в сумме 19 119 млн. рублей (19 620 млн. рублей на 31 декабря 2012 г.). Налоговый убыток может быть использован в течение 10 лет после возникновения, при этом существует ряд ограничений. При определении будущей налогооблагаемой прибыли и вероятной суммы налоговых льгот руководство применяет суждение, включая оценку возможности получения Группой достаточного размера будущей налогооблагаемой прибыли и определение прогнозируемого периода, в течение которого сумма накопленного убытка по отложенному налогу на прибыль может быть использована.

У Группы нет никаких непризнанных потенциальных активов по отложенному налогу на прибыль в отношении временных разниц, уменьшающих налогооблагаемую базу.

Группа облагается следующими налогами, помимо налога на прибыль:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Налог на добычу полезных ископаемых	105 302	102 813
Налог на имущество	4 518	2 248
Штрафы и пени по налогам	40	(214)
Прочее	1 476	1 446
Итого налоги, кроме налога на прибыль	111 336	106 293

Группа получает экономию по налогу на добычу полезных ископаемых в результате применения понижающих коэффициентов, характеризующих степень выработанности запасов. Группа получила экономию по налогу на добычу полезных ископаемых в размере примерно 24,4 млрд. рублей и 21,4 млрд. рублей за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., соответственно.

Налоговые обязательства по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг.:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Налог на добычу полезных ископаемых	9 485	8 457
НДС на реализованные товары	2 205	2 107
Прочее	5 016	2 670
Итого задолженность по налогам	16 706	13 234

Примечание 19: Акционерный капитал

Зарегистрированный акционерный капитал. По состоянию на 31 декабря 2013 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, оба класса акций имеют номинальную стоимость 1,00 рубль за одну акцию. Номинальная стоимость уставного капитала отличается от балансовой стоимости в связи с отражением результата гиперинфляции взносов, которые были произведены до 2003 г.

Золотая акция. На 31 декабря 2013 г. 33,59% уставного капитала (около 36% голосующих акций) 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 том числе 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. Правительство Татарстана также контролирует ряд поставщиков и подрядчиков Компании или оказывает на них существенное влияние (см. также Примечание 1).

Примечание 19: Акционерный капитал (продолжение)

Права, связанные с владением привилегированными акциями. Если на годовом собрании акционеров не принимается иного решения, привилегированные акции дают их 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 дивидендов, подлежащих выплате по привилегированным акциям;
- выпуск дополнительных акций, дающих их держателям большие права, чем права держателей привилегированных акций; и
- ликвидация или реорганизация Компании.

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 МСФО (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 бухгалтерской отчетности Компании, составленной по РПБУ, за периоды, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. прибыль текущего периода составляла 63 850 млн. рублей и 66 707 млн. рублей, соответственно.

Прибыль на акцию. Привилегированные акции не подлежат выкупу и квалифицируются как акции, участвующие в прибыли.

Базовая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию определяется путем деления суммы чистой прибыли или убытка, приходящихся на держателей обыкновенных и привилегированных акций, на средневзвешенное количество участвующих в распределении прибыли акций, находящихся в обращении в течение периода. Прибыль или убыток в отношении акционеров материнской компании корректируются на сумму дивидендов, объявленных за период для каждого класса акций. Оставшаяся сумма прибыли или убытка распределяется на обыкновенные и привилегированные акции в той мере, в которой каждый из инструментов участвовал бы в прибыли на акцию, если допустить распределение всей прибыли или убытка за отчетный период. Выкупленные собственные акции исключаются из расчетов.

Примечание 19: Акционерный капитал (продолжение)

Общая сумма прибыли или убытка, отнесенная на каждый класс акций, определяется путем деления дивидендов объявленных за период для каждого класса акций, и оставшейся распределенной суммы прибыли или убытка.

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Прибыль, причитающаяся акционерам Группы	70 832	73 473
Дивиденды на обыкновенные акции	(18 260)	(15 032)
Дивиденды на привилегированные акции	(1 268)	(1 044)
Прибыль для распределения среди держателей обыкновенных и привилегированные акции за вычетом дивидендов	51 304	57 397
Базовая и разводненная прибыль на акцию (рублей):		
Средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении, млн. штук:		
Обыкновенных	2 123	2 123
Привилегированных	148	148
Средневзвешенное количество обыкновенных и привилегированных акций, находящихся в обращении	2 271	2 271
Базовая и разводненная прибыль на акцию (рублей)		
Обыкновенных	31,19	32,35
Привилегированных	31,16	32,33

Неконтролирующая доля участия. Неконтролирующая доля участия скорректирована на сумму дивидендов, выплаченных дочерними компаниями Группы в размере 984 млн. рублей и 565 млн. рублей на 31 декабря 2013 и 2012 гг., соответственно.

Примечание 20: Расходы на вознаграждения работникам

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Заработная плата	32 479	28 635
Обязательные страховые взносы	9 045	8 142
Бонусные сертификаты на акции, предоставленные директорам и работникам	1 038	1 107
Расходы на пенсионное обеспечение – планы с установленными выплатами (Примечание 17)	372	609
Прочие расходы на вознаграждения работникам	2 655	2 257
Итого расходы на вознаграждение работникам	45 589	40 750

Вознаграждения работникам включены в состав операционных, коммерческих, общехозяйственных и административных расходов, расходов на содержание социальной инфраструктуры и передачу объектов социальной сферы, а также прочих расходов и отражены в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе.

Примечание 21: Доходы и расходы по процентам

Доходы по процентам состоят из следующих компонентов:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Доходы по процентам по займам и дебиторской задолженности	3 315	3 807
Амортизация дисконта долгосрочных финансовых активов	50	65
Итого доходы по процентам	3 365	3 872

Примечание 21: Доходы и расходы по процентам (продолжение)

Расходы по процентам состоят из следующих компонентов:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Банковские кредиты и займы	2 204	3 063
Деноминированные в рублях неконвертируемые облигации	261	362
Амортизация дисконта резерва по выводу активов из эксплуатации	4 494	4 159
Амортизация дисконта долгосрочных финансовых активов	590	-
Итого расходы по процентам	7 549	7 584
За вычетом капитализированных финансовых расходов	(625)	(606)
Итого финансовые расходы, признанные в прибыли или убытке	6 924	6 978

Примечание 22: Информация по сегментам

Операционные сегменты представляют собой компоненты, осуществляющие хозяйственную деятельность, при этом они могут генерировать выручку или могут быть связаны с расходами, операционные результаты таких сегментов регулярно анализируются Советом директоров и Правлением Компании, и для операционных сегментов имеется отдельная финансовая информация.

Сегменты, выручка, прибыль или активы которых составляют 10% или более от всех сегментов, представляются в отчетности отдельно.

Группа осуществляет деятельность в рамках трех основных операционных сегментов:

- 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.
- Сегмент переработки и реализации 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.
- Сегмент нефтехимии включает производство и реализацию шин, нефтехимического сырья, а также продуктов нефтепереработки, используемых при производстве шин.

Прочая реализация включает доходы от вспомогательных услуг, предоставленных специализированными подразделениями и дочерними предприятиями Группы, таких как реализация нефтепромыслового оборудования и оказание услуг по бурению другим компаниями в Татарстане, а также выручку от предоставления дополнительных услуг, связанных с нефтехимическим производством, реализации материалов, осуществления прочей деятельности, которая не является отдельным публикуемым сегментом.

Оценка Группой результатов деятельности своих производственных сегментов, включаемых в отчетность, и распределение ресурсов осуществляется на основании данных о доходности сегментов, определяемых как прибыль, до вычета налогов на прибыль и неконтролирующей доли участия и без учета доходов и расходов по процентам, доходов от финансовых вложений, учитываемых по методу долевого участия, прочих доходов (расходов), положительных/отрицательных курсовых разниц. Операции по реализации между сегментами осуществляются по ценам, приближенным к рыночным. Управление финансами (включая финансовые расходы и доходы) и налогом на прибыль Группы осуществляется на уровне Группы и не распределяется по операционным сегментам.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., выручка Группы в размере 88 807 млн. рублей или 20% и 51 424 млн. рублей или 11% от общей суммы выручки и доходов от операционной деятельности была получена от операций с двумя внешними покупателями, соответственно.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., выручка Группы в размере 93 877 млн. рублей или 21% и 55 960 млн. рублей или 13% от общей суммы выручки и доходов от операционной деятельности была получена от операций с двумя внешними покупателями, соответственно.

Указанная выручка включает выручку от реализации сырой нефти и нефтепродуктов и приходится на сегмент разведки и добычи, а также сегмент переработки и реализации нефти и нефтепродуктов.

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

ТАТНЕФТЬ
Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в миллионах российских рублей)

Примечание 22: Информация по сегментам (продолжение)

Выручка от реализации и прочее доходы от операционной деятельности по сегментам. В таблице ниже представлена выручка от реализации и прочие операционные доходы в разбивке по сегментам:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Разведка и добыча		
Собственная нефть, реализация на внутреннем рынке	57 262	61 748
Собственная нефть, реализация в СНГ	7 057	6 783
Собственная нефть, реализация в странах дальнего зарубежья	137 495	141 743
Прочее	4 300	3 952
Межсегментная реализация	90 628	77 189
Итого выручка от разведки и добычи нефти	296 742	291 415
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов		
<i>Реализация на внутреннем рынке</i>		
Покупная нефть для перепродажи	394	1 313
Нефтепродукты	98 623	73 637
Итого реализация на внутреннем рынке	99 017	74 950
<i>Реализация в СНГ</i>		
Покупная нефть для перепродажи	-	-
Нефтепродукты	7 176	28 114
Итого реализация в СНГ⁽¹⁾	7 176	28 114
<i>Реализация в страны дальнего зарубежья</i>		
Покупная нефть для перепродажи	14 999	17 578
Нефтепродукты	73 542	51 473
Итого реализация в страны дальнего зарубежья⁽²⁾	88 541	69 051
Прочее	3 496	4 058
Межсегментная реализация	3 487	3 547
Итого выручка от переработки нефти и реализации нефтепродуктов	201 717	179 720
Нефтехимия		
Шины – реализация на внутреннем рынке	24 395	27 910
Шины – реализация в СНГ	6 714	7 388
Шины – реализация в страны дальнего зарубежья	1 321	1 185
Продукты нефтехимии, нефтепереработки и прочее	2 359	2 412
Межсегментная реализация	846	880
Итого выручка от нефтехимии	35 635	39 775
Итого выручка от реализации по сегментам	534 094	510 910
Корпоративная и прочая реализация	15 850	14 804
Исключение межсегментных продаж	(94 961)	(81 615)
Итого выручка от реализации и прочие доходы от операционной деятельности	454 983	444 099

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

(2) – под реализацией нефти и нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья подразумевается реализация в основном нефтептрейдером Германии, Швейцарии, Нидерландов и Великобритании.

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**
(в миллионах российских рублей)**Примечание 22: Информация по сегментам (продолжение)****Доходность сегментов**

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Прибыль по сегментам		
Разведка и добыча	92 746	96 955
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	16 321	9 110
Нефтехимия	338	2 105
Прибыль по сегментам	109 405	108 170
Корпоративные и прочие	(4 996)	(6 495)
Прочие (расходы) /доходы	(3 118)	143
Прибыль до налога на прибыль	101 291	101 818

Активы сегментов

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Активы		
Разведка и добыча	281 384	271 998
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	259 879	233 994
Нефтехимия	29 830	29 912
Корпоративные и прочие	102 996	94 703
Итого активы	674 089	630 607

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. сегмент «Корпоративные и прочие активы» включал инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия в сумме 7 778 млн. рублей и 6 711 млн. рублей, соответственно.

Активы Группы находятся, а операции осуществляются преимущественно на территории Российской Федерации.

Износ, истощение и амортизация и поступление долгосрочных активов по сегментам

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Износ, истощение и амортизация		
Разведка и добыча	11 424	11 022
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	4 203	3 397
Нефтехимия	1 682	1 300
Корпоративные и прочие	2 014	2 051
Итого износ, истощение и амортизация	19 323	17 770
Поступления основных средств		
Разведка и добыча	25 696	19 689
Переработка и реализация нефти и нефтепродуктов	23 791	24 428
Нефтехимия	942	317
Корпоративные и прочие	7 715	6 719
Итого поступления основных средств	58 144	51 153

За годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., поступления основных средств по сегменту разведки и добычи скорректированы в сторону уменьшения на изменения в обязательствах по выводу активов из эксплуатации в размере 1 751 млн. рублей и 5 995 млн. рублей, соответственно.

Примечание 23: Операции со связанными сторонами

Стороны обычно считаются связанными, если они находятся под общим контролем, или одна из сторон имеет возможность контролировать другую сторону, или может оказывать значительное влияние на принимаемые ею решения по вопросам финансово-хозяйственной деятельности или осуществлять над ней совместный контроль. При рассмотрении взаимоотношений с каждой из возможных связанных сторон принимается во внимание экономическое содержание таких взаимоотношений, а не только их юридическая форма.

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

Ассоциированные компании, совместные предприятия и прочие связанные стороны

Суммы операций с ассоциированными компаниями и прочими связанными сторонами за каждый из отчетных периодов, а также суммы остатков по расчетам с ассоциированными компаниями и прочими связанными сторонами указаны в таблицах ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Выручка		
Реализация продуктов переработки	15	17
Прочая реализация	226	461
Затраты и расходы		
Покупка сырой нефти	124	4 687
Прочие услуги	629	1 194
Прочие закупки	1 105	1 567

За годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., Группа реализовала нефть на условиях комиссии, полученную от связанных сторон, в сумме 124 млн. рублей и 5 075 млн. рублей, соответственно.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., Группа совершила сделки со связанными сторонами на покупку оборудования, включенного в состав основных средств Группы, на сумму в 1 986 млн. рублей и 0 рублей, соответственно.

Сальдо расчетов со связанными сторонами Группы по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. включает следующие статьи:

	На 31 декабря 2013	На 31 декабря 2012
Активы		
Денежные средства и денежные эквиваленты	11 342	8 605
Дебиторская задолженность	332	222
Векселя к получению	2 164	1 973
Краткосрочные депозитные сертификаты	4 300	550
Торговые ценные бумаги	7	307
Займы выданные	310	8
Предоплата и прочие краткосрочные активы	107	83
Краткосрочная задолженность связанных сторон	18 562	11 748
Долгосрочная дебиторская задолженность	-	2
Долгосрочные депозитные сертификаты	14 341	14 132
Долгосрочные займы выданные	2 366	2 569
Долгосрочная задолженность связанных сторон	16 707	16 703
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	(162)	(503)
Краткосрочные кредиты и займы	(1 991)	(2 130)
Краткосрочная задолженность перед связанными сторонами	(2 153)	(2 633)
Долгосрочные кредиты и займы	(66)	(23)
Долгосрочная задолженность перед связанными сторонами	(66)	(23)

Примечание 23: Операции со связанными сторонами (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. Группа имела 3 879 млн. рублей и 4 542 млн. рублей соответственно займов выданных и векселей к получению от ОАО «Банк ЗЕНИТ» и его дочернего общества ОАО АБ «Девон-Кредит». Эти займы и векселя с процентными ставками от 2,9% до 8,5% подлежат погашению в период с 2014 по 2017 гг. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. Группа имела краткосрочные и долгосрочные депозитные сертификаты в ОАО «Банк ЗЕНИТ» и его дочернем обществе ОАО АБ «Девон-Кредит» на сумму 18 641 млн. рублей и 14 682 млн. рублей соответственно.

В марте 2009 г. Группа разместила долгосрочный депозит в ОАО «Банк Зенит» на сумму 2 140 млн. рублей на срок 10 лет под 10,85% годовых. В январе 2013 г. Группа разместила субординированный депозит в ОАО «Банк Зенит» на сумму 3 600 млн. рублей на срок 10 лет и под 9% годовых.

Российские правительственные учреждения и государственные организации

Суммы операций со связанными сторонами за каждый из отчетных периодов с правительственными учреждениями и государственными организациями на конец каждого отчетного периода указаны в таблицах ниже:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Реализация продуктов переработки	1 848	3 486
Прочая реализация	304	267
Покупка нефтепродуктов	8 771	8 349
Покупка электроэнергии	10 115	9 232
Покупка услуг по транспортировке	22 489	21 623
Прочие услуги	4 067	3 271
Прочие закупки	136	-

Вознаграждения ключевому руководящему персоналу

За годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., ключевым управленческим персоналом Группы было получено вознаграждение, включая пенсионные выплаты, в сумме 1 625 млн. рублей и 1 339 млн. рублей, соответственно.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 г., Компания распределила 10 138 230 Премий для поощрения высшего руководства и директоров, погашение которых ожидается по расчетной цене 102,4 рублей за Премию. Окончательный расчет по Премиям будет утвержден Правлением Компании в июле-сентябре 2014 г. В течение года, закончившегося 31 декабря 2012 г., Компания распределила 6 740 800 Премий для поощрения высшего руководства и директоров, которые были погашены по расчетной цене 168,19 рублей за Премию. Сумма соответствующих расходов на выплату вознаграждений, отраженная в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе как коммерческие, общехозяйственные и административные расходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., составила 1 038 млн. рублей и 1 107 млн. рублей, соответственно.

Примечание 24: Условные и договорные обязательства

Экономическая среда, в которой Группа осуществляет свою деятельность

Экономика Российской Федерации проявляет некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Налоговое, валютное и таможенное законодательство Российской Федерации иногда допускают возможность разных толкований и создают дополнительные трудности для компаний, осуществляющих свою деятельность в Российской Федерации.

Продолжающаяся неопределенность и волатильность на финансовых рынках, а также прочие риски могут оказать существенное негативное влияние на финансовый и корпоративный сектора Российской экономики. Руководство создавало резервы под обесценение с учетом экономической ситуации и перспектив на конец отчетного периода.

Будущее экономическое развитие Российской Федерации зависит от внешних факторов и мер внутреннего характера, предпринимаемых правительством для поддержания роста и внесения изменений в налоговую, юридическую и нормативную базу. Руководство полагает, что им предпринимаются все необходимые меры для поддержания устойчивого развития бизнеса Группы в современных условиях, сложившихся в бизнесе и экономике.

Примечание 24: Условные и договорные обязательства (продолжение)

Обязательства капитального характера. На 31 декабря 2013 и 2012 гг. Группа имела обязательства капитального характера приблизительно на сумму 23 180 млн. рублей и 16 823 млн. рублей соответственно. Данные обязательства связаны со строительством нефтеперерабатывающего комплекса ТАНЕКО. Обязательства подлежат исполнению в период с 2014 по 2016 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 компании ОАО «ТАНЕКО» профинансирован за счет денежных потоков Компании, а также за счет банковских кредитов (см. Примечание 15).

Руководство также считает, что Компания имеет возможность получать синдицированные кредиты либо другие средства, необходимые как для продолжения осуществления 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 соответствующего законодательства руководством Группы применительно к операциям и хозяйственной деятельности Группы может быть оспорена соответствующими регулирующими органами. Российские налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов, и существует вероятность того, что будут оспорены операции и мероприятия, которые ранее не оспаривались.

В настоящее время налоговыми органами проводятся проверки Компании и ее дочерних обществ за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2012 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 российское законодательство о трансфертном ценообразовании были внесены изменения, вступившие в силу с 1 января 2012 г. Новые правила являются более детальными и в большей степени соответствуют международным принципам, разработанным Организацией экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). Новое законодательство дает возможность налоговым органам доначислять налоги в отношении контролируемых сделок (сделок между взаимозависимыми лицами и некоторых видов сделок между независимыми лицами), если сделка осуществляется не на рыночных условиях.

Руководство Группы полагает, что применяемые цены соответствуют рыночному уровню, и оно внедрило процедуры внутреннего контроля для выполнения требований законодательства по трансфертному ценообразованию.

На данный момент еще не сложилась практика применения новых правил, последствия любых споров с налоговыми органами в отношении примененных цен не могут быть надежно оценены, однако они могут оказать существенное влияние на финансовые результаты и деятельность Группы.

Условные 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 и соответствующей корпоративной политики. Правовые нормы по охране окружающей среды и меры по их соблюдению находятся в процессе разработки государственными органами Российской Федерации, и Группа периодически проводит оценку своих обязательств, относящихся к выполнению данных норм.

В настоящее время не представляется возможным оценить с достаточной точностью сумму будущих обязательств, которые могут возникнуть в случае внесения изменений в природоохранное законодательство. Данные обязательства могут быть 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 положение Группы.

Условные факты и обязательства правового характера. Группа является стороной в судебных разбирательствах по ряду претензий и исков, возникающих в ходе обычной хозяйственной деятельности. В настоящее время исход этих событий, судебных процессов и прочих разбирательств 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.

Примечание 24: Условные и договорные обязательства (продолжение)

Обязательства в социальной сфере. Группа вносит значительный вклад в поддержание социальной инфраструктуры и обеспечение 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 по мере их возникновения.

Гарантии. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. Группа не имела обязательств по гарантиям.

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. Вместе с тем введение такой схемы имело бы существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы.

ЗАО «Укртатнафта». Группа владеет 49,6% в акционерном капитале AmRUZ Trading AG («AmRUZ») и 100% в акционерном капитале Seagroup International Inc. («Seagroup»). Основным видом деятельности этих компаний является владение пакетами акций в ЗАО «Укртатнафта», владельца Кременчугского НПЗ, в размере 8,34% и 9,96%, соответственно. 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 компании «Нафтогаз», который является владельцем 43% обыкновенных 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 в компанию «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 года руководство «Укртатнафта», назначенное акционерами компании, было насильно отстранено от исполнения своих обязанностей на основании сомнительного судебного решения. После этого вновь назначенное руководство ЗАО «Укртатнафта» осуществило ряд действий, направленных на получение контроля МТЭУ над акциями ЗАО «Укртатнафта», принадлежащими AmRUZ и Seagroup. Кроме того, впоследствии ЗАО «Укртатнафта» отказалось погасить свою задолженность перед «ЧМПКП Авто» (см. Примечание 7), 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».

Впоследствии украинские суды приняли также решения о признании недействительными приобретение акций ЗАО «Укртатнафта» Компанией «Татнефть» напрямую.

В мае 2008 г. Компания предъявила иск в международный арбитраж к Украине 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 Украине выплатить компенсацию в размере более 2,4 млрд. долларов США. В марте 2013 г. арбитражный трибунал рассмотрел иски требования Татнефти по существу. Вынесение решения ожидается в течение 2014 г.

В связи с продолжающимися судебными разбирательствами в отношении ЗАО «Укртатнафта» на 31 декабря 2013 г. Компания создала в полном объеме резерв на обесценение своих инвестиций в ЗАО «Укртатнафта».

Примечание 24: Условные и договорные обязательства (продолжение)

Ливия. В результате политической ситуации в Ливии, в феврале 2011 г., Группа была вынуждена полностью приостановить свою деятельность там и эвакуировать своих сотрудников. Начиная с февраля 2013 г., Группа приступила к возобновлению своей деятельности в Ливии, включая возвращение части сотрудников филиала в Триполи и ведение переговоров с подрядчиками. Вместе с тем, на дату данного отчета мы считаем, что Группа сможет возобновить свою операционную деятельность в Ливии в 2014 г. На 31 декабря 2013 г. в составе активов компании находились активы, связанные с операциями в Ливии на сумму в размере 5 673 млн. рублей, из которых 5 455 млн. рублей составляли капитализированные затраты на разведку, 210 млн. рублей - товарно-материальные запасы и 8 млн. рублей - денежные средства. На 31 декабря 2012 г. в составе активов компании находились активы, связанные с операциями в Ливии на сумму в размере 5 681 млн. рублей, из которых 5 451 млн. рублей составляли капитализированные затраты на разведку, 208 млн. рублей – товарно-материальные запасы и 22 млн. рублей – денежные средства.

Примечание 25: Основные дочерние предприятия

По состоянию на 31 декабря 2013 г. в состав Группы входят нижеперечисленные основные дочерние предприятия. Если не указано иное, акционерный капитал приведенных далее компаний состоит исключительно из обыкновенных акций, принадлежащих непосредственно Группе. При этом прямая доля участия Группы равнозначна принадлежащему ей праву голоса. Предприятия осуществляют свою основную деятельность по месту их юридической регистрации. Основные дочерние предприятия осуществляют свою основную деятельность в Российской Федерации, за исключением Tatneft-Europe AG, осуществляющего деятельность в Швейцарии.

Наименование организации	Основная деятельность	На 1 декабря 2013		На 31 декабря 2012	
		Доля участия Группы, %	Неконтролирующая доля участия, %	Доля участия Группы, %	Неконтролирующая доля участия, %
Tatneft-Europe AG	Реализация нефти в страны дальнего зарубежья	100	-	100	-
ОАО «ТАНЕКО»	Нефтепереработка	91	9	91	9
УК ООО «ТМС групп»	Услуги по добыче нефти	-	100	-	100
ООО «Бурение»	Услуги бурения	-	100	-	100
ОАО «Нижекамскшина»	Производство шин	61	39	76	24
ООО «Нижекамский завод шин ЦМК»	Производство шин	100	-	100	-
ООО Торговый дом «Кама»	Реализация шин	100	-	100	-
ООО «Татнефть-АЗС Центр»	Реализация нефтепродуктов	100	-	100	-
ООО «Татнефть-АЗС Запад»	Реализация нефтепродуктов	100	-	100	-

Общая неконтролирующая доля участия за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., составила 7 512 млн. рублей, из которых 3 167 млн. рублей приходится на УК ООО «ТМС групп» и ООО «Бурение». Общая неконтролирующая доля участия за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., составила 4 975 млн. рублей, из которых 2 091 млн. рублей приходится на УК ООО «ТМС групп» и ООО «Бурение».

На 31 декабря 2013 и 2012 гг. накопленная неконтролирующая доля участия в УК ООО «ТМС групп» и ООО «Бурение» составляла 8 571 млн. рублей и 5 770 млн. рублей соответственно.

ТАТНЕФТЬ**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах российских рублей)

Примечание 25: Основные дочерние предприятия (продолжение)

Обобщенная финансовая информация о дочерних обществах с существенной неконтролирующей долей участия представлена ниже:

	Кратко- срочные активы	Долго- срочные активы	Кратко- срочные обяза- тельства	Долго- срочные обяза- тельства	Доход	Прибыль /убыток
За год, закончившийся						
31 декабря 2013						
ОАО «ТАНЕКО»	8 920	144 521	148 193	6 779	20 620	3 607
УК ООО «ТМС групп»	380	28 302	1 384	4 225	23 862	2 060
ОАО «Нижекамскшина»	2 500	2 891	5 692	751	16 256	218
ООО «Бурение»	499	797	1 144	1	14 943	1 329
Итого	12 299	176 511	156 413	11 756	75 681	7 214
За год, закончившийся						
31 декабря 2012						
ОАО «ТАНЕКО»	9 617	149 888	160 905	4 464	16 217	703
УК ООО «ТМС групп»	3 537	27 121	5 026	3 470	21 952	1 274
ОАО «Нижекамскшина»	2 112	2 479	5 451	329	17 763	200
ООО «Бурение»	2 808	1 227	5 205	-	13 403	1 014
Итого	18 074	180 715	176 587	8 263	69 335	3 191

Примечание 26: Управление финансовыми рисками**Цели и политика в области управления финансовыми рисками**

К представленным ниже статьям финансовой отчетности применялась учетная политика в области финансовых инструментов, описанная в Примечании 3:

	31 декабря 2013	31 декабря 2012
Финансовые активы		
Краткосрочные		
Денежные средства и их эквиваленты	29 535	13 083
Денежные средства с ограничением к использованию	917	1 369
Дебиторская задолженность	52 098	53 553
Краткосрочные финансовые активы	16 693	14 931
Долгосрочные		
Долгосрочная дебиторская задолженность	1 016	1 530
Долгосрочные финансовые активы	25 814	25 782
Итого финансовые активы	126 073	110 248
Финансовые обязательства		
Краткосрочные		
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(15 343)	(17 887)
Краткосрочные кредиты и займы и текущая доля долгосрочных заемных средств	(36 561)	(32 096)
Долгосрочные		
Долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей доли	(12 785)	(37 991)
Итого финансовые обязательства	(64 689)	(87 974)

Деятельность Группы подвержена влиянию различных финансовых рисков: рыночных рисков (включая валютный, процентный и ценовой риски), кредитных рисков и риска ликвидности. Политика Группы по управлению рисками фокусируется на непредсказуемости финансовых рынков с целью минимизации потенциального отрицательного эффекта на финансовое положение Группы. Группа ввела систему управления риском и разработала процедуры по измерению, оценке и мониторингу рисков, а также подборке соответствующих методов управления рисками.

Примечание 26: Управление финансовыми рисками (продолжение)

Рыночный риск

Рыночный риск представляет собой риск или неопределенность, возникающие в результате возможных изменений рыночных цен, и влияния таких изменений на будущие результаты деятельности предприятия.

Группа подвержена воздействию рыночных рисков. Рыночные риски связаны с открытыми позициями по а) иностранным валютам, б) процентному риску и в) риску изменения цен на сырьевые товары.

а) Валютный риск

Группа осуществляет деятельность в международном масштабе и подвержена валютному риску вследствие колебания обменных курсов, в основном доллара США и евро. Возникновение валютного риска связано с активами, коммерческими и финансовыми операциями, выраженными в иностранной валюте.

В таблице ниже представлен риск Группы в отношении изменения обменного курса валют по состоянию на конец отчетного периода:

На 31 декабря 2013	В российских рублях	В долларах США	Прочее	Итого
Финансовые активы				
Краткосрочные				
Денежные средства и их эквиваленты	26 121	3 346	68	29 535
Денежные средства с ограничением к использованию	20	106	791	917
Дебиторская задолженность	24 443	25 841	1 814	52 098
Краткосрочные финансовые активы	13 934	2 759	-	16 693
Долгосрочные				
Долгосрочная дебиторская задолженность	1 016	-	-	1 016
Долгосрочные финансовые активы	22 305	3 509	-	25 814
Итого финансовые активы	87 839	35 561	2 673	126 073
Финансовые обязательства				
Краткосрочные				
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(13 450)	(1 798)	(95)	(15 343)
Краткосрочные кредиты и займы и текущая доля долгосрочных заемных средств	(4 966)	(31 387)	(208)	(36 561)
Долгосрочные				
Долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей доли	(890)	(10 086)	(1 809)	(12 785)
Итого финансовые обязательства	(19 306)	(43 271)	(2 112)	(64 689)

ТАТНЕФТЬ
Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в миллионах российских рублей)

Примечание 26: Управление финансовыми рисками (продолжение)

На 31 декабря 2012	В российских рублях	В долларах США	Прочее	Итого
Финансовые активы				
Краткосрочные				
Денежные средства и их эквиваленты	9 400	3 585	98	13 083
Денежные средства с ограничением к использованию	941	113	315	1 369
Дебиторская задолженность	19 729	33 091	733	53 553
Краткосрочные финансовые активы	12 389	2 542	-	14 931
Долгосрочные				
Долгосрочная дебиторская задолженность	1 052	-	478	1 530
Долгосрочные финансовые активы	22 755	3 027	-	25 782
Итого финансовые активы	66 266	42 358	1 624	110 248
Финансовые обязательства				
Краткосрочные				
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(14 096)	(3 549)	(242)	(17 887)
Краткосрочные кредиты и займы и текущая доля долгосрочных заемных средств	(11 509)	(20 355)	(232)	(32 096)
Долгосрочные				
Долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей доли	(605)	(36 150)	(1 236)	(37 991)
Итого финансовые обязательства	(26 210)	(60 054)	(1 710)	(87 974)

Влияние на прибыль до налога на прибыль	Повышение/ снижение обменного курса	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Доллар США / Рубль убыток	+10%	(771)	(1 770)
Доллар США / Рубль прибыль	-10%	771	1 770

б) Риск изменения процентной ставки

Основная часть кредитов и займов Группы была привлечена по плавающей процентной ставке (привязанной к ставке LIBOR). Чтобы сократить риск значительных изменений ставки LIBOR, Управлением финансов Группы периодически проводится анализ текущих процентных ставок. У Группы нет официальной политики в отношении определения допустимого риска Группы, связанного с фиксированными и переменными процентными ставками. Однако Группа проводит периодический анализ текущих процентных ставок и по результатам такого анализа при привлечении нового займа руководство Группы принимает решение в отношении того, какие займы – по фиксированным или переменным процентным ставкам – являются более выгодными на период их привлечения.

Влияние на прибыль до налогообложения	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Увеличение на 100 базисных пунктов	(372)	(617)
Уменьшение на 100 базисных пунктов*	25	115

*-плавающая процентная ставка не может быть меньше нуля

Примечание 26: Управление финансовыми рисками (продолжение)

Анализ чувствительности проводится только в отношении кредитов и займов с переменной процентной ставкой и по всем другим переменным, которые остаются постоянными. Анализ чувствительности подготовлен, исходя из предположения о том, что сумма непогашенных на отчетную дату обязательств с переменной процентной ставкой останется непогашенной на протяжении всего года. Процентная ставка по кредитам и займам с переменной процентной ставкой будет в течение года меняться, отражая изменения в рыночных процентных ставках.

Влияние, которое оценивается в результате анализа чувствительности, не учитывает другие потенциальные изменения экономических условий, которые могут сопровождать изменения в рыночных процентных ставках.

в) Риск изменения цен на сырьевые товары

Риск изменения цен на сырьевые товары представляет собой риск или неопределенность, возникающую в результате возможных изменений цен на сырую нефть, природный газ и продукты их переработки, их влияния на будущие показатели деятельности и результаты операционной деятельности Группы. Снижение цен может привести к снижению чистой прибыли и потоков денежных средств. Группа осуществляет централизованное управление своей общей стратегией добычи и реализации сырой нефти, природного газа и продуктов их переработки. В основном Группа осуществляет свои экспортные поставки сырой нефти в страны Европы по долгосрочным договорам.

Группа регулярно проводит анализ возможных сценариев изменения цен на сырьевые товары и влияния таких изменений на операционные и инвестиционные решения Группы.

Однако, при текущих обстоятельствах, оценки руководства Группы могут существенно отличаться от фактического влияния, которое такие изменения могут оказать в будущем на финансовое положение Группы. Реальные результаты и степень влияния на консолидированные отчеты о финансовом положении Группы и консолидированные отчеты о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе могут отличаться от оценок руководства вероятных сценариев развития.

Кредитный риск

Кредитный риск – это риск потенциального финансового убытка, который может возникнуть у Группы при невыполнении контрагентом своих договорных обязательств. Кредитный риск Компании ограничивается балансовой стоимостью финансовых активов, отраженной в консолидированном отчете о финансовом положении.

Кредитный риск возникает по денежным средствам и их эквивалентам, депозитным сертификатам, займам выданным и векселям к получению, а также по открытой кредитной позиции в отношении покупателей, включая непогашенную дебиторскую задолженность.

В отношении кредитных рисков, связанных с дебиторской задолженностью, проводится систематический мониторинг, при котором также учитывается финансовое положение контрагента, предыдущий опыт сотрудничества и прочие факторы. Руководство систематически пересматривает результаты анализа дебиторской задолженности по срокам погашения и использует данную информацию для расчета величины резерва под обесценение. Значительная часть дебиторской задолженности Группы относится к задолженности российских и иностранных торговых компаний. Группа не всегда требует обеспечения для ограничения риска убытков. Однако в большинстве случаев используются аккредитивы и предоплата, особенно в отношении дебиторской задолженности по продажам нефти за пределами СНГ. Группа работает с различными контрагентами, но при этом основная часть продаж осуществляется для основных крупных клиентов. Хотя темпы погашения дебиторской задолженности подвержены влиянию экономических факторов, руководство считает, что у Группы не возникает существенного риска убытков сверх уже сформированного резерва под обесценение дебиторской задолженности.

Группа проводит непрерывную оценку и мониторинг риска невыполнения обязательств. Кроме того, в рамках мероприятий по управлению денежными средствами и кредитными рисками Компания регулярно оценивает кредитоспособность финансовых институтов и банковских организаций, в которых Компания хранит свои денежные средства.

Группа размещает свободные денежные средства в основном в финансовых институтах Российской Федерации. Для минимизации кредитного риска Группа размещает свои свободные денежные средства в разных российских банках. Руководство периодически оценивает кредитоспособность банков, в которых размещены денежные средства Группы. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. наибольшая часть займов и дебиторской задолженности (Примечание 8 и 11) размещена в ОАО «Банк ЗЕНИТ», являющемся связанной стороной Группы (Примечание 23) и прочих финансовых институтах с кредитным рейтингом не ниже чем BB- по версии Standard&Poor's.

Примечание 26: Управление финансовыми рисками (продолжение)**Риск ликвидности**

Риск ликвидности – это риск того, что Группа не сможет выполнить свои финансовые обязательства при наступлении срока их исполнения. Подход Группы к управлению ликвидностью заключается в том, чтобы обеспечить в максимально возможной степени способность Группы постоянно поддерживать достаточный уровень ликвидности для своевременного урегулирования своих обязательств, что позволяет ей избегать неприемлемых убытков или рисков нанесения ущерба репутации Группы. Управляя риском ликвидности, Группа поддерживает необходимые объемы денежных средств и кредитных средств, осуществляет постоянный мониторинг прогнозных и фактических денежных потоков и сопоставляет сроки исполнения и погашения по финансовым активам и обязательствам.

Группа разрабатывает различные финансовые планы (ежемесячные, квартальные, годовые), которые позволяют быть уверенными в том, что Группа имеет достаточно наличных средств, чтобы покрыть ожидаемые операционные расходы, финансовые обязательства и обеспечить инвестиционную деятельность в течение 30 или более дней. Для финансирования потребностей в денежных средствах более долгосрочного характера Группа, как правило, привлекает долгосрочные заемные средства на международном и внутреннем рынках.

Все финансовые обязательства Группы представлены производными финансовыми инструментами.

В таблицах ниже представлена краткая информация о сроках погашения финансовых обязательств Группы на основе не дисконтированных договорных платежей, включая процентные платежи:

На 31 декабря 2013	Менее 1 года	От 1 до 2 лет	От 2 до 5 лет	Более 5 лет	Итого
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств и долгосрочные заемные средства	37 971	6 174	4 506	4 271	52 922
Торговая и прочая кредиторская задолженность	15 343	-	-	-	15 343

На 31 декабря 2012	Менее 1 года	От 1 до 2 лет	От 2 до 5 лет	Более 5 лет	Итого
Краткосрочные заемные средства и текущая часть долгосрочных заемных средств и долгосрочные заемные средства	34 509	29 001	8 654	3 643	75 807
Торговая и прочая кредиторская задолженность	17 887	-	-	-	17 887

Все величины, приведенные в таблице, являются договорными не дисконтированными денежными потоками, которые включают будущие выплаты процентов. Эти величины не будут соответствовать суммам задолженности по кредитам и займам, раскрытым в консолидированных отчетах о финансовом положении.

Иерархия справедливой стоимости

Справедливая стоимость. Справедливая стоимость это такая цена, которая будет уплачена за проданный актив или потрачена на погашение обязательства в обычных условиях между участниками рынка на дату совершения сделки. Расчетная справедливая стоимость финансовых инструментов определяется с использованием имеющейся рыночной информации и других надлежащих методов оценки.

Различные уровни иерархии справедливой стоимости показаны ниже:

Уровень 1. Оценка с использованием котируемых цен на активных рынках на идентичные активы или обязательства, к которым Группа может получить доступ на дату оценки. Для Группы исходные данные первого уровня включают финансовые активы, предназначенные для торговли, которые активно обращаются на рынке.

Уровень 2. Оценка с использованием исходных данных, не являющихся котируемыми ценами, относящимися к 1 Уровню, которые, прямо или косвенно, являются наблюдаемыми в отношении актива или обязательства. Исходные данные 2-го уровня по Группе включают доступные рыночные показатели, которые применяются к ценным бумагам, имеющимся в наличии для продажи.

Примечание 26: Управление финансовыми рисками (продолжение)

Уровень 3. Оценка с использованием ненаблюдаемых исходных данных в отношении актива или обязательства. Такие данные включают предположения Группы относительно допущений, которые использовал бы участник рынка при определении цены на данный актив или обязательство.

Периодическая переоценка по справедливой стоимости

Иерархические уровни для оценки справедливой стоимости представлены ниже:

	На 31 декабря 2013				На 31 декабря 2012			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого текущая стоимость	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого текущая стоимость
Инвестиции, предназначен- ные для торговли	2 522	-	994	3 516	6 067	-	297	6 364
Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи	-	4 660	-	4 660	-	4 686	-	4 686
Итого	2 522	4 660	994	8 176	6 067	4 686	297	11 050

Описание оценочной модели и исходных данных для определения справедливой стоимости для Уровней 2 и 3 на 31 декабря 2013 г.:

	Справедливая стоимость	Метод оценки	Использованные исходные данные
Инвестиции, предназначенные для торговли	994	Метод чистых активов	Публичная финансовая отчетность в соответствии с МСФО
Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи	4 660	Метод чистых активов	Публичная финансовая отчетность в соответствии с МСФО
Итого	5 654		

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, включают 3 677 млн. рублей (11,661%) акций ОАО АКБ «Ак Барс Банк», которые не котируются на фондовых биржах и справедливая стоимость инвестиций в ОАО АКБ «Ак Барс Банк» определяется Группой на основании отчетности ОАО АКБ «Ак Барс Банк», подготовленной в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности (Метод чистых активов).

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г. (2012 г.: неприменимо), не было изменений в оценочной модели определения справедливой стоимости для Уровней 2 и 3.

В 2013 г. не было перемещений активов между Уровнями 1, 2 и 3.

Примечание 26: Управление финансовыми рисками (продолжение)**Активы и обязательства, которые не учитываются по справедливой стоимости, но для которых справедливая стоимость раскрывается**

Расшифровка справедливой стоимости по уровням в иерархии и текущая стоимость активов и пассивов, для которых невозможно вычислить справедливую стоимость, представлена ниже

	На 31 декабря 2013				На 31 декабря 2012			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого текущая стоимость	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого текущая стоимость
Активы								
Денежные средства и их эквиваленты	29 535	-	-	29 535	13 083	-	-	13 083
Денежные средства с ограничением к использованию	917	-	-	917	1 369	-	-	1 369
Дебиторская задолженность	-	-	53 114	53 114	-	-	55 083	55 083
Финансовые активы	-	-	35 112	34 332	-	-	30 521	29 663
Итого активы	30 452	-	88 226	117 898	14 452	-	85 604	99 198
Обязательства								
Займы и кредиты	-	-	(49 346)	(49 346)	-	-	(70 087)	(70 087)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	-	(15 343)	(15 343)	-	-	(17 887)	(17 887)
Итого обязательства	-	-	(64 689)	(64 689)	-	-	(87 974)	(87 974)

Оценка справедливой стоимости на Уровне 3 иерархии справедливой стоимости была выполнена с помощью метода дисконтированных потоков денежных средств. Справедливая стоимость инструментов с плавающей процентной ставкой, не имеющих котировок на активном рынке, была принята равной балансовой стоимости. Справедливая стоимость инструментов с фиксированной процентной ставкой, не имеющих котировок на активном рынке, основывается на методе дисконтированных потоков денежных средств с применением действующих процентных ставок на рынке заимствований для новых инструментов, предполагающих аналогичный кредитный риск и аналогичный срок погашения.

Управление капиталом

В области управления капиталом Группа ставит своей целью обеспечить высокий кредитный рейтинг и надлежащий коэффициент достаточности капитала, что необходимо для ведения непрерывной хозяйственной деятельности и увеличения акционерной стоимости. Группа управляет структурой капитала и корректирует ее с учетом изменений экономических условий.

Группа рассматривает капитал и задолженность как основные элементы процесса управления капиталом. Для сохранения и корректировки структуры капитала Группа может корректировать выплату дивидендов акционерам, пересматривать свою инвестиционную программу, привлекать новые и погашать существующие займы и кредиты или продавать непрофильные активы.

Примечание 26: Управление финансовыми рисками (продолжение)

Группа осуществляет контроль над капиталом исходя из соотношения собственных и заемных средств.

Раскрытие	За год, закончившийся 31 декабря 2013	За год, закончившийся 31 декабря 2012
Суммарные заемные средства:	49 607	70 092
- Краткосрочные кредиты и займы и текущая доля долгосрочных заемных средств	36 561	32 096
- Долгосрочные кредиты и займы за вычетом текущей доли	12 785	37 991
- Векселя к оплате	261	5
Акционерный капитал	481 412	429 954
Соотношение собственных и заемных средств, % (Суммарные заемные средства/ Акционерный капитал)	10%	16%

Директор ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

И.Е.Еремеева
31 марта 2014 года



Пронумеровано, прошнуровано и скреплено печатью 58 (пятьдесят восемь) листов.



Tatneft Group

**IFRS CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
AS OF AND FOR THE YEAR ENDED 31 DECEMBER 2013**

Contents

INDEPENDENT AUDITOR'S REPORT

CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

Consolidated Statement of Financial Position	1
Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive income	2
Consolidated Statement of Changes in Equity	3
Consolidated Statement of Cash Flows	4

Notes to the Consolidated Financial Statements

Note 1: Organisation	5
Note 2: Basis of presentation.....	5
Note 3: Summary of significant accounting policies.....	6
Note 4: Critical accounting estimates and judgements in applying accounting policies	13
Note 5: Adoption of new or revised standards and interpretations.....	14
Note 6: Cash and cash equivalents	17
Note 7: Accounts receivable.....	17
Note 8: Short-term financial assets.....	19
Note 9: Inventories	20
Note 10: Prepaid expenses and other current assets	20
Note 11: Long-term financial assets.....	20
Note 12: Investments in associates and joint ventures	21
Note 13: Property, plant and equipment	22
Note 14: Other long-term assets	24
Note 15: Debt	25
Note 16: Accounts payable and accrued liabilities	27
Note 17: Other long-term liabilities.....	28
Note 18: Taxes.....	30
Note 19: Shareholders' equity.....	31
Note 20: Employee benefit expenses.....	32
Note 21: Interest income and interest expense	33
Note 22: Segment information	33
Note 23: Related party transactions.....	35
Note 24: Contingencies and commitments.....	37
Note 25: Principal subsidiaries	40
Note 26: Financial risk management	41



Independent Auditor's Report

To the Shareholders and Board of Directors of OAO Tatneft

We have audited the accompanying consolidated financial statements of OAO Tatneft and its subsidiaries (the "Group"), which comprise the consolidated statement of financial position as at 31 December 2013 and the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income, changes in equity and cash flows for 2013, and notes comprising a summary of significant accounting policies and other explanatory information.

Management's Responsibility for the Consolidated Financial Statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of these consolidated financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

Auditor's Responsibility

Our responsibility is to express an opinion on the fair presentation of these consolidated financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with Russian Federal Auditing Standards and International Standards on Auditing. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the consolidated financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation and fair presentation of the consolidated financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the consolidated financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to express an opinion on the fair presentation of these consolidated financial statements.



Independent Auditor's Report (Continued)

Opinion

In our opinion, the consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Group as at 31 December 2013, and its financial performance and its cash flows for 2013 in accordance with International Financial Reporting Standards.

I.E. Ereemeeva

31 March 2014

Moscow, Russian Federation



I.E. Ereemeeva, Director (Licence no. 01-000058), ZAO PricewaterhouseCoopers Audit

Audited entity: OAO Tatneft

State registration certificate № 632, issued by Ministry of Finance of the Republic of Tatarstan on 21 January 1994

Certificate of inclusion in the Unified State Register of Legal Entities issued on 18 July 2002 under registration № 1021601623702

75, Lenina St., Almetyevsk, Tatarstan, Russia, 423400

Independent auditor: ZAO PricewaterhouseCoopers Audit

State registration certificate № 008.890, issued by the Moscow Registration Bureau on 28 February 1992

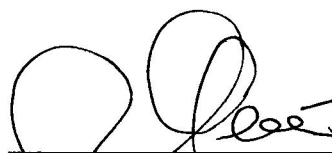
Certificate of inclusion in the Unified State Register of Legal Entities issued on 22 August 2002 under registration № 1027700148431

Certificate of membership in self regulated organisation non-profit partnership "Audit Chamber of Russia" № 870. ORNZ 10201003683 in the register of auditors and audit organizations

TATNEFT
Consolidated Statement of Financial Position
(In millions of Russian Roubles)

	Note	31 December 2013	31 December 2012
Assets			
Cash and cash equivalents	6	29,535	13,083
Restricted cash		917	1,369
Accounts receivable, net	7	52,098	53,553
Short-term financial assets	8	16,693	14,931
Inventories	9	29,538	28,590
Prepaid expenses and other current assets	10	23,217	28,806
Total current assets		151,998	140,332
Long-term accounts receivable, net	7	1,016	1,530
Long-term financial assets	11	25,814	25,782
Investments in associates and joint ventures	12	7,778	6,711
Property, plant and equipment, net	13	481,883	448,903
Deferred income tax assets	18	2,049	2,633
Other long-term assets	14	3,551	4,716
Total non-current assets		522,091	490,275
Total assets		674,089	630,607
Liabilities and shareholders' equity			
Short-term debt and current portion of long-term debt	15	36,561	32,096
Accounts payable and accrued liabilities	16	28,444	31,019
Taxes payable	18	16,706	13,234
Income tax payable		1,462	201
Total current liabilities		83,173	76,550
Long-term debt, net of current portion	15	12,785	37,991
Other long-term liabilities	17	3,839	3,710
Decommissioning provision, net of current portion	13	54,511	51,089
Deferred income tax liability	18	15,799	15,034
Total non-current liabilities		86,934	107,824
Total liabilities		170,107	184,374
Shareholders' equity			
Preferred shares (authorized and issued at 31 December 2013 and 2012 – 147,508,500 shares; nominal value at 31 December 2013 and 2012 – RR1.00)	19	746	746
Common shares (authorized and issued at 31 December 2013 and 2012 – 2,178,690,700 shares; nominal value at 31 December 2013 and 2012 – RR1.00)	19	11,021	11,021
Additional paid-in capital		87,482	87,482
Accumulated other comprehensive income		889	726
Retained earnings		384,376	333,072
Less: Common shares held in treasury, at cost (55,592,000 shares and 55,543,000 shares at 31 December 2013 and 2012, respectively)		(3,102)	(3,093)
Total Group shareholders' equity		481,412	429,954
Non-controlling interest	19	22,570	16,279
Total shareholders' equity		503,982	446,233
Total liabilities and equity		674,089	630,607

Approved for issue and signed on behalf of the Board of Directors on 31 March 2014.


Maganov N. U.
CEO


Spirenkov A. V.
Deputy head of International Reporting

TATNEFT
Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income

(In millions of Russian Roubles)

	Note	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Sales and other operating revenues, net	22	454,983	444,099
Costs and other deductions			
Operating	20	(89,634)	(86,675)
Purchased oil and refined products		(50,312)	(53,900)
Exploration		(1,839)	(1,740)
Transportation		(30,388)	(29,108)
Selling, general and administrative	20	(44,123)	(40,910)
Depreciation, depletion and amortization	13	(19,323)	(17,770)
Gain/(loss) on disposals of property, plant and equipment, investments and impairments		1,209	(1,997)
Taxes other than income taxes	18	(111,336)	(106,293)
Maintenance of social infrastructure and transfer of social assets		(4,828)	(4,031)
Total costs and other deductions		(350,574)	(342,424)
Other income/(expenses)			
Foreign exchange (loss)/gain		(438)	1,665
Interest income	21	3,365	3,872
Interest expense, net of amounts capitalized	21	(6,924)	(6,978)
Earnings from equity investments	12	350	739
Other income, net		529	845
Total other (expenses)/income		(3,118)	143
Profit before income taxes		101,291	101,818
Income taxes			
Current income tax expense		(21,645)	(21,816)
Deferred income tax expense		(1,302)	(1,554)
Total income tax expense	18	(22,947)	(23,370)
Profit for the year		78,344	78,448
Other comprehensive income:			
Items to be reclassified subsequently to profit or loss:			
Foreign currency translation adjustments		530	(430)
Unrealized holding (losses)/gains on available-for-sale securities, including share of associates, net of tax		(43)	151
Items that will not be reclassified to profit or loss:			
Actuarial loss on employee benefit plans		(324)	(990)
Other comprehensive income/(expenses)		163	(1,269)
Total comprehensive income for the year		78,507	77,179
Profit attributable to:			
- Group shareholders		70,832	73,473
- Non-controlling interest		7,512	4,975
		78,344	78,448
Total comprehensive income is attributable to:			
- Group shareholders		70,995	72,204
- Non-controlling interest		7,512	4,975
		78,507	77,179
Basic and diluted net earnings per share (RR)			
Common	19	31.19	32.35
Preferred		31.16	32.33
Weighted average shares outstanding (millions of shares)			
Common		2,123	2,123
Preferred		148	148

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements.

TATNEFT
Consolidated Statement of Changes in Equity

(In millions of Russian Roubles)

		Attributable to Group shareholders								Non-controlling interest	Total equity
	Number of shares (thousands)	Share capital	Additional paid-in capital	Treasury shares	Actuarial loss on employee benefit plans	Foreign currency translation adjustments	Unrealized holding gain/(losses) on available-for-sale securities, including share of associates, net of tax	Retained earnings	Total shareholders' equity		
Balance at 1 January 2012	2,270,643	11,767	87,482	(3,094)	496	1,184	315	275,675	373,825	11,602	385,427
Profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	73,473	73,473	4,975	78,448
Other comprehensive (loss)/income for the year	-	-	-	-	(990)	(430)	151	-	(1,269)	-	(1,269)
Total comprehensive (loss)/income for the year	-	-	-	-	(990)	(430)	151	73,473	72,204	4,975	77,179
Treasury shares	13	-	-	1	-	-	-	-	1	-	1
- Acquisitions	(80)	-	-	(15)	-	-	-	-	(15)	-	(15)
- Disposals	93	-	-	16	-	-	-	-	16	-	16
Acquisition of non-controlling interest in subsidiaries	-	-	-	-	-	-	-	-	-	267	267
Dividends declared	-	-	-	-	-	-	-	(16,076)	(16,076)	(565)	(16,641)
Balance at 31 December 2012	2,270,656	11,767	87,482	(3,093)	(494)	754	466	333,072	429,954	16,279	446,233
Profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	70,832	70,832	7,512	78,344
Other comprehensive (loss)/income for the year	-	-	-	-	(324)	530	(43)	-	163	-	163
Total comprehensive (loss)/income for the year	-	-	-	-	(324)	530	(43)	70,832	70,995	7,512	78,507
Treasury shares	(49)	-	-	(9)	-	-	-	-	(9)	-	(9)
- Acquisitions	(175)	-	-	(36)	-	-	-	-	(36)	-	(36)
- Disposals	126	-	-	27	-	-	-	-	27	-	27
Disposal of non-controlling interest in subsidiaries	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(237)	(237)
Dividends declared	-	-	-	-	-	-	-	(19,528)	(19,528)	(984)	(20,512)
Balance at 31 December 2013	2,270,607	11,767	87,482	(3,102)	(818)	1,284	423	384,376	481,412	22,570	503,982

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements.

TATNEFT
Consolidated Statement of Cash Flows
(In millions of Russian Roubles)

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Operating activities		
Profit for the year	78,344	78,448
Adjustments:		
Depreciation, depletion and amortization	19,323	17,770
Income tax expense	22,947	23,370
(Gain)/loss on disposals of property, plant and equipment, investments and impairments	(1,209)	1,997
Transfer of social assets	23	4
Effects of foreign exchange	3,282	(4,830)
Equity investments earnings net of dividends received	(350)	(724)
Change in provision for impairment of financial assets	633	655
Change in fair value of trading securities	(351)	(392)
Interest income	(3,365)	(3,872)
Interest expense	6,924	6,978
Other	736	461
Changes in operational working capital, excluding cash:		
Accounts receivable	1,094	8,550
Inventories	(1,630)	(6,929)
Prepaid expenses and other current assets	4,733	(684)
Trading securities	3,159	37
Accounts payable and accrued liabilities	(1,659)	(6,397)
Taxes payable	3,490	(439)
Notes payable	256	(78)
Other non-current assets	674	(399)
Net cash provided by operating activities before income tax and interest	137,054	113,526
Income taxes paid	(19,634)	(23,503)
Interest paid	(2,636)	(3,258)
Interest received	3,365	3,872
Net cash provided by operating activities	118,149	90,637
Investing activities		
Additions to property, plant and equipment	(56,827)	(50,795)
Proceeds from disposal of property, plant and equipment	1,539	1,798
Proceeds from disposal of investments	564	1,809
Purchase of investments	(17)	(2,192)
(Purchase)/proceeds from certificates of deposit, net	(5,034)	1,554
Repayment/(issuance) of loans and notes receivable, net	1,457	(502)
Change in restricted cash	452	(191)
Net cash used in investing activities	(57,866)	(48,519)
Financing activities		
Proceeds from issuance of debt	30,258	42,278
Repayment of debt	(53,820)	(71,458)
Dividends paid to shareholders	(19,526)	(16,070)
Dividends paid to non-controlling shareholders	(984)	(565)
Purchase of treasury shares	(27)	(15)
Proceeds from sale of treasury shares	27	16
Proceeds from issuance of shares by subsidiaries	-	9
Net cash used in financing activities	(44,072)	(45,805)
Net change in cash and cash equivalents	16,211	(3,687)
Effect of foreign exchange on cash and cash equivalents	241	(131)
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	13,083	16,901
Cash and cash equivalents at the end of the period	29,535	13,083

The accompanying notes are an integral part of these consolidated financial statements.

Note 1: Organisation

OAo Tatneft (the “Company”) and its subsidiaries (jointly referred to as “the Group”) are engaged in crude oil exploration, development and production principally in the Republic of Tatarstan (“Tatarstan”), a republic within the Russian Federation. The Group also engages in refining and marketing of crude oil and refined products as well as production and marketing of petrochemicals (see Note 22).

The Company was incorporated as an open joint stock company effective 1 January 1994 (the “privatization date”) pursuant to the approval of the State Property Management Committee of the Republic of Tatarstan (the “Government”). All assets and liabilities previously managed by the production association Tatneft, Bugulminsky Mechanical Plant, Menzelinsky Exploratory Drilling Department and Bavlinsky Drilling Department were transferred to the Company at their book value at the privatization date in accordance with Decree No. 1403 on Privatization and Restructuring of Enterprises and Corporations into Joint-Stock Companies. Such transfers were considered transfers between entities under common control at the privatization date, and were recorded at book value.

The Group does not have an ultimate controlling party.

As of 31 December 2013 and 2012 OAo Svyazinvestneftekhim, a company wholly owned by the government of Tatarstan, together with its subsidiary, holds approximately 36% of the Company’s voting stock. These shares were contributed to OAo Svyazinvestneftekhim by the Ministry of Land and Property Relations of Tatarstan in 2003. Tatarstan also holds a “Golden Share”, a special governmental right, in the Company (see Note 19). The exercise of its powers under the Golden Share enables the Tatarstan government to appoint one representative to the Board of Directors and one representative to the Revision Committee of the Company as well as to veto certain major decisions, including those relating to changes in the share capital, amendments to the Charter, liquidation or reorganization of the Company and “major” and “interested party” transactions as defined under Russian law. The Golden Share currently has an indefinite term. The Tatarstan government, including through OAo Svyazinvestneftekhim, also controls or exercises significant influence over a number of the Company’s suppliers and contractors.

The Company is domiciled in the Russian Federation. The address of its registered office is Lenina St., 75, Almet’evsk, Tatarstan Republic, Russian Federation.

Note 2: Basis of presentation

The accompanying consolidated financial statements have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards (“IFRS”). The Group first adopted IFRS for the fiscal year ended 31 December 2012, with a date of transition to IFRS on 1 January 2011.

These consolidated financial statements have been prepared on a historical cost basis, except certain financial assets and liabilities measured at fair value.

The entities of the Group maintain their accounting records and prepare their statutory financial statements principally in accordance with the Regulations on Accounting and Reporting of the Russian Federation (“RAR”). The accompanying consolidated financial statements have been prepared from these accounting records and adjusted as necessary to comply with IFRS. The principal differences between RAR and IFRS relate to: (1) valuation (including indexation for the effect of hyperinflation in the Russian Federation through 2002) and depreciation of property, plant and equipment; (2) foreign currency translation; (3) deferred income taxes; (4) valuation allowances for unrecoverable assets; (5) consolidation; (6) share based payment; (7) accounting for oil and gas properties; (8) recognition and disclosure of guarantees, contingencies and commitments; (9) accounting for decommissioning provision; (10) pensions and other post retirement benefits and (11) business combinations and goodwill.

The preparation of financial statements in conformity with IFRS requires the use of certain critical accounting estimates. It also requires management to exercise its judgement in the process of applying the Group’s accounting policies. The areas involving a higher degree of judgement or complexity, or areas where assumptions and estimates are significant to the consolidated financial statements are disclosed in Note 4.

Note 2: Basis of presentation (continued)

Reclassifications. Certain reclassifications have been made to previously reported balances to conform to the current year presentation; such reclassifications had no effect on net income profit for the year, shareholders' equity or cash flows.

Note 3: Summary of Significant Accounting Policies

Functional and Presentation Currency. The presentation currency of the Group is the Russian rouble.

Management has determined the functional currency for each consolidated subsidiary of the Group, except for subsidiaries located outside of the Russian Federation, is the Russian Rouble because the majority of its revenues, costs, property and equipment purchased, debt and trade liabilities are either priced, incurred, payable or otherwise measured in Russian Roubles. Accordingly, transactions and balances not already measured in Russian Roubles (primarily US Dollars) have been re-measured into Russian Roubles in accordance with the relevant provisions of IAS 21 *The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates*.

Under IAS 21 revenues, costs, capital and non-monetary assets and liabilities are translated at historical exchange rates prevailing on the transaction dates. Monetary assets and liabilities are translated at exchange rates prevailing on the reporting date. Exchange gains and losses arising from re-measurement of monetary assets and liabilities that are not denominated in Russian Roubles are recognized in the profit or loss for the year.

For operations of subsidiaries located outside of the Russian Federation, that primarily use US Dollar as the functional currency, adjustments resulting from translating foreign functional currency assets and liabilities into Russian Roubles are recorded in a separate component of shareholders' equity entitled foreign currency translation adjustments. Revenues, expenses and cash flows are translated at average exchange rates (unless this average is not a reasonable approximation of the cumulative effect of the rates prevailing on the transaction dates, in which case income and expenses are translated at the rate on the dates of the transactions).

The official rate of exchange, as published by the Central Bank of Russia ("CBR"), of the Russian Rouble ("RR") to the US Dollar ("US \$") at 31 December 2013 and 2012 was RR 32.73 and RR 30.37 to US \$, respectively. Average rate of exchange for the years ended 31 December 2013 and 2012 were RR 31.85 and RR 31.09 per US \$, respectively.

Consolidation. Subsidiaries are all entities over which the Group has control. The Group controls an entity when the Group has the power to direct relevant activities of the investee that significantly affect their returns, exposed to, or has rights to, variable returns from its involvement with the entity and has the ability to affect those returns through its power over the entity. Subsidiaries are fully consolidated from the date on which control is transferred to the Group. They are deconsolidated from the date that control ceases.

The Group uses the acquisition method of accounting to account for business combinations. The consideration transferred for the acquisition of a subsidiary is the fair values of the assets transferred, the liabilities incurred and the equity interests issued by the Group. The consideration transferred includes the fair value of any asset or liability resulting from a contingent consideration arrangement. Acquisition – related costs are expensed as incurred. Identifiable assets acquired and liabilities and contingent liabilities assumed in a business combination are measured initially at their fair values at the acquisition date. The Group recognises any non-controlling interest in the acquiree on an acquisition-by-acquisition basis at the non-controlling interest's proportionate share of the acquiree's net assets.

Note 3: Summary of Significant Accounting Policies (continued)

The excess of the consideration transferred, the amount of any non-controlling interest in the acquiree and the acquisition-date fair value of any previous equity interest in the acquiree over the fair value of the identifiable net assets acquired is recorded as goodwill. If the total of consideration transferred, non-controlling interest recognised and previously held interest measured is less than the fair value of the net assets of the subsidiary acquired in the case of a bargain purchase, the difference is recognised directly in the profit and loss for the year.

Inter-company transactions, balances and unrealised gains and losses on transactions between Group companies are eliminated.

Associates and joint ventures. Associates and joint ventures are entities over which the Group has significant influence (directly or indirectly), but not control, generally accompanying a shareholding of between 20 and 50 percent of the voting rights. Investments in associates and joint ventures are accounted for using the equity method of accounting and are initially recognised at cost. Dividends received from associates and joint ventures reduce the carrying value of the investment in associates and joint ventures. Other post-acquisition changes in Group's share of net assets of an associate and joint ventures are recognised as follows: (i) the Group's share of profits or losses of associates or joint ventures is recorded in the consolidated profit or loss for the year as share of result of associates or joint ventures, (ii) the Group's share of other comprehensive income is recognised in other comprehensive income and presented separately, (iii); all other changes in the Group's share of the carrying value of net assets of associates or joint ventures are recognised in profit or loss within the share of result of associates or joint ventures.

However, when the Group's share of losses in an associate or joint venture equals or exceeds its interest in the associate or joint venture, including any other unsecured receivables, the Group does not recognise further losses, unless it has incurred obligations or made payments on behalf of the associate or joint venture.

Unrealised gains on transactions between the Group and its associates and joint ventures are eliminated to the extent of the Group's interest in the associates and joint ventures; unrealised losses are also eliminated unless the transaction provides evidence of an impairment of the asset transferred.

The Group reviews equity method investments for impairment on an annual basis, and records impairment when circumstances indicate that the carrying value exceeds the recoverable amount.

Current/Non-current Presentation. Group presents current and non-current assets, and current and non-current liabilities, as separate classifications in its Consolidated Statement of Financial Position.

Group discloses for each asset and liability line item that combines amounts expected to be recovered or settled in period no more than 12 months after the reporting period are disclosed as current; and more than 12 months after the reporting period as non-current.

Cash and cash equivalents. Cash represents cash on hand and in bank accounts, which can be effectively withdrawn at any time without prior notice. Cash equivalents include highly liquid short-term investments that can be converted to a certain cash amount and mature within three months or less from the date of purchase. They are recognized based on the cost of acquisition which approximates fair value.

Restricted cash. Restricted cash represents cash deposited under letter of credit arrangements, which are restricted under various contractual agreements. Letters of credit are used to pay contractors for materials, equipment and services provided. Restricted balances are excluded from cash and cash equivalents for the purposes of the consolidated statements of financial position and of the consolidated statement of cash flows and disclosed separately.

Financial Assets. All financial assets are initially recognised when an entity becomes a party to the contract, they recognised at fair value plus, in the case of investments not at fair value through profit or loss, directly attributable transaction costs. The Group's financial assets include cash and cash equivalents, deposits, securities, trade and other receivables, loans issued.

Financial assets have the following categories: (a) loans and receivables; (b) available-for-sale financial assets; (c) financial assets at fair value through profit or loss.

Loans and receivables. Loans and receivables is a category of financial assets with fixed or determinable payments that are not quoted in an active market. Subsequent to initial recognition loans and receivables are measured at amortised cost using the effective interest method, less any impairment losses. The accrued interest is included in the profit and losses for the year.

Allowances are provided for estimated losses and for doubtful debts based on estimates of uncollectible amounts. These estimates require the exercise of judgment and the use of assumptions.

The losses arising from impairment are recognized as selling, general and administrative expenses in the consolidated statements of profit or loss and other comprehensive income.

Note 3: Summary of Significant Accounting Policies (continued)

Financial assets at fair value through profit or loss. A financial asset is classified at fair value through profit or loss category if it is classified as held for trading or is designated as such upon initial recognition. Financial assets are designated at fair value through profit or loss if the Group manages such investments and makes purchase and sale decisions based on their fair value in accordance with the Group's documented risk management or investment strategy. Financial assets at fair value through profit or loss are measured at fair value, and changes therein are recognized in profit and loss for the year.

Available-for-sale financial assets. Available-for-sale financial assets are non-derivative financial assets that are designated as available-for-sale or are not classified in any of the above categories of financial assets. Available-for-sale financial assets include investment securities which the Group intends to hold for an indefinite period of time and which may be sold in response to needs for liquidity or changes in interest rates, exchange rates or equity prices.

Subsequent to initial recognition, they are measured at fair value and changes therein, other than impairment losses and foreign currency differences on available-for-sale debt instruments, are recognized in other comprehensive income and presented within equity. Unquoted equity instruments whose fair value cannot be measured reliably are carried at cost less any impairment losses. When an investment is derecognized the cumulative gain or loss in equity is also reclassified to profit and loss for the year.

The Group assesses at each reporting date whether there is objective evidence that a financial asset or a group of financial assets is impaired. Prolonged decline in the fair value of the security below its cost is considered as an indicator that the securities are impaired. If any such evidence exists for available-for-sale financial assets, the cumulative loss (measured as the difference between the acquisition cost and the current fair value, less any impairment loss on that financial asset previously recognized in the other comprehensive income) is recognized in the profit and loss for the year as a reclassification adjustment from other comprehensive income.

Financial liabilities. All financial liabilities are recognised initially at fair value and in the case of loans and borrowings, net of directly attributable transaction costs. The Group's financial liabilities include trade and other payables, loans and borrowings.

Financial liabilities are recognised initially at fair value. Subsequent to initial recognition, these financial liabilities are measured at amortised cost using the effective interest method.

A financial liability is derecognised when the obligation under the liability is discharged or cancelled or expired. When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as a derecognition of the original liability and the recognition of a new liability, and the difference in the respective carrying amounts is recognised in the profit and loss for the year.

The Group does not use derivative financial instruments.

The Group does not offset assets and liabilities unless required or permitted to by an IFRS.

Inventories. Inventories of crude oil, refined oil products, materials and supplies, and finished goods are valued at the lower of cost or net realizable value. Net realisable value is the estimated selling price in the ordinary course of business, less the estimated cost of completion and selling expenses. The Group uses the weighted-average-cost method. Costs include both direct and indirect expenditures incurred in bringing an item or product to its existing condition and location.

Prepaid expenses. Prepaid expenses include advances for purchases of products and services, insurance fees, prepayments for export duties, VAT and other taxes. Prepayments are carried at cost less provision for impairment.

Prepayments to acquire assets are transferred to the carrying amount of the asset once the Group has obtained control of the asset and it is probable that future economic benefits associated with the asset will flow to the Group. Prepayments for services such as insurance, transportation and others are written off to profit or loss when the goods or services relating to the prepayments are received.

If there is an indication that the assets, goods or services relating to a prepayment will not be received, the carrying value of the prepayment is written down accordingly and a corresponding impairment loss is recognised in the profit or loss for the year.

Note 3: Summary of Significant Accounting Policies (continued)

Mineral extraction tax. Mineral extraction tax (MET) on crude oil is defined monthly as an amount of volume produced per fixed tax rate (RR 470 and RR 446 per ton in 2013 and 2012, respectively) adjusted depending on the monthly average market prices of the Urals blend and the RR/US \$ exchange rate for the preceding month. The base tax rate formula for MET is modified by benefit for fields whose depletion rate exceeds 80% of proved reserves as determined under Russian resource classification. The Company receives a benefit of 3.5% per field for each percent of depletion in excess of the 80% threshold.

The ultimate amount of the MET on crude oil depends also on geographic location of the oil field (for certain regions zero tax rate may be applied depending on the volume of crude oil produced and period of field development). Also a zero MET tax rate applies to the production of highly viscous crude oil (defined as crude oil of more than 200 Megapascal second in reservoir conditions).

MET is recorded within Taxes other than income tax in the Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income.

Value added tax. Value added tax (VAT) at a standard rate of 18% is payable on the difference between output VAT on sales of goods and services and recoverable input VAT charged by suppliers. Output VAT is charged on the earliest of the dates: either the date of the shipment of goods (works, services) or the date of advance payment by the buyer. Input VAT can be recovered when purchased goods (works, services) are accounted for and other necessary requirements provided by the tax legislation are met.

Export of goods and rendering certain services related to exported goods are subject to 0% VAT rate upon the submission of confirmation documents to the tax authorities.

VAT related to sales and purchases is recognized in the Consolidated Statements of Financial Position on a gross basis and disclosed separately as Prepaid expenses and other current assets and Taxes payable.

Oil and gas exploration and development cost. Oil and gas exploration and development activities are accounted for using the successful efforts method whereby costs of acquiring unproved and proved oil and gas property as well as costs of drilling and equipping productive wells, including development dry holes, and related production facilities are capitalized.

Other exploration expenses, including geological and geophysical expenses and the costs of carrying and retaining undeveloped properties, are expensed as incurred. The costs of exploratory wells that find oil and gas reserves are capitalized as exploration and evaluation assets on a "field by field" basis pending determination of whether proved reserves have been found. In an area requiring a major capital expenditure before production can begin, exploratory well remains capitalized if additional exploration drilling is underway or firmly planned. Exploration costs not meeting these criteria are charged to expense.

Exploration and evaluation costs are subject to technical, commercial and management review as well as review for impairment at least once a year to confirm the continued intent to develop or otherwise extract value from the discovery. When indicators of impairment are present, resulting impairment loss is measured.

If subsequently commercial reserves are discovered, the carrying value, less losses from impairment of respective exploration and evaluation assets, is classified as development assets. However, if no commercial reserves are discovered, such costs are expensed after exploration and evaluation activities have been completed.

Property, Plant and Equipment. Property, plant and equipment are carried at historical cost of acquisition or construction less accumulated depreciation, depletion, amortization and impairment.

Proved oil and gas properties include the initial estimate of the costs of dismantling and removing the item and restoring the site on which it is located. The cost of maintenance, repairs and replacement of minor items of property are expensed when incurred within operating expenses; renewals and improvements of assets are capitalised and depreciated during the remaining useful life. Cost of replacing major parts or components of property, plant and equipment items are capitalised and the replaced part is retired.

Advances made on property, plant and equipment and construction in progress are accounted for within Construction in progress.

Long-lived assets, including proved oil and gas properties at a field level, are assessed for possible impairment in accordance with IAS 36 Impairment of assets, which requires long-lived assets with recorded values that are not expected to be recovered through future cash flows to be written down to their recoverable amount which is the higher of fair value less costs to sell and value-in-use.

Note 3: Summary of Significant Accounting Policies (continued)

Individual assets are grouped for impairment purposes at the lowest level for which there are identifiable cash flows that are largely independent of the cash flows of other groups of assets - generally on a field-by-field basis for exploration and production assets, at an entire complex level for refining assets or at a site level for service stations. Impairment losses are recognised in the profit or loss for the year.

Impairments are reversed as applicable to the extent that the events or circumstances that triggered the original impairment have changed. The reversal of impairment would be limited to the original carrying value less depreciation which would have been otherwise charged had the impairment not been recorded.

Long-lived assets committed by management for disposal within one year, and meet the other criteria for held for sale, are accounted for at the lower of amortized cost or fair value, less cost to sell. Costs of unproved oil and gas properties are evaluated periodically and any impairment assessed is charged to expense.

The Group calculates depreciation expense for oil and gas proved properties using the units-of-production method for each field based upon proved developed oil and gas reserves, except in the case of significant asset components whose useful life differs from the lifetime of the field, in which case the straight-line method is applied.

Oil and gas licenses for exploration of unproved reserves are capitalised within property, plant and equipment; they are depreciated on straight-line basis over the period of each license validity.

Depreciation of all other property, plant and equipment is determined on the straight-line method based on estimated useful lives which are as follows:

	Years
Buildings and constructions	30-50
Machinery and equipment	10-35

Gains and losses on disposals of property, plant and equipment are determined by comparing proceeds, if any, with the carrying amount. Gains and losses are recorded in Gain/(loss) on disposals of property, plant and equipment, investments and impairments in the Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income.

Capitalisation of Borrowing Costs. Borrowing costs directly attributable to the acquisition, construction or production of assets that necessarily take a substantial time to get ready for intended use or sale (qualifying assets) are capitalised as part of the costs of those assets.

The Group capitalises borrowing costs that could have been avoided if it had not made capital expenditure on qualifying assets. Borrowing costs capitalised are calculated at the Group's average funding cost (the weighted average interest cost is applied to the expenditures on the qualifying assets), except to the extent that funds are borrowed specifically for the purpose of obtaining a qualifying asset. Where this occurs, actual borrowing costs incurred less any investment income on the temporary investment of those borrowings are capitalised.

Capitalisation of borrowing costs includes capitalising foreign exchange differences relating to borrowings to the extent that they are regarded as an adjustment to interest costs. The gains and losses that are an adjustment to interest costs include the interest rate differential between borrowing costs that would be incurred if the entity borrowed funds in its functional currency, and borrowing costs actually incurred on foreign currency borrowings.

The portion of the foreign exchange movements is estimated based on interest rates on similar borrowing in the Group's functional currency. The foreign exchange gains and losses eligible for capitalisation are assessed on a cumulative basis.

Capitalisation of borrowing costs continues up to the date when the assets are substantially ready for their use or sale.

Employee Benefits, Pension and Other Post-retirement Benefits. Wages, salaries, contributions to the social insurance funds, paid annual leave and sick leave, bonuses, and non-monetary benefits (such as health services and kindergarten services) are accrued in the year in which the associated services are rendered by the employees of the Group. The Group has various pension plans covering substantially all eligible employees and members of management. The pension liabilities are measured at the present value of the estimated future cash outflows using interest rates of government securities, which have the same currency and terms to maturity approximating the terms of the related liability. Pension costs are recognised using the projected unit credit method.

Note 3: Summary of Significant Accounting Policies (continued)

The cost of providing pensions is accrued and charged to staff expense within operating expenses in the Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income reflecting the cost of benefits as they are earned over the service lives of employees.

Actuarial gains and losses with regard to post employment benefit plans are recognised immediately in other comprehensive income. Actuarial gains and losses related to other long-term benefits are recognised immediately in the profit or loss for the year.

Past service costs are recognised as an expense immediately.

Plan assets are measured at fair value and are subject to certain limitations. Fair value of plan assets is based on market prices. When no market price is available the fair value of plan assets is estimated by different valuation techniques, including discounted expected future cash flow using a discount rate that reflects both the risk associated with the plan assets and maturity or expected disposal date of these assets.

In the normal course of business the Group contributes to the Russian Federation State Pension Fund on behalf of its employees. Mandatory contributions to the Fund are expensed when incurred and are included within staff costs in operating expenses.

Stock-based compensation. The Company has a share-based compensation plan (the “Plan”) for senior management and directors of the Company. Under the provisions of the Plan, share-based bonus awards (“Awards”) are issued on an annual basis to the Company's directors and senior management as approved by the Board of Directors. Each Award provides a cash payment at the settlement date equal to one of the Company's common shares multiplied by the difference between the lowest share price for the preceding three years as of the grant date and the highest share price for the preceding three years as of each year-end. Share prices are measured based on the weighted average daily trading price as reported on the Moscow Exchange MICEX-RTS (MOEX). Awards are subject to individual annual performance conditions and are generally settled within 90 days after the Company's Management Committee approval.

The liability at 31 December 2013 and 2012 is determined based on the final expected bonus payments. The Awards are recognized as expense over the annual service period, net of forfeitures, with a corresponding liability to accounts payable and accrued liabilities.

Decommissioning provisions. The Group recognizes a liability for the fair value of legally required or constructive decommissioning provisions associated with long-lived assets in the period in which the retirement obligations are incurred. The Group has numerous asset removal obligations that it is required to perform under law or contract once an asset is permanently taken out of service. The Group's field exploration, development, and production activities include assets related to: well bores and related equipment and operating sites, gathering and oil processing systems, oil storage facilities and gathering pipelines. Generally, the Group's licenses and other operating permits require certain actions to be taken by the Group in the abandonment of these operations. Such actions include well abandonment activities, equipment dismantlement and other reclamation activities. The Group's estimates of future abandonment costs consider present regulatory or license requirements, as well as actual dismantling and other related costs. These liabilities are measured by the Group using the present value of the estimated future costs of decommissioning of these assets. The discount rate is reviewed at each reporting date and reflects current market assessments of the time value of money and the risks specific to the liability. Most of these costs are not expected to be incurred until several years, or decades, in the future and will be funded from general Group resources at the time of removal.

The Group capitalizes the associated decommissioning costs as part of the carrying amount of the long-lived assets. Changes in obligation, reassessed regularly, related to new circumstances or changes in law or technology, or in the estimated amount of the obligation, or in the pre-tax discount rates, are recognised as an increase or decrease of the cost of the relevant asset to the extent of the carrying amount of the asset; the excess is recognised immediately in profit and loss.

The Group's petrochemical, refining and marketing and distribution operations are carried out at large manufacturing facilities. The nature of these operations is such that the ultimate date of decommissioning of any sites or facilities is unclear. Current regulatory and licensing rules do not provide for liabilities related to the liquidation of such manufacturing facilities or of retail fuel outlets. Management therefore believes that there are no legal or contractual obligations related to decommissioning or other disposal of these assets.

Note 3: Summary of Significant Accounting Policies (continued)

Income Taxes. Income taxes have been provided for in the consolidated financial statements in accordance with legislation enacted or substantively enacted by the end of the reporting period. The income tax charge comprises current tax and deferred tax and is recognised in profit or loss for the year, except if it is recognised in other comprehensive income or directly in equity because it relates to transactions that are also recognised, in the same or a different period, in other comprehensive income or directly in equity.

Current tax is the amount expected to be paid to, or recovered from, the taxation authorities in respect of taxable profits or losses for the current and prior periods.

Deferred income tax is provided using the balance sheet liability method for tax loss carry forwards and temporary differences arising between the tax bases of assets and liabilities and their carrying amounts for financial reporting purposes. Deferred income tax assets and liabilities are recognised for all deductible or taxable temporary differences, except:

- Where the deferred tax liability arises from the initial recognition of goodwill or of an asset or liability in a transaction that is not a business combination and, at the time of the transaction, affects neither the accounting nor taxable profit or loss;
- In respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, where the timing of the reversal of the temporary differences can be controlled and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future; and
- Where it is not probable that future taxable profit will be available against which the deductible temporary differences and the carry forward of unused tax credits and unused tax losses can be utilised.

Deferred tax balances are measured at tax rates enacted or substantively enacted at the end of the reporting period, which are expected to apply to the period when the temporary differences will reverse or the tax loss carry forwards will be utilised. Deferred tax assets and liabilities are netted only within the individual companies of the Group.

Income tax penalties expense and income tax penalties payable are included in Taxes other than income tax in the Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income and Taxes payable in the Consolidated Statement of Financial Position, respectively. Income tax interest expense and payable are included in Interest expense in the Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income and other accounts payable and accrued expenses in the Consolidated Statement of Financial Position, respectively.

Share capital. Ordinary shares and non-redeemable preference shares with discretionary dividends are both classified as equity.

Dividends paid to shareholders are determined by the Board of directors and approved at the annual shareholders' meeting.

Treasury shares. Common shares of the Company owned by the Group at the reporting date are designated as treasury shares and are recorded at cost using the weighted-average method. Gains on resale of treasury shares are credited to additional paid-in capital whereas losses are charged to additional paid-in capital to the extent that previous net gains from resale are included therein or otherwise to retained earnings.

Earnings per share. Preference shares are not redeemable and are considered to be participating shares.

Basic and diluted earnings per share are calculated by dividing profit or loss attributable to ordinary and preference share holders by the weighted average number of ordinary and preferred shares outstanding during the period. Profit or loss attributed to equity holders is reduced by the amount of dividends declared in the current period for each class of shares. The remaining profit or loss is allocated to common and preferred shares to the extent that each class may share in earnings if all the earnings for the period had been distributed. Treasury shares are excluded from calculations. The total earnings allocated to each class of shares are determined by adding together the amount allocated for dividends and the amount allocated for a participation feature.

Revenue recognition. Revenues from the production and sale of crude oil, petroleum and petrochemical products and other products are recognized when title has transferred and collectability is reasonably assured. Revenue is measured at the fair value of the consideration received or receivable taking into account the amount of any discounts and other incentives. Purchases and sales of inventory with the same counterparty that are entered into in contemplation of one another are combined, considered as a single arrangement and netted against each other in the Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income. Revenue includes only economic benefits which flow to the Group. Taxes and duties arising on the sale of goods to third parties do not form part of revenue.

Note 3: Summary of Significant Accounting Policies (continued)

Transportation expenses. Transportation expenses recognised in the Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income represent all expenses incurred by the Group to transport crude oil and other products to end customers (they may include pipeline tariffs and any additional railroad costs, handling costs, port fees, sea freight and other costs). Compounding fees are included in Selling, General and administrative expenses.

Note 4: Critical accounting estimates and judgements in applying accounting policies

The Group makes estimates and assumptions that affect the amounts recognised in the consolidated financial statements and the carrying amounts of assets and liabilities within the next financial year. Estimates and judgements are continually evaluated and are based on management's experience and other factors, including expectations of future events that are believed to be reasonable under the circumstances.

Management of the Group also makes certain judgements, apart from those involving estimations, in the process of applying the accounting policies. Judgements that have the most significant effect on the amounts recognised in the consolidated financial statements and estimates that can cause a significant adjustment to the carrying amount of assets and liabilities within the next financial year include:

- Estimation of oil and gas reserves;
- Useful life of property, plant and equipment;
- Decommissioning provisions;
- Impairment of long-lived assets;
- Consolidation.

Estimation of oil and gas reserves. Oil and gas development and production assets are depreciated on a unit-of-production (UOP) basis for each field or group of fields with similar characteristics at a rate calculated by reference to proved or proved developed reserves. Estimates of proved reserves are also used in the determination of whether impairments have arisen or should be reversed. Also, exploration drilling costs are capitalized pending the results of further exploration or appraisal activity, which may take several years to complete and before any related proved reserves can be booked.

Proved and proved developed reserves are estimated by reference to available geological and engineering data and only include volumes for which access to market is assured with reasonable certainty. Estimates of oil and gas reserves are inherently imprecise, require the application of judgment and are subject to regular revision, either upward or downward, based on new information such as from the drilling of additional wells, observation of long-term reservoir performance under producing conditions and changes in economic factors, including product prices, contract terms or development plans. The Group estimates its oil and gas reserves in accordance with rules promulgated by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) for proved reserves.

Changes to the Group's estimates of proved and proved developed reserves affect prospectively the amounts of depreciation, depletion and amortization charged and, consequently, the carrying amounts of oil and gas properties. It is expected, however, that in the normal course of business the diversity of the Group's portfolio will limit the effect of such revisions. The outcome of, or assessment of plans for, exploration or appraisal activity may result in the related capitalized exploration drilling costs being written off in the profit and loss for the year.

Useful life of property, plant and equipment. Based on the terms included in the licenses and past experience, management believes hydrocarbon production licenses will be extended past their current expiration dates at insignificant additional costs. As a result of the anticipated license extensions, the assets are depreciated over their useful lives beyond the end of the current license term.

Management assesses the useful life of an asset by considering the expected usage, estimated technical obsolescence, residual value, physical wear and tear and the operating environment in which the asset is located. Differences between such estimates and actual results may have a material impact on the amount of the carrying values of the property, plant and equipment and may result in adjustments to future depreciation rates and expenses for the period.

Other property, plant and equipment are depreciated on a straight-line basis over their useful economic lives. Management periodically, at the end of each reporting period, reviews the appropriateness of the assets useful economic lives and residual values. The review is based on the current condition of the assets, the estimated period during which they will continue to bring economic benefit to the Group and the estimated residual value.

Note 4: Critical Accounting Estimates and Judgements in Applying Accounting Policies (continued)

Decommissioning provisions. Management makes provision for the future costs of decommissioning oil and gas production facilities, wells, pipelines, and related support equipment and for site restoration based on the best estimates of future costs and economic lives of the oil and gas assets. Estimating future decommissioning provisions is complex and requires management to make estimates and judgments with respect to removal obligations that will occur many years in the future.

Changes in the measurement of existing obligations can result from changes in estimated timing, future costs or discount rates used in valuation.

The amount recognized as a provision is the best estimate of the expenditures required to settle the present obligation at the reporting date based on current legislation in each jurisdiction where the Group's operating assets are located, and is also subject to change because of revisions and changes in laws and regulations and their interpretation. As a result of the subjectivity of these provisions there is uncertainty regarding both the amount and estimated timing of such costs.

The Group's petrochemical, refining and marketing and distribution operations are carried out at large manufacturing facilities. The nature of these operations is such that the ultimate date of decommissioning of any sites or facilities is unclear. Current regulatory and licensing rules do not provide for liabilities related to the liquidation of such manufacturing facilities or of retail fuel outlets. Management therefore believes that there are no legal or contractual obligations related to decommissioning or other disposal of these assets.

Sensitivity analysis for changes in rates, and other estimates:

	Change in	Impact on decommissioning provision	
		At 31 December 2013	At 31 December 2012
Discount rate	+1%	(11,436)	(22,437)
	-1%	15,384	4,814

Information about decommissioning provision is presented in Note 13.

Impairment of Long-lived Assets. The recoverable amounts of cash-generating units and individual assets have been determined based on the higher of value-in-use calculations and fair values less costs to sell. These calculations require the use of estimates and assumptions, including future oil prices, expected production volumes and refining margins appropriate to the local circumstances and environment. It is reasonably possible that these assumptions may change and may then require a material adjustment to the carrying value of the Group's assets.

Consolidation. The Company made significant judgements related to significant subsidiaries which are controlled by the Group, even though the Group holds less than half of the voting rights of these subsidiaries.

The Company considers that the Group has control over several entities even though it has less than 50% of the voting rights. This is because the Company has power over the investee, has rights to variable returns of the investee, and has the power to affect variable returns.

Additional information is disclosed in Note 25.

Note 5: Adoption of New or Revised Standards and Interpretations

The following new standards and interpretations became effective for the Group from 1 January 2013:

Amendments to IAS 1, Presentation of Financial Statements (issued June 2011, effective for annual periods beginning on or after 1 July 2012), changes the disclosure of items presented in other comprehensive income. The amendments require entities to separate items presented in other comprehensive income into two groups, based on whether or not they may be reclassified to profit or loss in the future. The suggested title used by IAS 1 has changed to "Statement of Profit or Loss and Other comprehensive income".

The following other new pronouncements did not have a material impact on these consolidated financial statements.

Note 5: Adoption of New or Revised Standards and Interpretations (continued)

- IFRS 13, Fair value measurement (issued in May 2011 and effective for annual periods beginning on or after 1 January 2013), aims to improve consistency and reduce complexity by providing a revised definition of fair value, and a single source of fair value measurement and disclosure requirements for use across IFRSs.
- Amended IAS 19, Employee Benefits (issued in June 2011, effective for periods beginning on or after 1 January 2013), makes significant changes to the recognition and measurement of defined benefit pension expense and termination benefits, and to the disclosures for all employee benefits.
- Disclosures—Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities - Amendments to IFRS 7, Financial Instruments: Disclosures (issued in December 2011 and effective for annual periods beginning on or after 1 January 2013). The amendment requires disclosures that will enable users of an entity's consolidated financial statements to evaluate the effect or potential effect of netting arrangements, including rights of set-off.
- Improvements to International Financial Reporting Standards (issued in May 2012 and effective for annual periods beginning 1 January 2013) - IAS 16, Property, Plant and Equipment, was amended to clarify that servicing equipment that is used for more than one period is classified as property, plant and equipment rather than inventory.

Certain new standards and interpretations have been issued that are mandatory for the annual periods beginning on or after 1 January 2014 or later, and which the Group has not early adopted.

IFRS 9 Financial Instruments: Classification and Measurement. Key features of the standard issued in November 2009 and amended in October 2010, December 2011 and November 2013 are:

- Financial assets are required to be classified into two measurement categories: those to be measured subsequently at fair value, and those to be measured subsequently at amortised cost. The decision is to be made at initial recognition. The classification depends on the entity's business model for managing its financial instruments and the contractual cash flow characteristics of the instrument.
- An instrument is subsequently measured at amortised cost only if it is a debt instrument and both (i) the objective of the entity's business model is to hold the asset to collect the contractual cash flows, and (ii) the asset's contractual cash flows represent payments of principal and interest only (that is, it has only "basic loan features"). All other debt instruments are to be measured at fair value through profit or loss.
- All equity instruments are to be measured subsequently at fair value. Equity instruments that are held for trading will be measured at fair value through profit or loss. For all other equity investments, an irrevocable election can be made at initial recognition, to recognise unrealised and realised fair value gains and losses through other comprehensive income rather than profit or loss. There is to be no recycling of fair value gains and losses to profit or loss. This election may be made on an instrument-by-instrument basis. Dividends are to be presented in profit or loss, as long as they represent a return on investment.
- Most of the requirements in IAS 39 for classification and measurement of financial liabilities were carried forward unchanged to IFRS 9. The key change is that an entity will be required to present the effects of changes in own credit risk of financial liabilities designated at fair value through profit or loss in other comprehensive income.
- Hedge accounting requirements were amended to align accounting more closely with risk management. The standard provides entities with an accounting policy choice between applying the hedge accounting requirements of IFRS 9 and continuing to apply IAS 39 to all hedges because the standard currently does not address accounting for macro hedging.

The amendments made to IFRS 9 in November 2013 removed its mandatory effective date, thus making application of the standard voluntary. The Group is considering the implications of the standard, the impact on the Group and the timing of its adoption by the Group.

Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities - Amendments to IAS 32 (issued in December 2011 and effective for annual periods beginning on or after 1 January 2014). The amendment added application guidance to IAS 32 to address inconsistencies identified in applying some of the offsetting criteria. This includes clarifying the meaning of "currently has a legally enforceable right of set-off" and that some gross settlement systems may be considered equivalent to net settlement. The Group is considering the implications of the standard, the impact on the Group and the timing of its adoption by the Group.

Note 5: Adoption of New or Revised Standards and Interpretations (continued)

IFRIC 21 - Levies (issued on 20 May 2013 and effective for annual periods beginning 1 January 2014). The interpretation clarifies the accounting for an obligation to pay a levy that is not income tax. The obligating event that gives rise to a liability is the event identified by the legislation that triggers the obligation to pay the levy. The fact that an entity is economically compelled to continue operating in a future period, or prepares its financial statements under the going concern assumption, does not create an obligation. The same recognition principles apply in interim and annual financial statements. The application of the interpretation to liabilities arising from emissions trading schemes is optional. The Group is currently assessing the impact of the amendments on its consolidated financial statements.

Amendments to IAS 36 - Recoverable amount disclosures for non-financial assets (issued on 29 May 2013 and effective for annual periods beginning 1 January 2014; earlier application is permitted if IFRS 13 is applied for the same accounting and comparative period). The amendments remove the requirement to disclose the recoverable amount when a CGU contains goodwill or indefinite lived intangible assets but there has been no impairment. The Group is currently assessing the impact of the amendments on the disclosures in its consolidated financial statements.

Amendments to IAS 19 – Defined benefit plans: Employee contributions (issued in November 2013 and effective for annual periods beginning 1 July 2014). The amendment allows entities to recognise employee contributions as a reduction in the service cost in the period in which the related employee service is rendered, instead of attributing the contributions to the periods of service, if the amount of the employee contributions is independent of the number of years of service. The Group is currently assessing the impact of the amendments on its consolidated financial statements.

Annual Improvements to IFRSs 2012 (issued in December 2013 and effective for annual periods beginning on or after 1 July 2014). The improvements consist of changes to standards:

- IFRS 2 was amended to clarify the definition of a “vesting condition” and to define separately “performance condition” and “service condition”;
- IFRS 3 was amended to clarify that (1) an obligation to pay contingent consideration which meets the definition of a financial instrument is classified as a financial liability or as equity, on the basis of the definitions in IAS 32, and (2) all non-equity contingent consideration, both financial and non-financial, is measured at fair value at each reporting date, with changes in fair value recognised in profit and loss.
- IFRS 8 was amended to require (1) disclosure of the judgments made by management in aggregating operating segments, including a description of the segments which have been aggregated and the economic indicators which have been assessed in determining that the aggregated segments share similar economic characteristics, and (2) a reconciliation of segment assets to the entity’s assets when segment assets are reported.
- The basis for conclusions on IFRS 13 was amended to clarify that deletion of certain paragraphs in IAS 39 upon publishing of IFRS 13 was not made with an intention to remove the ability to measure short-term receivables and payables at invoice amount where the impact of discounting is immaterial.
- IAS 24 was amended to include, as a related party, an entity that provides key management personnel services to the reporting entity or to the parent of the reporting entity (“the management entity”), and to require to disclose the amounts charged to the reporting entity by the management entity for services provided.

The Group is currently assessing the impact of the amendments on its consolidated financial statements.

Annual Improvements to IFRSs 2013 (issued in December 2013 and effective for annual periods beginning on or after 1 July 2014). The improvements consist of changes to standards:

- IFRS 3 was amended to clarify that it does not apply to the accounting for the formation of any joint arrangement under IFRS 11. The amendment also clarifies that the scope exemption only applies in the financial statements of the joint arrangement itself.
- The amendment of IFRS 13 clarifies that the portfolio exception in IFRS 13, which allows an entity to measure the fair value of a group of financial assets and financial liabilities on a net basis, applies to all contracts (including contracts to buy or sell non-financial items) that are within the scope of IAS 39 or IFRS 9.

Note 5: Adoption of New or Revised Standards and Interpretations (continued)

- IAS 40 was amended to clarify that IAS 40 and IFRS 3 are not mutually exclusive. The guidance in IAS 40 assists preparers to distinguish between investment property and owner-occupied property. Preparers also need to refer to the guidance in IFRS 3 to determine whether the acquisition of an investment property is a business combination.

The Group is currently assessing the impact of the amendments on its consolidated financial statements.

Unless otherwise described above, the new standards and interpretations are not expected to affect significantly the Group's consolidated financial statements.

Note 6: Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents comprise the following:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Cash on hand and in banks	8,012	7,814
Term deposits with original maturity of less than three months	21,523	5,269
Total cash and cash equivalents	29,535	13,083

As of 31 December 2013 the majority of cash and cash equivalents are held in Bank Zenit and its subsidiaries, Ak Bars Bank, Credit Europe Bank and Sberbank. As of 31 December 2012 the majority of cash and cash equivalents are held in Bank Zenit and its subsidiaries. Bank deposits represent deposits with original maturities of less than three months. The fair value of cash and term deposits approximates their carrying value.

The credit quality of cash and cash equivalents balances may be summarised as follows:

	At 31 December 2013		At 31 December 2012	
	Cash on hand and in banks	Term deposits	Cash on hand and in banks	Term deposits
Investment grade rating	1,056	4,825	496	2,862
Non-investment grade rating	5,026	15,537	4,470	2,039
No external rating	1,930	1,161	2,848	368
Total	8,012	21,523	7,814	5,269

Investment grade ratings classification referred to as Aaa to Baa3 for Moody's Investment Services, as AAA to BBB- for Fitch Rating and as AAA to BBB for Standard and Poor's Rating, respectively.

Note 7: Accounts receivable

Short-term and long-term accounts receivable comprise the following:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Short-term accounts receivable:		
Trade receivables	60,395	60,940
Other financial receivables	4,259	3,813
Less provision for impairment	(12,556)	(11,200)
Total short-term accounts receivable	52,098	53,553
Long-term accounts receivable:		
Trade receivables	251	757
Other financial receivables	835	777
Less provision for impairment	(70)	(4)
Total long-term accounts receivable	1,016	1,530
Total financial assets within trade and other receivables	53,114	55,083

Note 7: Accounts receivable (continued)

In accordance with the Group's policies for recorded provision for impairment the Group fully provided for receivables from ChMPKP Avto of US \$334 million as of 31 December 2013 and 2012, relating to the sale of crude oil to Ukraine (Kremenchug refinery) (Note 24).

The estimated fair value of short-term and long-term accounts receivable approximates their carrying value.

Analysis by credit quality of trade and other receivables is as follows:

	At 31 December 2013		At 31 December 2012	
	Trade receivables	Other financial receivables	Trade receivables	Other financial receivables
Not over due and not impaired	46,686	4,484	50,582	3,714
<i>Past due but not impaired</i>				
- less than 90 days overdue	1,652	19	296	158
- 91 to 180 days overdue	200	26	156	106
- over 180 days overdue	-	47	13	58
Total past due but not impaired	1,852	92	465	322
<i>Individually determined to be impaired (gross)</i>				
- less than 90 days overdue	-	-	-	-
- 91 to 180 days overdue	-	-	-	-
- over 180 days overdue	12,110	517	10,637	567
Total individually impaired	12,110	517	10,637	567
Less provision for impairment	(12,110)	(517)	(10,637)	(567)
Total	48,538	4,576	51,047	4,036

Movements in the provision for impairment for trade and other receivables are as follows:

	2013		2012	
	Trade receivables	Other financial receivables	Trade receivables	Other financial receivables
Provision for impairment at 1 January	(10,637)	(567)	(10,998)	(161)
Provision for impairment	(850)	(13)	(358)	(431)
Amounts written off during the year as uncollectible	-	-	109	25
Foreign exchange (loss)/gain	(788)	-	610	-
Change in Group structure	165	63	-	-
Provision for impairment at 31 December	(12,110)	(517)	(10,637)	(567)

Note 8: Short-term financial assets

Short-term financial assets comprise the following:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Loans and receivables:		
Notes receivable	2,178	2,564
Other loans (net of provision for impairment of RR 18 million and RR 24 million as of 31 December 2013 and 2012)	2,026	1,752
Certificates of deposit	8,973	4,251
Financial assets at fair value through profit or loss:		
Held-for-trading	3,516	6,364
Total short-term financial assets	16,693	14,931

During the year ended 31 December 2013 purchases of certificates of deposit and cash proceeds from certificates of deposit were RR 13,024 million and RR 8,302 million, respectively.

During the year ended 31 December 2012 purchases of certificates of deposit and cash proceeds from certificates of deposit were RR 21,542 million and RR 29,738 million, respectively.

During the year ended 31 December 2013 cash issuance of notes receivable and other loans and cash proceeds from notes receivable and other loans were RR 2,569 million and RR 5,213 million, respectively.

During the year ended 31 December 2012 cash issuance of notes receivable and other loans and cash proceeds from notes receivable and other loans were RR 1,878 million and RR 2,954 million, respectively.

The estimated fair value of loans and receivables approximates their carrying value.

Financial assets at fair value through profit and loss comprise the following:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Held-for-trading:		
Russian government debt securities	18	185
Corporate debt securities	1,762	2,315
Equity securities	1,736	3,864
Total financial assets at fair value through profit and loss	3,516	6,364

Information on trading securities issued by related parties is disclosed in Note 23.

Note 9: Inventories

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Materials and supplies	11,354	12,152
Crude oil	5,657	5,332
Refined oil products	6,495	6,291
Petrochemical supplies and finished goods	6,032	4,815
Total inventories	29,538	28,590

Note 10: Prepaid Expenses and Other Current Assets

Prepaid expenses and other current assets are as follows:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Prepaid export duties	8,311	11,729
VAT recoverable	5,728	7,536
Advances	5,626	5,613
Prepaid transportation expenses	668	551
Other	2,884	3,377
Prepaid expenses and other current assets	23,217	28,806

Note 11: Long-term Financial Assets

Long-term financial assets comprise the following:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Loans and receivables:		
Notes receivable (net of provision for impairment of RR 318 million as of 31 December 2013 and 2012)	1,019	1,909
Loans to employees	2,493	2,305
Other loans	3,197	2,749
Certificates of deposit	14,445	14,133
Available-for-sale investments	4,660	4,686
Total long-term financial assets	25,814	25,782

The fair value of long-term financial assets is estimated by discounting the future contractual cash outflows at the market interest rate available to the Group at the end of the reporting period. The carrying amounts and fair values of long-term financial assets are as follows:

	Carrying amounts		Fair values	
	At 31 December 2013	At 31 December 2012	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Notes receivable	1,019	1,909	1,122	2,100
Loans to employees	2,493	2,305	2,493	2,305
Other loans	3,197	2,749	3,156	2,713
Certificates of deposit	14,445	14,133	15,163	14,835
Total long-term financial assets	21,154	21,096	21,934	21,953

During the year ended 31 December 2013 purchases of long-term certificates of deposit were RR 312 million.

During the year ended 31 December 2012 purchases of long-term certificates of deposit were RR 6,642 million.

Note 11: Long-term financial assets (continued)

During the year ended 31 December 2013 cash issuance of long-term notes receivable and other loans and cash proceeds from long-term notes receivable and other loans were RR 2,582 million and RR 1,395 million, respectively.

During the year ended 31 December 2012 cash issuance of long-term notes receivable and other loans and cash proceeds from long-term notes receivable and other loans were RR 2,077 million and RR 499 million, respectively.

Note 12: Investments in associates and joint ventures

Investments in associates and joint ventures comprise the following:

Name of an investee	Ownership percentage at		Net book value as		Group's share of	
	31 December		31 December		profit/(loss) for	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
<i>Associates and joint ventures:</i>						
Bank Zenit	25	25	6,984	6,455	555	653
Other	20-75	20-50	794	256	(205)	86
Total			7,778	6,711	350	739

The country of incorporation or registration is also their principal place of business. For all major associates and joint ventures the country of incorporation is the Russian Federation.

The table below summarises the movements in the carrying amount of the Group's investment in associates and joint ventures:

	2013	2012
Net book value at 1 January	6,711	7,419
Share of profit of associates and joint ventures	350	739
Share of result of associates and joint ventures	350	739
Share of other comprehensive income of associates and joint ventures	(21)	106
Dividends received from associates and joint ventures	-	(15)
Reclassification on loss of control/disposal of associates (reclassification on obtaining control)	801	(1,660)
Others	(63)	122
Net book value at 31 December	7,778	6,711

The condensed financial information of the Group's equity basis investments is as follows:

	Year ended 31 December 2013		Year ended 31 December 2012	
	Bank Zenit	Other	Bank Zenit	Other
Sales/interest income	23,425	3,107	20,738	3,412
Net income	2,258	(473)	2,659	(208)
Total assets	299,856	7,736	260,902	3,028
Total liabilities	270,685	7,060	233,918	966

Note 13: Property, plant and equipment

	Oil and gas properties	Buildings and constructions	Machinery and equipment	Construc- tion in progress	Total
Cost					
As of 31 December 2011	311,999	134,582	95,842	82,970	625,393
Additions	51	315	386	56,396	57,148
Disposals	(2,143)	(829)	(2,776)	(2,742)	(8,490)
Changes in Group structure	-	1,176	1,949	-	3,125
Transfers	18,717	12,926	12,815	(44,458)	-
Changes in decommissioning provision	(5,995)	-	-	-	(5,995)
As of 31 December 2012	322,629	148,170	108,216	92,166	671,181
Depreciation, depletion and amortisation					
As of 31 December 2011	146,013	16,089	45,418	-	207,520
Depreciation charge	7,763	4,640	5,367	-	17,770
Disposals	(2,053)	(252)	(707)	-	(3,012)
As of 31 December 2012	151,723	20,477	50,078	-	222,278
Net book value					
As of 31 December 2011	165,986	118,493	50,424	82,970	417,873
As of 31 December 2012	170,906	127,693	58,138	92,166	448,903
Cost					
As of 31 December 2012	322,629	148,170	108,216	92,166	671,181
Additions	163	1	1	59,730	59,895
Disposals	(1,990)	(596)	(1,078)	(1,835)	(5,499)
Changes in Group structure	-	(1,574)	(2,193)	(241)	(4,008)
Transfers	21,674	7,769	13,568	(43,011)	-
Changes in decommissioning provision	(1,751)	-	-	-	(1,751)
As of 31 December 2013	340,725	153,770	118,514	106,809	719,818
Depreciation, depletion and amortisation					
As of 31 December 2012	151,723	20,477	50,078	-	222,278
Depreciation charge	8,437	3,898	7,164	-	19,499
Disposals	(1,633)	(355)	(1,045)	-	(3,033)
Changes in Group structure	-	(361)	(448)	-	(809)
As of 31 December 2013	158,527	23,659	55,749	-	237,935
Net book value					
As of 31 December 2012	170,906	127,693	58,138	92,166	448,903
As of 31 December 2013	182,198	130,111	62,765	106,809	481,883

For the years ended 31 December 2013 and 2012 the Group recorded RR 1,248 million and RR 606 million of capitalized borrowing cost as property, plant and equipment additions, respectively. The capitalisation rate was 3.5% (2012: 3.5%).

Note 13: Property, plant and equipment (continued)

As stated in Note 3, the Group calculates depreciation, depletion and amortization for oil and gas properties using the units-of-production method over proved or proved developed oil and gas reserves depending on the nature of the costs involved. The proved or proved developed reserves used in the units-of-production method assume the extension of the Group's production license beyond their current expiration dates until the end of the economic lives of the fields as discussed below in further detail.

The Group's oil and gas fields are located principally on the territory of Tatarstan. The Group obtains licenses from the governmental authorities to explore and produce oil and gas from these fields. The Group's existing production licenses for its major fields expire, after their recent extension, between 2026 and 2038, with other production licenses expiring between 2014 and 2043. The economic lives of many of the Group's licensed fields extend beyond these dates. Under Russian law, the Group is entitled to renew the licenses to the end of the economic lives of the fields, provided certain conditions are met. Article 10 of the Subsoil Law provides that a license to use a field "shall be" extended at its scheduled termination at the initiative of the subsoil user if necessary to finish production in the field, provided that there are no violations of the conditions of the license. The legislative history of Article 10 indicates that the term "shall" replaced the term "may" in August 2004, clarifying that the subsoil user has the right to extend the license term so long as it has not violated the conditions of the license. In August 2006, the term of the Group's license to produce oil and gas from the Group's largest field, Romashkinskoye, was extended through 2038. And the license to produce oil and gas from the Group's second largest field, Novo-Elkhovskoe, was extended through 2026. The Group's right to extend licenses is, however, dependent on the Group continuing to comply with the terms of the licenses, and management has the ability and intent to do so.

Management plans to request the extension of the licenses that have not yet been extended. The Group's current production plans are based on the assumption, which management considers to be reasonably certain, that the Group will be able to extend all existing licenses.

These plans have been designed on the basis that the Group will be producing crude oil through the economic lives of the fields and not with a view to exploiting the Group's reserves to maximum effect only through the license expiration dates.

Management is reasonably certain that the Group will be allowed to produce oil from the Group's reserves after the expiration of existing production licenses and until the end of the economic lives of the fields. "Reasonable certainty" is the applicable standard for defining proved reserves under the SEC's Regulation S-X, Rule 4-10.

Exploration and evaluation assets included in Oil and Gas assets above, net book value:

At 31 December 2013	12,230
Additions	1,363
Reclassification to development assets	(351)
Charged to expense	(67)
At 31 December 2012	11,285
Additions	1,764
Reclassification to development assets	(1,108)
At 1 January 2012	10,629

For the years ended 31 December 2013 and 2012, operating and investing cash flows used for exploration and evaluation activities amounted to RR 1,839 million and RR 1,363 million and RR 1,740 million and RR 1,764 million, respectively.

Social assets. During the years ended 31 December 2013 and 2012 the Group transferred social assets with a net book value of RR 23 million and RR 4 million, respectively, to local authorities. At 31 December 2013 and 2012 the Group held social assets with a net book value of RR 5,276 million and RR 3,700 million, respectively, all of which were constructed after the privatization date.

The social assets comprise mainly dormitories, hotels, gyms and other facilities. The Group may transfer some of these social assets to local authorities in the future, but does not expect these to be significant. The Group incurred social infrastructure expenses of RR 4,805 million and RR 4,027 million for the years ended 31 December 2013 and 2012, respectively, for maintenance that mainly relates to housing, schools and cultural buildings.

Note 13: Property, Plant and Equipment (continued)

Decommissioning provisions.

The following tables summarize the Group's decommissioning provisions and decommissioning costs activities:

	2013	2012
Balance, beginning of period	52,450	55,098
Unwinding discount	4,503	4,790
New obligations	350	439
Release of existing obligations	(166)	(1,443)
Changes in estimates	(2,100)	(6,434)
Balance, end of period	55,037	52,450
Less: current portion of decommissioning provisions (Note 16)	(526)	(1,361)
Long-term balance, end of period	54,511	51,089

Key assumptions used for evaluation of decommissioning provision were as follows:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Discount rate	7.99%	7.88%
Inflation rate	4.70%	4.83%

Note 14: Other long-term assets

Other long-term assets are as follows:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Prepaid computer programs	2,347	2,544
Prepaid license agreements	124	379
Other long-term assets	1,080	1,793
Total other long-term assets	3,551	4,716

Note 15: Debt

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Short-term debt		
Foreign currency denominated debt		
Current portion of long-term debt	31,595	18,259
Other foreign currency denominated debt	-	2,328
Rouble denominated debt		
Current portion of long-term debt	36	5,002
Other rouble denominated debt	4,930	6,507
Total short-term debt	36,561	32,096
Long-term debt		
Foreign currency denominated debt		
US \$2.0 bln 2010 credit facility	14,771	27,619
US \$1.5 bln 2009 credit facility	2,328	4,551
US \$550 mln 2011 credit facility	17,961	16,582
US \$75 mln 2011 credit facility	1,529	1,562
US \$144.5 mln 2011 credit facility	2,762	2,165
EUR 55 mln 2013 credit facility	2,018	-
Other foreign currency denominated debt	2,122	3,167
Rouble denominated debt		
Bonds	-	4,941
Other rouble denominated debt	925	665
Total long-term debt	44,416	61,252
Less: current portion of long-term debt	(31,631)	(23,261)
Total long-term debt, net of current portion	12,785	37,991

Foreign currency debts are primarily denominated in US Dollars.

Long-term debt had the following maturity profile (based on the discounted contractual cash flows):

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Due for repayment:		
Between one and two years	5,535	27,728
Between two and five years	3,554	7,486
After five years	3,696	2,777
Total long-term debt, net of current portion	12,785	37,991

The Group does not apply hedge accounting and has not entered into any hedging arrangements in respect of its foreign currency obligations or interest rate exposures.

Short-term foreign currency denominated debt. In December 2003 the Group entered into a US \$35 million one month revolving credit facility with Credit Suisse Zurich. In December 2011 this agreement was replaced with a new loan agreement totalling up to the US \$70 million under the same conditions. The monthly revolving loan bears interest at one month LIBOR plus varying margin of about 1.8% per annum and is collateralized by crude oil sales.

Short-term Russian Rouble denominated debt. Russian Rouble denominated short-term debt is primarily comprised of loans with Russian banks. Short-term Rouble denominated loans of RR 4,930 million and RR 6,507 million bear contractual interest rates of 1.1% to 9.25% per annum as of 31 December 2013 and 2012.

Note 15: Debt (continued)

Long-term foreign currency denominated debt. In October 2009, the Company entered into a dual (3 and 5 year) tranches secured syndicated pre-export facility for up to US \$1.5 billion arranged by WestLB AG, Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG, ABN AMRO Bank N.V., OJSC Gazprombank, Bank of Moscow and Nordea Bank. This credit facility is collateralized with the contractual rights and receivables under an oil export contract between Tatneft and Tavit B.V. under which Tatneft supplies no less than 360,000 metric tons of oil and refined products in a calendar quarter. The loan agreement requires compliance with certain financial covenants including, but not limited to, minimum levels of consolidated tangible net worth and interest coverage ratios. The 3-year tranche was fully repaid. The 5-year tranche bears interest at LIBOR plus 4.10%.

In June 2010, the Company entered into a triple (3, 5 and 7 year) tranches secured credit facility for up to US \$2 billion arranged by Barclays Bank PLS, BNP Paribas (Suisse) SA, Bank of Moscow, Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ LTD Citibank N.A., Commerzbank Aktiengesellschaft, ING Bank N.V., Natixis SA, Nordea Bank, The Royal Bank of Scotland N.V., Sberbank, Société Générale, Sumitomo Mitsui Finance Dublin LTD, Unicredit Bank AG, VTB Bank and WestLB AG. The loan is collateralized with the contractual rights and receivables under an export contract between Tatneft and Tatneft Europe AG under which Tatneft supplies no less than 750,000 metric tons of oil in a calendar quarter. The loan agreement requires compliance with certain financial covenants including, but not limited to, minimum levels of consolidated tangible net worth and interest coverage ratios. The 3-year tranche was fully repaid. The 5-year tranche has the margin of LIBOR plus 3.40%, while the 7-year tranche bears the interest of LIBOR plus 5%.

In June 2011, the Company entered into a US \$550 million unsecured financing with a fixed rate of 3.50% per annum with bullet repayment in three years. The loan was arranged by BNP Paribas (Suisse) SA, The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ LTD., Commerzbank Aktiengesellschaft, ING Bank N.V., Natixis, Open Joint Stock Company Nordea Bank, Sumitomo Mitsui Banking Corporation and WestLB AG London Branch. The loan agreement requires compliance with certain financial covenants including, but not limited to, minimum levels of consolidated tangible net worth and interest coverage ratios.

In November 2011, TANECO entered into a US \$75 million credit facility with equal semi-annual repayments during ten years. The loan was arranged by Nordea Bank AB (Publ), Société Générale and Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. The loan bears interest at LIBOR plus 1.1% per annum. The loan agreement requires compliance with certain financial covenants including, but not limited to, minimum levels of consolidated tangible net worth and interest coverage ratios.

In November 2011, TANECO entered into a US \$144.5 million credit facility with equal semi-annual repayments during ten years with the first repayment date on 15 May, 2014. The loan was arranged by Société Générale, Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited and the Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ LTD. The loan bears interest at LIBOR plus 1.25% per annum. The loan agreement requires compliance with certain financial covenants including, but not limited to, minimum levels of consolidated tangible net worth and interest coverage ratios.

In May 2013, TANECO entered into a EUR 55 million credit facility with equal semi-annual repayment during ten years. The loan was arranged by The Royal Bank of Scotland plc and Sumitomo Mitsui Banking Corporation Europe Limited. The loan bears interest at LIBOR plus 1.5% per annum. The loan agreement requires compliance with certain financial covenants including, but not limited to, minimum levels of consolidated tangible net worth and interest coverage ratios.

Note 15: Debt (continued)

Long-term Russian rouble denominated debt. In September 2010, the Group issued Rouble exchange bonds in the amount of RR 5,000 million due in September 2013 at an interest rate of 7.25% per annum. The bonds were fully repaid in September 2013.

Management believes that for the year ended 31 December 2013 and 2012 the Group was in compliance with all covenants required by the above loan agreements.

Loan arrangements on short-term and long-term debt have both fixed and variable interest rates that reflect the currently available terms for similar debt. The carrying value of debt is a reasonable approximation of its fair value. The carrying amounts of long-term debt are as follows:

	Carrying amounts	
	At 31 December 2013	At 31 December 2012
US\$ denominated fixed rate	20,083	20,350
US\$ denominated floating rate	21,390	35,296
EUR denominated floating rate	2,018	-
RR denominated fixed rate	925	5,606
Total long-term debt	44,416	61,252

Note 16: Accounts payable and accrued liabilities

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Trade payables	14,260	16,715
Dividends payable	103	101
Other payables	980	1,071
Total financial liabilities within trade and other payables	15,343	17,887
Salaries and wages payable	4,109	4,093
Advances received from customers	1,045	1,109
Current portion of decommissioning provisions (Note 13)	526	1,361
Other accounts payable and accrued liabilities	7,421	6,569
Total non-financial liabilities	13,101	13,132
Accounts payable and accrued liabilities	28,444	31,019

The fair value of each class of financial liabilities included in short-term trade and other payables at 31 December 2013 and 2012 approximates their carrying value.

Note 17: Other long-term liabilities

Other long-term liabilities are as follows:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Pension liability	3,768	3,622
Other long-term liabilities	71	88
Total other long-term liabilities	3,839	3,710

Pension liabilities

The Group has various pension plans covering substantially all eligible employees and members of management. The amount of contributions, frequency of benefit payments and other conditions of these plans are regulated by the “Statement of Organization of Non-Governmental Pension Benefits for OAO Tatneft Employees” and the contracts concluded between the Company or its subsidiaries, management, and the non-profit organization “National Non-Governmental Pension Fund”. In accordance with these contracts the Group is committed to make certain contributions on behalf of all employees and guarantees a minimum benefit upon retirement. Contributions or benefits are generally based upon grade and years until official retirement age (age 60 for men and 55 for women), and in the case of management are based upon years of service. In accordance with the provisions of collective agreements concluded on an annual basis between the Company or its subsidiaries and their employees, the Group is obligated to pay certain post-employment benefits, the amounts of which are generally based on salary grade and years of service at the time of retirement.

Principal actuarial assumptions (expressed as weighted averages) are as follows:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Discount rate	8.0%	7.2%
Rate of increase in salary levels	7.2%	6.2%
Actuarial rate of NPF	3.0%	3.0%
Statutory insurance contributions rate	30.85%	30.20%

Management has assessed that reasonable changes in the principal significant actuarial assumptions will not have a significant impact on the consolidated statements of profit of loss and other comprehensive income or the liability recognized in the consolidated statement of financial position.

Amounts recognized in the consolidated statement of financial position:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Present value of defined benefit obligation (DBO)	5,598	5,441
Less: Fair value of plan assets	(1,830)	(1,819)
Net defined benefit liability	3,768	3,622

Change in the defined benefit obligation amount:

	2013	2012
Defined benefit obligation (DBO) at beginning year	5,441	4,054
Effect of exchange rate changes	8	(7)
Current service cost	181	128
Interest cost	392	342
Benefits paid	(487)	(399)
Remeasurement (gains)/losses:		
Actuarial losses arising from changes in financial assumptions	58	328
Actuarial losses/(gains) arising from changes in demographic assumptions	6	(6)
Actuarial (gains)/losses - Experience	(3)	744
Past service cost	-	47
Curtailment/settlement gain	-	(5)
Other	2	215
Defined benefit obligation at the end of the year	5,598	5,441

Note 17: Other long-term liabilities (continued)

The amounts recognized in profit or loss are as follows:

	2013	2012
Service cost	181	175
Net interest expense	261	227
Remeasurement (gains)/losses:		
Actuarial losses arising from changes in financial assumptions	17	-
Actuarial losses arising from changes in demographic assumptions	2	-
Actuarial gains – Experience	(91)	-
Other	2	207
Total included in ‘employee benefits expense’	372	609

The amounts recognized in other comprehensive income are as follows:

	2013	2012
Remeasurement losses:		
Actuarial losses arising from changes in financial assumptions	224	252
Actuarial losses/(gains) arising from changes in demographic assumptions	4	(6)
Actuarial losses – Experience	88	744
Effect of exchange rate changes	8	-
Total included in other comprehensive income	324	990

Reconciliation of the opening and closing balances of plan assets’ fair value:

	2013	2012
Plan assets at beginning of year	1,819	1,531
Interest income	131	115
Contributions	230	220
Benefits paid	(167)	(131)
Actuarial (loss)/gain	(183)	76
Other	-	8
Plan assets at year end	1,830	1,819

The annual contributions made by the Group are managed by the Fund. The primary investment objectives of the Fund are to achieve the highest rate of total return within prudent levels of risk and liquidity, to diversify and mitigate potential downside risk associated with the investments, and to provide adequate liquidity for benefit payments and portfolio management.

Plan assets structure:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Russian corporate bonds and equity securities of Russian issuers	51.74%	46.22%
Russian government and regions bonds	11.61%	19.01%
Bank deposits	33.12%	30.91%
Other	3.53%	3.86%
Total plan assets	100%	100%

Expected contributions to be paid during the next annual reporting period are RR 434 million.

Note 18: Taxes

Income tax expense comprises the following:

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Current income tax expense	21,645	21,816
Deferred income tax expense	1,302	1,554
Income tax expense for the year	22,947	23,370

Presented below is reconciliation between the provision for income taxes and taxes determined by applying the statutory tax rate 20% (for the year ended 31 December 2012: 20%) to income before income taxes:

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Profit before income taxes and non-controlling interest	101,291	101,818
Theoretical income tax expense at statutory rate	20,258	20,364
Increase due to:		
Non-deductible expenses, net	2,689	3,006
Income tax expense	22,947	23,370

No provision has been made for additional income taxes of RR 17,958 million on undistributed earnings of certain subsidiaries. These earnings have been and will continue to be reinvested. These earnings could become subject to additional tax of approximately RR 1,161 million if they were remitted as dividends.

Deferred income taxes reflect the impact of temporary differences between the amount of assets and liabilities recognized for financial reporting purposes and such amounts recognized for statutory tax purposes. Deferred tax assets (liabilities) are comprised of the following:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Accounts receivable	-	155
Tax loss carry forward	3,824	3,924
Decommissioning provision	11,007	10,490
Other	624	547
Deferred income tax assets	15,455	15,116
Property, plant and equipment	(24,146)	(22,690)
Inventories	(1,847)	(2,152)
Accounts receivable	(152)	-
Long-term investments	(95)	(238)
Undistributed Earnings	(1,044)	(862)
Other liabilities	(1,921)	(1,575)
Deferred income tax liabilities	(29,205)	(27,517)
Net deferred tax liability	(13,750)	(12,401)

Deferred income taxes are reflected in the consolidated statement of financial position as follows:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Deferred income tax asset	2,049	2,633
Deferred income tax liability	(15,799)	(15,034)
Net deferred tax liability	(13,750)	(12,401)

Deferred tax assets are recognized for the carry-forward of unused tax losses and unused tax credits to the extent that it is probable that taxable profits will be available against which the unused tax losses/credits can be utilized.

Tax losses carry forward. At 31 December 2013, the Group had recognized deferred income tax assets of RR 3,824 million (RR 3,924 million at 31 December 2012) in respect of unused tax loss carry forwards of RR 19,119 million (RR 19,620 million at 31 December 2012). Tax losses can be carried forward for relief against taxable profits for 10 years after they are incurred, subject to certain limitations. In determining future taxable profits and the amount of tax benefits that are probable in the future management makes judgments including expectations regarding the Group's ability to generate sufficient future taxable income and the projected time period over which deferred tax benefits will be realized.

Note 18: Taxes (continued)

The Group doesn't have any unrecognised potential deferred tax assets in respect of deductible temporary differences.

The Group is subject to a number of taxes other than income taxes, which are detailed as follows:

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Mineral extraction tax	105,302	102,813
Property tax	4,518	2,248
Penalties and interest	40	(214)
Other	1,476	1,446
Total taxes other than income taxes	111,336	106,293

For mineral extraction tax for fields whose depletion rate exceeds a certain threshold the Group received a benefit of approximately RR 24.4 billion and RR 21.4 billion for the years ended 31 December 2013 and 2012, respectively.

At 31 December 2013 and 2012 taxes payable were as follows:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Mineral extraction tax	9,485	8,457
Value Added Tax on goods sold	2,205	2,107
Other	5,016	2,670
Total taxes payable	16,706	13,234

Note 19: Shareholders' equity

Authorized share capital. At 31 December 2013 the authorized share capital consists of 2,178,690,700 voting common shares and 147,508,500 non-voting preferred shares; both classes of shares have a nominal value of RR 1.00 per share. The nominal value of authorised share capital differs from its carrying value due to effect of the hyperinflation of capital contributions made before 2003.

Golden share. OAO Svyazinvestneftekhim, a company wholly owned by the government of Tatarstan, as of 31 December 2013 holds approximately 33.59% of the Company's capital stock (approximately 36% of voting stock). These shares were contributed to Svyazinvestneftekhim by the Ministry of Land and Property Relations of Tatarstan in 2003. Tatarstan also holds a "Golden Share" – a special governmental right – in the Company. The exercise of its powers under the Golden Share enables the Tatarstan government to appoint one representative to the Board of Directors and Revision Commission of the Company and to veto certain major decisions, including those relating to changes in the share capital, amendments to the Charter, liquidation or reorganization and "major" and "interested party" transactions as defined under Russian law.

The Golden Share currently has an indefinite term. The Tatarstan government also controls or exercises significant influence over a number of the Company's suppliers, contractors and customers (see also Note 1).

Rights attributable to preferred shares. Unless a different amount is approved at the annual shareholders meeting, preferred shares earn dividends equal to their nominal value. The amount of a dividend for a preferred share may not be less than the amount of a dividend for a common share. Preferred shareholders may vote at meetings only on the following decisions:

- the amendment of the dividends payable per preferred share;
- the issuance of additional shares with rights greater than the current rights of preferred shareholders; and
- the liquidation or reorganization of the Company.

The decisions listed above can be made only if approved by 75% of preferred shareholders.

Note 19: Shareholders' equity (continued)

Holders of preferred shares acquire the same voting rights as holders of common shares in the event that dividends are either not declared, or declared but not paid, on preferred shares. On liquidation, the shareholders are entitled to receive a distribution of net assets. Under Russian Joint Stock Companies Law and the Company's charter in case of liquidation, preferred shareholders have priority over shareholders holding common shares to be paid declared but unpaid dividends on preferred shares and the liquidation value of preferred shares, if any.

Amounts available for distribution to shareholders. Amounts available for distribution to shareholders are based on the Company's non-consolidated statutory accounts prepared in accordance with RAR, which differ significantly from IFRS (see Note 2). The statutory accounts are the basis for profit distribution and other appropriations. Russian legislation identifies the basis of distribution as the current period net profit calculated in accordance with RAR. However, this legislation and other statutory laws and regulations dealing with distribution rights are open to legal interpretation. For the years ended 31 December 2013 and 2012, the Company had a statutory current profit of RR 63,850 million and RR 66,707 million, respectively.

Earnings per share. Preference shares are not redeemable and are considered to be participating shares.

Basic and diluted earnings per share are calculated by dividing profit or loss attributable to ordinary and preference shareholders by the weighted average number of ordinary and preferred shares outstanding during the period. Profit or loss attributed to equity holders is reduced by the amount of dividends declared in the current period for each class of shares. The remaining profit or loss is allocated to common and preferred shares to the extent that each class may share in earnings if all the earnings for the period had been distributed. Treasury shares are excluded from calculations. The total earnings allocated to each class of shares are determined by adding together the amount allocated for dividends and the amount allocated for a participation feature.

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Profit attributable to Group shareholders	70,832	73,473
Common share dividends	(18,260)	(15,032)
Preferred share dividends	(1,268)	(1,044)
Income available to common and preferred shareholders, net of dividends	51,304	57,397

Basic and diluted:

Weighted average number of shares outstanding (millions of shares):

Common	2,123	2,123
Preferred	148	148
Combined weighted average number of common and preferred shares outstanding	2,271	2,271
Basic and diluted earnings per share (RR)		
Common	31.19	32.35
Preferred	31.16	32.33

Non-controlling interest. Non-controlling interest is adjusted by dividends paid by the Group's subsidiaries amounting to RR 984 million and RR 565 million at 31 December 2013 and 2012, respectively.

Note 20: Employee benefit expenses

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Wages and salaries	32,479	28,635
Statutory insurance contributions	9,045	8,142
Bonus certificates granted to directors and employees	1,038	1,107
Pension costs – defined benefit plans (Note 17)	372	609
Other employee benefits	2,655	2,257
Total employee benefit expense	45,589	40,750

Employee benefit expenses are included in operating expenses, selling, general and administrative expenses and Maintenance of social infrastructure and transfer of social assets and other expenses in the Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income.

Note 21: Interest income and interest expense

Interest income comprises the following:

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Interest income from loans and receivables	3,315	3,807
Unwinding of the present value discount of long-term financial assets	50	65
Total interest income	3,365	3,872

Interest expense comprises the following:

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Bank loans	2,204	3,063
RR denominated non-convertible bonds	261	362
Unwinding of the present value discount of decommissioning provision	4,494	4,159
Unwinding of the present value discount of long-term financial assets	590	-
Total interest expense	7,549	7,584
Less capitalised interest costs	(625)	(606)
Total interest costs recognised in profit or loss	6,924	6,978

Note 22: Segment information

Operating segments are components that engage in business activities that may earn revenues or incur expenses, whose operating results are regularly reviewed by the Board of Directors and the Management Committee and for which discrete financial information is available.

Segments whose revenue, result or assets are ten percent or more of all the segments are reported separately.

The Group's business activities are conducted predominantly through three main operating segments:

- Exploration and production consists of exploration, development, extraction and sale of own crude oil. Intersegment sales consist of transfer of crude oil to refinery and other goods and services provided to other operating segments,
- Refining and marketing comprises purchases and sales of crude oil and refined products from third parties, own refining activities and retailing operations,
- Petrochemical products include production and sales of tires and petrochemical raw materials and refined products, which are used in production of tires.

Other sales include revenues from ancillary services provided by the specialized subdivisions and subsidiaries of the Group, such as sales of oilfield equipment and drilling services provided to other companies in Tatarstan, revenues from the sale of auxiliary petrochemical related services and materials as well as other business activities, which do not constitute reportable business segments.

The Group evaluates performance of its reportable operating segments and allocates resources based on segment earnings, defined as profit before income taxes and non-controlling interest not including interest income, expense, and earnings from equity investments, other income (expenses) and foreign exchange loss or gain. Intersegment sales are at prices that approximate market. Group financing (including interest expense and interest income) and income taxes are managed on a Group basis and are not allocated to operating segments.

Note 22: Segment information (continued)

For the year ended 31 December 2013, revenues of RR 88,807 million or 20% and RR 51,424 million or 11% of the Group's total sales and operating revenues are derived from two external customers, respectively.

For the year ended 31 December 2012, revenues of RR 93,877 million or 21% and RR 55,960 million or 13% of the Group's total sales and operating revenues are derived from two external customers, respectively.

These revenues represent sales of crude oil and are attributable to the exploration and production segment and refining and marketing segment.

Management does not believe the Group is dependent on any particular customer.

Segment sales and other operating revenues. Reportable operating segment sales and other operating revenues are stated in the following table:

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Exploration and production		
Domestic own crude oil	57,262	61,748
CIS own crude oil	7,057	6,783
Non – CIS own crude oil	137,495	141,743
Other	4,300	3,952
Intersegment sales	90,628	77,189
Total exploration and production	296,742	291,415
Refining and marketing		
<i>Domestic sales</i>		
Crude oil purchased for resale	394	1,313
Refined products	98,623	73,637
Total Domestic sales	99,017	74,950
<i>CIS sales</i>		
Crude oil purchased for resale	-	-
Refined products	7,176	28,114
Total CIS sales ⁽¹⁾	7,176	28,114
<i>Non – CIS sales</i>		
Crude oil purchased for resale	14,999	17,578
Refined products	73,542	51,473
Total Non – CIS sales ⁽²⁾	88,541	69,051
Other	3,496	4,058
Intersegment sales	3,487	3,547
Total refining and marketing	201,717	179,720
Petrochemicals		
Tires - domestic sales	24,395	27,910
Tires - CIS sales	6,714	7,388
Tires - non-CIS sales	1,321	1,185
Petrochemical products and other	2,359	2,412
Intersegment sales	846	880
Total petrochemicals	35,635	39,775
Total segment sales	534,094	510,910
Corporate and other sales	15,850	14,804
Elimination of intersegment sales	(94,961)	(81,615)
Total sales and other operating revenues	454,983	444,099

⁽¹⁾ - CIS is an abbreviation for Commonwealth of Independent States (excluding the Russian Federation).

⁽²⁾ - Non-CIS sales of crude oil and refined products are mainly made to Germany, Switzerland, the Netherlands and the United Kingdom based traders.

Note 22: Segment information (continued)

Segment earnings.

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Segment earnings		
Exploration and production	92,746	96,955
Refining and marketing	16,321	9,110
Petrochemicals	338	2,105
Total segment earnings	109,405	108,170
Corporate and other	(4,996)	(6,495)
Other (expenses)/income	(3,118)	143
Profit before income tax	101,291	101,818

Segment assets.

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Assets		
Exploration and production	281,384	271,998
Refining and marketing	259,879	233,994
Petrochemicals	29,830	29,912
Corporate and other	102,996	94,703
Total assets	674,089	630,607

As of 31 December 2013 and 2012 corporate and other segment comprised RR 7,778 million and RR 6,711 million, respectively, investments in associates and joint ventures.

The Group's assets and operations are primarily located and conducted in the Russian Federation.

Segment depreciation, depletion and amortisation and additions to property, plant and equipment.

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Depreciation, depletion and amortization		
Exploration and production	11,424	11,022
Refining and marketing	4,203	3,397
Petrochemicals	1,682	1,300
Corporate and other	2,014	2,051
Total segment depreciation, depletion and amortization	19,323	17,770
Additions to property, plant and equipment		
Exploration and production	25,696	19,689
Refining and marketing	23,791	24,428
Petrochemicals	942	317
Corporate and other	7,715	6,719
Total additions to property, plant and equipment	58,144	51,153

For the years ended 31 December 2013 and 2012 additions to property, plant and equipment of exploration and production segment include a reduction of RR 1,751 million and RR 5,995 million, respectively, associated with changes in the decommissioning provision.

Note 23: Related party transactions

Parties are generally considered to be related if the parties are under common control or if one party has the ability to control the other party or can exercise significant influence or joint control over the other party in making financial and operational decisions. In considering each possible related party relationship, attention is directed to the substance of the relationship, not merely the legal form.

Note 23: Related party transactions (continued)

Transactions are entered into in the normal course of business with affiliates, joint ventures, government related companies, key management personnel and other related parties. These transactions include sales of crude oil and refined products, purchases of electricity and banking transactions.

Associates, joint ventures and other related parties

The amounts of transactions for each year and the outstanding balances at each year end with affiliates and other related parties are as follows:

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Revenues and income		
Sales of refined products	15	17
Other sales	226	461
Costs and expenses		
Purchases of crude oil	124	4,687
Other services	629	1,194
Other purchases	1,105	1,567

For the years ended 31 December 2013 and 2012, the Group sold crude oil on a commission basis from related parties for RR 124 million and RR 5,075 million, respectively.

For the year ended 31 December 2013 and 2012 the Group has entered into transactions with related parties for purchases of equipment in the amount of RR 1,986 million and RR 0 million, respectively, which is included in our property, plant and equipment.

At 31 December 2013 and 2012 the outstanding balances with related parties were as follows:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Assets		
Cash and cash equivalents	11,342	8,605
Accounts receivable	332	222
Notes receivable	2,164	1,973
Short-term certificates of deposit	4,300	550
Trading securities	7	307
Loans receivable	310	8
Prepaid expenses and other current assets	107	83
Due from related parties short-term	18,562	11,748
Long-term accounts receivable	-	2
Long-term certificates of deposit	14,341	14,132
Long-term loans receivable	2,366	2,569
Due from related parties long-term	16,707	16,703
Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	(162)	(503)
Short-term debt	(1,991)	(2,130)
Due to related parties short-term	(2,153)	(2,633)
Long-term debt	(66)	(23)
Due to related parties long-term	(66)	(23)

As of 31 December 2013 and 2012, the Group had RR 3,879 million and RR 4,542 million, respectively, in loans and notes receivable due from Bank Zenit or its wholly-owned subsidiary Bank Devon Credit. These loans and notes mature between 2014 and 2017, bearing interest between 2.9% and 8.5%. As of 31 December 2013 and 2012, the Group has short and long-term certificates of deposit of RR 18,641 million and RR 14,682 million, respectively, held with Bank Zenit or its wholly-owned subsidiary Bank Devon Credit.

Note 23: Related party transactions (continued)

In March 2009 the Group placed a long-term deposit with Bank Zenit for RR 2,140 million payable in 10 years bearing interest 10.85%. The Group entered into a subordinated deposit agreement with Bank Zenit in January 2013 in the amount of RR 3,600 million payable in 10 years bearing interest of 9% per year.

Russian Government bodies and state organizations

The amounts of transactions for each year with Government bodies and state organizations are as follows:

	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Sales of refined products	1,848	3,486
Other sales	304	267
Purchases of refined products	8,771	8,349
Purchases of electricity	10,115	9,232
Purchases of transportation services	22,489	21,623
Other services	4,067	3,271
Other purchases	136	-

Compensation to key management personnel

As of 31 December 2013 and 2012 total remuneration, including pension cost, for key management personnel was RR 1,625 million and RR 1,339 million, respectively.

For the year ended 31 December 2013, the Company issued 10,138,230 Awards to senior management and directors, all of which are expected to be settled at a price of RR 102.4 per Award. Final settlement is subject to approval at the Company's Management Committee meeting in July-September 2014. For the year ended 31 December 2012, the Company issued 6,740,800 Awards to senior management and directors, all of which were settled at a price of RR 168.19 per Award. The amount of related compensation expense recognized in Selling, General and administrative expenses of the Consolidated Statements of Profit or Loss and Other Comprehensive Income for the years ended 31 December 2013 and 2012 was RR 1,038 million and RR 1,107 million, respectively.

Note 24: Contingencies and commitments

Operating Environment of the Group

The Russian Federation displays certain characteristics of an emerging market. Tax, currency and customs legislation is sometimes subject to varying interpretations and contributes to the challenges faced by companies operating in the Russian Federation.

The ongoing uncertainty and volatility of the financial markets and other risks could have significant negative effects on the Russian financial and corporate sectors. Management determined provisions for impairment by considering the economic situation and outlook at the end of the reporting period.

The future economic development of the Russian Federation is dependent upon external factors and internal measures undertaken by the government to sustain growth, and to change the tax, legal and regulatory environment. Management believes it is taking all necessary measures to support the sustainability and development of the Group's business in the current business and economic environment.

Capital commitments. As of 31 December 2013 and 2012 the Group has outstanding capital commitments of approximately RR 23,180 million and RR 16,823 million, respectively, for the construction of the TANECO refinery complex. These commitments are expected to be paid between 2014 and 2016.

Management believes the Group's current and long-term capital expenditures program can be funded through cash flows generated from existing operations as well as lines of credit available to the Company. The TANECO refinery project has been funded from the Company's cash flow with the support of the bank facilities (Note 15). Management believes the Company has the ability to obtain syndicated loans and other financings as needed to continue funding the TANECO refinery project, refinance any maturing debts as well as finance business acquisitions and other transactions that may arise in the future.

Note 24: Contingencies and commitments (continued)

Taxation. Russian tax and customs legislation is subject to varying interpretations, and changes, which can occur frequently. Management's interpretation of such legislation as applied to the transactions and activity of the Group may be challenged by the relevant authorities. The Russian tax authorities may be taking a more assertive position in their interpretation of the legislation and assessments, and it is possible that transactions and activities that have not been challenged in the past may be challenged.

Tax authorities are currently reviewing the operations of the Company and its subsidiaries for the years ended December 31, 2011 and 2012. While the results of that review have not been finalized, management expects the ultimate outcome will not have a material effect on the Group's results of operations or cash flows.

Amended Russian transfer pricing legislation took effect from 1 January 2012. The new transfer pricing rules appear to be more technically elaborate and, to a certain extent, better aligned with the international transfer pricing principles developed by the Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD). The new legislation provides the possibility for tax authorities to make transfer pricing adjustments and impose additional tax liabilities in respect of controlled transactions (transactions with related parties and some types of transactions with unrelated parties), provided that the transaction price is not arm's length.

Management believes that its pricing policy is arm's length and it has implemented internal processes to be in compliance with the new transfer pricing legislation.

Given that the practice of implementation of the new Russian transfer pricing rules has not yet developed, the impact of any challenge of the Group's transfer prices cannot be reliably estimated; however, it may be significant to the financial conditions and/or the overall operations of the Group.

Environmental contingencies. The Group, through its predecessor entities, has operated in Tatarstan for many years without developed environmental laws, regulations and the Group's policies. Environmental regulations and their enforcement are currently being considered in the Russian Federation and the Group is monitoring its potential obligations related thereto. The outcome of environmental liabilities under proposed or any future environmental legislation cannot reasonably be estimated at present, but could be material. Under existing legislation, however, management believes that there are no probable liabilities, which would have a material adverse effect on the operating results or financial position of the Group.

Legal contingencies. The Group is subject to various lawsuits and claims arising in the ordinary course of business. The outcomes of such contingencies, lawsuits or other proceedings cannot be determined at present. In the case of all known contingencies the Group accrues a liability when the loss is probable and the amount is reasonably estimable. Based on currently available information, management believes that it is remote that future costs related to known contingent liability exposures would have a material adverse impact on the Group's consolidated financial statements.

Social commitments. The Group contributes significantly to the maintenance of local infrastructure and the welfare of its employees within Tatarstan, which includes contributions towards the construction, development and maintenance of housing, hospitals and transport services, recreation and other social needs. Such funding is periodically determined by the Board of Directors after consultation with governmental authorities and recorded as expenditures when incurred.

Guarantees. The Group has no outstanding guarantees at 31 December 2013 and 2012.

Transportation of crude oil. The Group benefits from the blending of its crude oil in the Transneft pipeline system since the Group's crude oil production is generally of a lower quality than that produced by some other regions of the Russian Federation (mainly Western Siberia) which supply through the same pipeline system. There is currently no equalization scheme for differences in crude oil quality within the Transneft pipeline system and the implementation of any such scheme is not determinable at present. However, if this practice were to change, the Group's business could be materially and adversely affected.

Note 24: Contingencies and commitments (continued)

Ukratnafta. The Group holds 49.6% investment in AmRUZ Trading AG (“AmRUZ”) and 100% investment in Seagroup International Inc. (“Seagroup”). These entities primary activities are ownership interests in Closed Joint Stock Company Ukratnafta (“Ukratnafta”), the owner of the Kremenchug refinery, and their holdings constitute 8.34% and 9.96% of the outstanding common shares in Ukratnafta, respectively. Historically, and in particular during the course of 2007, there have been a number of attempts by Ukraine to challenge AmRUZ and Seagroup’s acquisition of shares in Ukratnafta, and in particular, by the State Property Fund and NJSC Naftogaz of Ukraine (“Naftogaz”). Naftogaz is 100% owned by the Ukrainian Government and also owner of record of 43% Ukratnafta’s common shares.

The challenges were suspended in April 2006 when the Supreme Court of Ukraine ruled the payment for Ukratnafta shares made with promissory notes issued by AmRUZ and Seagroup was lawful. However, in May 2007 the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine (“MFEU”) resumed its attempts and, as a result, succeeded in obtaining alleged and doubtful court decisions, after which it announced the transfer into Naftogaz’s custody the 18.3% of Ukratnafta’s shares, representing the entire holdings of AmRUZ and Seagroup in Ukratnafta. Subsequent to these actions, MFEU effectively began to exclude the Group from exercising their shareholder rights related to Ukratnafta.

In October 2007 the existing management of Ukratnafta, as appointed by its shareholders, was forcibly removed based on an alleged court order. Subsequently, individuals who obtained the ability to manage Ukratnafta took certain actions effectively assisting MFEU in taking control over the shares in Ukratnafta owned by SeaGroup and AmRUZ. In addition, Ukratnafta subsequently refused to settle its payables to ChMPKP Avto (Note 7), a Ukrainian intermediary that previously purchased crude from the Group for deliveries to Ukratnafta. Following this forced change of control of Ukratnafta, the Company (originally the key crude supplier to the Kremenchug refinery) suspended its crude oil deliveries to Ukratnafta.

Subsequently, the Ukrainian courts also invalidated direct purchase of the shares in Ukratnafta by Tatneft.

In May 2008, Tatneft commenced international arbitration against Ukraine on the basis of the agreement between the Government of the Russian Federation and the Cabinet of Ministries of Ukraine on the Encouragement and Mutual Protection of Investments of November 27, 1998 (“Russia-Ukraine BIT”). The arbitration concerns losses suffered by Tatneft as a consequence of the forcible takeover of Ukratnafta and seizure of shares of the Group in Ukratnafta. Tatneft requested the arbitral tribunal declare Ukraine has breached the Russian-Ukraine BIT and to order Ukraine to pay compensation in excess of US\$ 2.4 billion. In March 2013 the arbitral tribunal held the hearing on the merits with the award expected in the course of 2014.

As a result of the ongoing legal dispute over shareholding interests, as of 31 December 2013 the Company has fully provided for its investments in Ukratnafta.

Libya. As a result of the political situation in Libya, in February 2011 the Group had to entirely suspend its operations there and evacuate all its personnel. From February 2013 the Group has started the process of resuming its activities in Libya, including the return of some of its personnel to a branch in Tripoli and carrying out negotiations with subcontractors. As of the date of this report the Group expects to return to operational activity in Libya in the course of 2014. As of 31 December 2013 the company had approximately RR 5,673 million of assets associated with its Libyan operations of which RR 5,455 million is related to capitalized exploration costs, RR 210 million of inventories and RR 8 million of cash. As of 31 December 2012 the company had approximately RR 5,681 million of assets associated with its Libyan operations, correspondingly, of which RR 5,451 million are related to capitalized exploration costs, RR 208 million of inventories and RR 22 million of cash.

Note 25: Principal subsidiaries

Set out below are the Group's principal subsidiaries at 31 December 2013. Unless otherwise stated, the subsidiaries as listed below have share capital consisting solely of ordinary shares, which are held directly by the Group and the proportion of ownership interests held equals to the voting rights held by Group. The country of incorporation or registration is also their principal place of business. For all principal subsidiaries the country of incorporation is the Russian Federation, except for Tatneft Europe AG, which is incorporated in Switzerland.

Name of entity	Principal activity	At 31 December 2013		At 31 December 2012	
		% of ownership Interest held by the Group	% of ownership Interest held by the NCI	% of ownership Interest held by the Group	% of ownership Interest held by the NCI
Tatneft Europe AG	Export oil sales	100	-	100	-
Taneco OAO	Oil refinery	91	9	91	9
TMS group UK OOO	Oil lifting services	-	100	-	100
Burenin OOO	Drilling services	-	100	-	100
Nizhnekamskshina OAO	Tires production	61	39	76	24
Nizhnekamskiy zavod shin CMK OOO	Tires production	100	-	100	-
Trade House Kama OOO	Tires sales	100	-	100	-
Tatneft AZS-Centr OOO	Oil products sales	100	-	100	-
Tatneft AZS-Zapad OOO	Oil products sales	100	-	100	-

The total non-controlling interest for the year ended 31 December 2013 is RR 7,512 million, of which RR 3,167 million is attributed to TMS group UK OOO and Burenin OOO. The total non-controlling interest for the year ended 31 December 2012 is RR 4,975 million, of which RR 2,091 million is attributed to TMS group UK OOO and Burenin OOO. As of 31 December 2013 and 2012 accumulated non-controlling interest in TMS group UK OOO and Burenin OOO was RR 8,571 million and RR 5,770 million, respectively.

The summarised financial information relating to the subsidiaries with material non-controlling interest was as follows:

	Current assets	Non-current assets	Current liabilities	Non-current liabilities	Revenue	Profit/Loss
Year ended 31 December 2013						
Taneco OAO	8,920	144,521	148,193	6,779	20,620	3,607
TMS group UK OOO	380	28,302	1,384	4,225	23,862	2,060
Nizhnekamskshina OAO	2,500	2,891	5,692	751	16,256	218
Burenin OOO	499	797	1,144	1	14,943	1,329
Total	12,299	176,511	156,413	11,756	75,681	7,214
Year ended 31 December 2012						
Taneco OAO	9,617	149,888	160,905	4,464	16,217	703
TMS group UK OOO	3,537	27,121	5,026	3,470	21,952	1,274
Nizhnekamskshina OAO	2,112	2,479	5,451	329	17,763	200
Burenin OOO	2,808	1,227	5,205	-	13,403	1,014
Total	18,074	180,715	176,587	8,263	69,335	3,191

Note 26: Financial risk management

Financial risk management objectives and policies.

The accounting policies for financial instruments, as described in Note 3, have been applied to the financial statements line items below:

	At 31 December 2013	At 31 December 2012
Financial assets		
Current		
Cash and cash equivalents	29,535	13,083
Restricted cash	917	1,369
Accounts receivable	52,098	53,553
Short-term financial assets	16,693	14,931
Non-current		
Long-term accounts receivable	1,016	1,530
Long-term financial assets	25,814	25,782
Total financial assets	126,073	110,248
Financial liabilities		
Current		
Trade and other payable	(15,343)	(17,887)
Short-term debt and current portion of long-term debt	(36,561)	(32,096)
Non-current		
Long-term debt, net of current portion	(12,785)	(37,991)
Total financial liabilities	(64,689)	(87,974)

The Group's activities expose it to a variety of financial risks: market risk (including foreign currency risk, interest rate risk and commodity price risk), credit risk and liquidity risk. The Group's overall risk management program focuses on the unpredictability of financial markets and seeks to minimize potential adverse effects on the Group's financial performance. The Group has introduced a risk management system and developed a number of procedures to measure, assess and monitor risks and select the relevant risk management techniques.

Market risk

Market risk is the risk or uncertainty arising from possible market price movements and their impact on the future performance of a business.

The Group takes on exposure to market risks. Market risks arise from open positions in (a) foreign currencies, (b) interest rate risk and (c) commodity price risk.

a) Currency risk

The Group operates internationally and is exposed to currency risk arising from various currency exposures primarily with respect to the US dollar and the Euro. Foreign exchange risk arises from assets, liabilities, commercial transactions and financing denominated in foreign currencies.

Note 26: Financial risk management (continued)

The table below summarises the Group's exposure to foreign currency exchange rate risk at the end of the reporting period:

At 31 December 2013	Russian Rouble	US dollar	Other	Total
Financial assets				
Current				
Cash and cash equivalents	26,121	3,346	68	29,535
Restricted cash	20	106	791	917
Accounts receivable	24,443	25,841	1,814	52,098
Short-term financial assets	13,934	2,759	-	16,693
Non-current				
Long-term accounts receivable	1,016	-	-	1,016
Long-term financial assets	22,305	3,509	-	25,814
Total financial assets	87,839	35,561	2,673	126,073
Financial liabilities				
Current				
Trade and other payable	(13,450)	(1,798)	(95)	(15,343)
Short-term debt and current portion of long-term debt	(4,966)	(31,387)	(208)	(36,561)
Non-current				
Long-term debt, net of current portion	(890)	(10,086)	(1,809)	(12,785)
Total financial liabilities	(19,306)	(43,271)	(2,112)	(64,689)

At 31 December 2012	Russian Rouble	US dollar	Other	Total
Financial assets				
Current				
Cash and cash equivalents	9,400	3,585	98	13,083
Restricted cash	941	113	315	1,369
Accounts receivable	19,729	33,091	733	53,553
Short-term financial assets	12,389	2,542	-	14,931
Non-current				
Long-term accounts receivable	1,052	-	478	1,530
Long-term financial assets	22,755	3,027	-	25,782
Total financial assets	66,266	42,358	1,624	110,248
Financial liabilities				
Current				
Trade and other payable	(14,096)	(3,549)	(242)	(17,887)
Short-term debt and current portion of long-term debt	(11,509)	(20,355)	(232)	(32,096)
Non-current				
Long-term debt, net of current portion	(605)	(36,150)	(1,236)	(37,991)
Total financial liabilities	(26,210)	(60,054)	(1,710)	(87,974)

Note 26: Financial risk management (continued)

Effect on pre-tax profit	Increase/decrease in exchange rate	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
US \$/RR loss	+10%	(771)	(1,770)
US \$/RR gain	-10%	771	1,770

b) Interest rate risk.

The majority of the Group's borrowings is at variable interest rates (linked to the LIBOR rate). To mitigate the risk of significant changes in the LIBOR rate, the Group's treasury function performs periodic analysis of the interest rate environment. The Group does not have a formal policy of determining how much of the Group's exposure should be to fixed or variable rates. However, the Group performs periodic analysis of the current interest rate environment and depending on that analysis at the time of raising new debts management makes decisions whether to obtain financing on fixed-rate or variable-rate basis would be more beneficial to the Group over the expected period until maturity.

Effect on pre-tax profit	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Increase by 100 basis points	(372)	(617)
Decrease by 100 basis points*	25	115

* - floating rate decrease capped at zero.

The sensitivity analysis is limited only to variable rate loans and borrowings and is conducted with all other variables held constant. The analysis is prepared assuming the amount of variable rate liability outstanding at the reporting date was outstanding for the whole year. Interest rate on variable rate loans and borrowings will effectively change throughout the year in response to fluctuations in market interest rates.

The impact measured through the sensitivity analysis does not take into account other potential changes in economic conditions, which may accompany the relevant changes in market interest rates.

c) Commodity price risk

Commodity price risk is the risk or uncertainty arising from possible movements in prices for crude oil and related products, and their impact on the Group's future performance and results of the Group's operations. A decline in the prices could result in a decrease in net income and cash flows. The Group's overall strategy in production and sales of crude oil and related products is centrally managed. Substantially all the Group's crude oil export sales to Europe are sold under long-term contracts.

The Group assesses on a regular basis potential scenarios for future fluctuation in commodity prices and their impacts on operational and investment decisions.

However, in the current environment management estimates may materially differ from actual future impact on the Group's financial position. Actual results, and the impact on the Group's operations and financial position, may differ from management's estimates of potential scenarios.

Credit risk

Credit risk refers to the risk exposure that a potential financial loss to the Group may occur if a counterparty defaults on its contractual obligations. The Group's exposure to credit risk is limited to the carrying amount of financial assets recognized in the Consolidated Statement of Financial Position.

Credit risk arises from cash and cash equivalents, certificates of deposits, loans and notes receivables, as well as credit exposures to customers including outstanding trade and other receivables.

Note 26: Financial risk management (continued)

Credit risks related to accounts receivable are systematically monitored taking into account the customer's financial position, past experience and other factors. Management systematically reviews ageing analysis of receivables and uses this information for calculation of provision for impairment. A significant portion of the Group's accounts receivable is due from domestic and export trading companies. The Group does not always require collateral to limit the exposure to loss; however, in most cases letters of credit and prepayments are used, especially with respect to accounts receivables from non-CIS sales of crude oil. The Group operates with various customers and a substantial part of its sales relate to major customers. Although collection of accounts receivable could be influenced by economic factors affecting these customers, management believes there is no significant risk of loss to the Group beyond the provisions already recorded.

The Company performs an ongoing assessment and monitoring of the risk of default.

In addition, as part of its cash management and credit risk function, the Company regularly evaluates the creditworthiness of financial and banking institutions where it deposits cash.

The Group deposits available cash mostly with financial institutions in the Russian Federation. To manage this credit risk, the Group allocates its available cash to a variety of Russian banks. Management periodically reviews the credit worthiness of the banks in which it deposits cash. As of 31 December 2013 and 2012 the majority of loans and receivables (Note 8, Note 11) are held in Bank Zenit which is related party to the Group (Note 23) and other non-investment grade entities with credit rating not less than BB- according to Standard and Poor's.

Liquidity risk

Liquidity risk is the risk that the Group will not be able to meet its financial obligations as they fall due. The Group's approach to managing liquidity is to ensure that it will always have sufficient liquidity to meet its liabilities when due, under both normal and stressed conditions, without incurring unacceptable losses or risking damage to the Group's reputation. In managing its liquidity risk, the Group maintains adequate cash reserves and debt facilities, continuously monitors forecast and actual cash flows and matches the maturity profiles of financial assets and liabilities.

The Group prepares various financial plans (monthly, quarterly and annually) which ensures that the Group has sufficient cash on demand to meet expected operational expenses, financial obligations and investing activities for a period of 30 days or more. To fund cash requirements of a more permanent nature, the Group will normally raise long-term debt in available international and domestic markets.

All of the Group's financial liabilities represent non-derivative financial instruments.

The following tables summarise the maturity profile of the Group's financial liabilities based on contractual undiscounted payments, including interest payments:

At 31 December 2013	Less than 1 year	Between 1 and 2 years	Between 2 and 5 years	Over 5 years	Total
Short-term debt, current portion of long-term and long-term debt	37,971	6,174	4,506	4,271	52,922
Trade and other payable	15,343	-	-	-	15,343

At 31 December 2012	Less than 1 year	Between 1 and 2 years	Between 2 and 5 years	Over 5 years	Total
Short-term debt, current portion of long-term and long-term debt	34,509	29,001	8,654	3,643	75,807
Trade and other payable	17,887	-	-	-	17,887

As the amounts included in the table are contractual undiscounted cash flows which include future interest payments, these amounts will not reconcile to the amounts disclosed in the consolidated statement of financial position for borrowings.

Note 26: Financial risk management (continued)

Fair value hierarchy

Fair values. Fair value is the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability in an ordinary transaction between market participants at the measurement date. The estimated fair values of financial instruments are determined with reference to various market information and other valuation techniques as considered appropriate.

The different levels of fair value hierarchy have been defined as follows:

Level 1 – Quoted prices in active markets for identical assets or liabilities that the reporting entity has the ability to assess at the measurement date. For the Group, Level 1 inputs include held-for-trading financial assets that are actively traded on the Russian domestic markets.

Level 2 - Inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly or indirectly. For the Group, Level 2 inputs include observable market value measures applied to available for sale securities.

Level 3 – Unobservable inputs for the asset or liability. These inputs reflect the Company's own assumptions about the assumptions a market participant would use in pricing the asset or liability.

Recurring fair value measurements

The levels in the fair value hierarchy into which the recurring fair value measurements are categorised are as follows:

	At 31 December 2013				At 31 December 2012			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total carrying value	Level 1	Level 2	Level 3	Total carrying value
Held-for-trading investments	2,522	-	994	3,516	6,067	-	297	6,364
Available-for-sale investments	-	4,660	-	4,660	-	4,686	-	4,686
Total	2,522	4,660	994	8,176	6,067	4,686	297	11,050

The description of valuation technique and description of inputs used in the fair value measurement for Level 2 and Level 3 measurements at 31 December 2013:

	Fair value	Valuation technique	Inputs used
Held-for-trading investments	994	Net assets valuation	Publicly available IFRS Financial statements
Available-for-sale investments	4,660	Net assets valuation	Publicly available IFRS Financial statements
Total	5,654		

Available-for-sale financial assets, comprise of RR 3,677 million (11.661%) AK Bars Bank shares which are not quoted in any Stock Exchange and the fair value are measured on AK Bars Bank Group per IFRS Financial Statements (Net assets value).

There were no changes in valuation technique for Level 2 and Level 3 recurring fair value measurements during the year ended 31 December 2013 (2012: none).

There have been no transfers between Level 1, Level 2 and Level 3 during the period.

Note 26: Financial risk management (continued)

Assets and liabilities not measured at fair value but for which fair value is disclosed

Fair values analysed by level in the fair value hierarchy and carrying value of assets and liabilities not measured at fair value are as follows:

	At 31 December 2013				At 31 December 2012			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total carrying value	Level 1	Level 2	Level 3	Total carrying value
Assets								
Cash and cash equivalents	29,535	-	-	29,535	13,083	-	-	13,083
Restricted cash	917	-	-	917	1,369	-	-	1,369
Accounts receivable	-	-	53,114	53,114	-	-	55,083	55,083
Financial assets	-	-	35,112	34,332	-	-	30,521	29,663
Total assets	30,452	-	88,226	117,898	14,452	-	85,604	99,198
Liabilities								
Debt	-	-	(49,346)	(49,346)	-	-	(70,087)	(70,087)
Trade and other payable	-	-	(15,343)	(15,343)	-	-	(17,887)	(17,887)
Total liabilities	-	-	(64,689)	(64,689)	-	-	(87,974)	(87,974)

The fair values in Level 3 of fair value hierarchy were estimated using the discounted cash flows valuation technique. The fair value of floating rate instruments that are not quoted in an active market was estimated to be equal to their carrying amount. The fair value of unquoted fixed interest rate instruments was estimated based on estimated future cash flows expected to be received discounted at current interest rates for new instruments with similar credit risk and remaining maturity.

Management of Capital

The primary objective of the Group's capital management is to ensure that it maintains a strong credit rating and healthy capital ratios in order to support its business and increase shareholder value. The Group manages its capital structure and makes adjustments to it, in light of changes in economic conditions.

The Group considers equity and debt to be the principal elements of capital management. In order to maintain or adjust the capital structure, the Group may adjust the dividend payment to shareholders, revise its investment program, attract new or settle existing debt or sell certain non-core businesses.

The Group monitors capital on the basis of its gearing ratio.

Description	Year ended 31 December 2013	Year ended 31 December 2012
Consolidated total borrowings:	49,607	70,092
- Short-term debt and current portion of long-term debt	36,561	32,096
- Long-term debt, net of current portion	12,785	37,991
- Notes payable	261	5
Consolidated shareholders' equity	481,412	429,954
Debt to capital employed ratio, % (Consolidated total borrowings / Consolidated shareholders' equity)	10%	16%

Director, ZAO «PricewaterhouseCoopers Audit»

I.Eremeeva
31 March 2014



51 (fifty one) pages numbered, bound and sealed