

Группа Газпром Нефть

Консолидированная финансовая отчетность

31 декабря 2013 года

Группа Газпром Нефть

Консолидированная финансовая отчетность

31 декабря 2013 года

Содержание

Консолидированный отчет о финансовом положении.....	2
Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе	3
Консолидированный отчет о движении капитала	4
Консолидированный отчет о движении денежных средств.....	5
Примечания к консолидированной финансовой отчетности.....	7
Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)	62



Аудиторское заключение

Акционерам и Совету директоров ОАО «Газпром нефть»

Введение

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ОАО «Газпром нефть» и его дочерних компаний (далее – «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2013 года и консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе, движении 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.

ZAO PricewaterhouseCoopers

24 февраля 2014

Москва, Российская Федерация



Т.С. Медведева, Директор (квалификационный аттестат № 01-000496),
ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Аудируемое лицо: ОАО «Газпром нефть»

Свидетельство о государственной регистрации № 1025501701686
выдано Межрайонной инспекцией Федеральной налоговой
службы №15 по Санкт-Петербургу, 11.12.2007 г.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ № 55 № 002790652,
выдано 01.06.2006 г.

Юридический адрес: Российская Федерация, 117467, Санкт-
Петербург, ул. Галерная, 5, лит. А

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 № 1027700148431,
выдано 22 августа 2002 г.

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

	Прим.	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г. (изменено)	1 января 2012 г. (изменено)
Активы				
Оборотные активы				
Денежные средства и их эквиваленты	7	91 077	79 199	29 806
Краткосрочные финансовые активы	8	55 870	15 889	15 511
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	87 348	66 614	70 981
Товарно-материальные запасы	10	90 223	91 214	77 486
Предоплата по налогу на прибыль		7 671	8 393	12 425
Прочие оборотные активы	11	100 882	107 082	90 732
Активы, предназначенные для продажи		-	2 179	2 029
Итого оборотные активы		433 071	370 570	298 970
Внеоборотные активы				
Основные средства	12	895 543	758 212	665 054
Гудвил и прочие нематериальные активы	13	55 386	49 878	49 819
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	14	120 358	105 643	100 715
Долгосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность		106	160	221
Долгосрочные финансовые активы	15	22 406	23 256	9 497
Отложенные налоговые активы	16	18 508	12 664	13 624
Прочие внеоборотные активы	17	18 255	7 827	8 793
Итого внеоборотные активы		1 130 562	957 640	847 723
Итого активы		1 563 633	1 328 210	1 146 693
Обязательства и капитал				
Краткосрочные обязательства				
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	18	52 413	77 193	53 949
Торговая и прочая кредиторская задолженность	19	68 035	50 007	40 435
Прочие краткосрочные обязательства	20	26 650	31 079	25 816
Обязательства по налогу на прибыль		3 872	3 158	2 073
Задолженность по прочим налогам	21	46 783	43 024	36 678
Резервы предстоящих расходов и платежей	22	10 158	7 301	7 190
Обязательства по активам, предназначенным для продажи		-	42	667
Итого краткосрочные обязательства		207 911	211 804	166 808
Долгосрочные обязательства				
Долгосрочные кредиты и займы	23	261 455	166 447	176 990
Прочие долгосрочные финансовые обязательства		7 028	5 232	6 824
Отложенные налоговые обязательства	16	59 729	48 904	42 952
Резервы предстоящих расходов и платежей	22	25 881	23 895	22 064
Прочие долгосрочные обязательства		3 608	1 999	1 961
Итого долгосрочные обязательства		357 701	246 477	250 791
Капитал				
Уставный капитал	24	98	98	98
Собственные акции, выкупленные у акционеров		(1 170)	(1 170)	(1 170)
Добавочный капитал		19 293	16 125	10 022
Нераспределенная прибыль		930 304	815 731	673 870
Прочие резервы		4 087	(1 402)	(939)
Итого капитал, причитающийся акционерам Компании		952 612	829 382	681 881
Неконтролирующая доля участия	34	45 409	40 547	47 213
Итого капитал		998 021	869 929	729 094
Итого обязательства и капитал		1 563 633	1 328 210	1 146 693

Дюков А.В.
Генеральный директор

ОАО «Газпром нефть»

Янкевич А.В.

Заместитель генерального директора по
экономике и финансам

ОАО «Газпром нефть»

Группа Газпром Нефть

Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

в млн. руб. (за исключением данных на акцию)

	Прим.	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г. (изменено)
Продажи		1 504 037	1 519 450
За минусом: экспортных пошлин и акциза, рассчитанного исходя из объема реализованных нефтепродуктов		(236 434)	(286 801)
Итого выручка от продаж	36	1 267 603	1 232 649
Расходы и прочие затраты			
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов		(319 051)	(340 453)
Производственные и операционные расходы		(144 552)	(126 639)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(72 005)	(68 389)
Транспортные расходы		(107 837)	(103 556)
Износ, истощение и амортизация		(76 785)	(69 163)
Налоги, за исключением налога на прибыль	21	(316 070)	(297 824)
Расходы на геологоразведочные работы		(2 876)	(3 431)
Итого операционные расходы		(1 039 176)	(1 009 455)
Прочие расходы, нетто	26	(6 310)	(5 268)
Операционная прибыль		222 117	217 926
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий		11 251	12 767
(Убыток) / прибыль от курсовых разниц, нетто		(2 166)	1 042
Финансовые доходы	27	6 011	3 275
Финансовые расходы	28	(11 233)	(11 089)
Итого прочие доходы		3 863	5 995
Прибыль до налогообложения		225 980	223 921
Расходы по текущему налогу на прибыль		(34 823)	(34 108)
Расход по отложенному налогу на прибыль		(4 437)	(5 661)
Итого расходы по налогу на прибыль	29	(39 260)	(39 769)
Прибыль за период		186 720	184 152
Прочий совокупный доход / (убыток)			
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности		12 739	(6 725)
Операции хеджирования денежных потоков		(3 221)	5 156
Прочий совокупный доход		(37)	-
Прочий совокупный доход / (убыток) за период		9 481	(1 569)
Итого совокупный доход за период		196 201	182 583
Прибыль, относящаяся к:			
- акционерам ОАО «Газпром нефть»		177 917	176 296
- неконтролирующей доле участия		8 803	7 856
Прибыль за период		186 720	184 152
Итого совокупный доход, относящийся к:			
- акционерам ОАО «Газпром нефть»		183 406	175 833
- неконтролирующей доле участия		12 795	6 750
Итого совокупный доход за период		196 201	182 583
Прибыль на акцию, причитающаяся акционерам ОАО "Газпром нефть"			
Базовая прибыль на обыкновенную акцию (в руб. на акцию)		37,71	37,37
Разводненная прибыль на обыкновенную акцию (в руб. на акцию)		37,71	37,37
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении (млн.)		4 718	4 718

	Относящийся к акционерам Компании							
	Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Нераспределенная прибыль	Прочие резервы	Итого	Неконтролирующая доля участия	Итого Капитал
Остаток по состоянию на 1 января 2013 г. (изменено)	98	(1 170)	16 125	815 731	(1 402)	829 382	40 547	869 929
Прибыль за период	-	-	-	177 917	-	177 917	8 803	186 720
Прочий совокупный доход / (убыток) за период								
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности	-	-	-	-	8 747	8 747	3 992	12 739
Операции хеджирования	-	-	-	-	(3 221)	(3 221)	-	(3 221)
Прочий совокупный доход	-	-	-	-	(37)	(37)	-	(37)
Итого совокупный доход за период	-	-	-	177 917	5 489	183 406	12 795	196 201
Операции с акционерами, отраженные непосредственно в капитале								
Дивиденды акционерам	-	-	-	(63 344)	-	(63 344)	(3 561)	(66 905)
Приобретение неконтролирующей доли участия	-	-	3 168	-	-	3 168	(4 372)	(1 204)
Итого операций с акционерами	-	-	3 168	(63 344)	-	(60 176)	(7 933)	(68 109)
Остаток по состоянию на 31 декабря 2013 г.	98	(1 170)	19 293	930 304	4 087	952 612	45 409	998 021

	Относящийся к акционерам Компании							
	Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Нераспределенная прибыль	Прочие резервы	Итого	Неконтролирующая доля участия	Итого Капитал
Остаток по состоянию на 1 января 2012 г.	98	(1 170)	10 022	676 947	(940)	684 957	47 213	732 170
Эффект от ретроспективного изменения (Примечание 5)	-	-	-	(3 077)	1	(3 076)	-	(3 076)
Остаток по состоянию на 1 января 2012 г. (изменено)	98	(1 170)	10 022	673 870	(939)	681 881	47 213	729 094
Прибыль за период	-	-	-	176 296	-	176 296	7 856	184 152
Прочий совокупный (убыток) / доход за период								
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности	-	-	-	-	(5 619)	(5 619)	(1 106)	(6 725)
Операции хеджирования	-	-	-	-	5 156	5 156	-	5 156
Итого совокупный доход / (убыток) за период	-	-	-	176 296	(463)	175 833	6 750	182 583
Операции с акционерами, отраженные непосредственно в капитале								
Дивиденды акционерам	-	-	-	(34 435)	-	(34 435)	(863)	(35 298)
Приобретение неконтролирующей доли участия	-	-	6 103	-	-	6 103	(12 553)	(6 450)
Итого операций с акционерами	-	-	6 103	(34 435)	-	(28 332)	(13 416)	(41 748)
Остаток по состоянию на 31 декабря 2012 г. (изменено)	98	(1 170)	16 125	815 731	(1 402)	829 382	40 547	869 929

	Прим.	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г. (изменено)
Движение денежных средств от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		225 980	223 921
Корректировки:			
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	14	(11 251)	(12 767)
Убыток / (прибыль) от курсовых разниц		9 350	(5 635)
Финансовые доходы	27	(6 011)	(3 275)
Финансовые расходы	28	11 233	11 089
Износ, истощение и амортизация	12,13	76 785	69 163
Резерв по сомнительной дебиторской задолженности	31	(413)	2 773
Прочие неденежные статьи		1 256	3 853
Изменения в оборотном капитале:			
Дебиторская задолженность		(16 632)	764
Товарно-материальные запасы		4 056	(13 814)
Прочие активы		9 228	(17 659)
Кредиторская задолженность		15 681	8 579
Обязательства по налогам		3 111	6 418
Прочие обязательства		(7 115)	7 363
Уплаченный налог на прибыль		(33 514)	(28 932)
Проценты уплаченные		(9 981)	(11 302)
Дивиденды полученные		4 973	7 209
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		276 736	247 748
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение дочерних компаний, за вычетом приобретенных денежных средств		(4 657)	(2 261)
Приобретение инвестиций в ассоциированные и совместные предприятия		(1 200)	-
Размещение денежных средств на банковских депозитах		(74 295)	(43 315)
Поступления денежных средств при закрытии банковских депозитов		44 870	39 076
Приобретение прочих инвестиций		(283)	(4 517)
Поступления от продажи прочих инвестиций		890	4 557
Краткосрочные займы выданные		(2 829)	(4 193)
Поступления денежных средств от погашения краткосрочных займов выданных		863	8 110
Долгосрочные займы выданные		(19 848)	(13 751)
Поступления денежных средств от погашения долгосрочных займов выданных		1 004	261
Капитальные затраты		(208 611)	(169 213)
Поступления от продажи основных средств		3 847	2 314
Проценты полученные		4 524	2 476
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(255 725)	(180 456)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Поступление краткосрочных кредитов и займов		18 930	92 986
Погашение краткосрочных кредитов и займов		(31 249)	(78 341)
Поступление долгосрочных кредитов и займов		119 032	67 743
Погашение долгосрочных кредитов и займов		(50 318)	(56 970)
Затраты, напрямую связанные с получением займов		(1 074)	(683)
Дивиденды, уплаченные акционерам Компании		(63 328)	(34 433)
Дивиденды, уплаченные неконтролирующим акционерам		(3 248)	(762)
Приобретение неконтролирующих долей участия в дочерних предприятиях		(1 755)	(5 572)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(13 010)	(16 032)
Увеличение денежных средств и их эквивалентов за период		8 001	51 260
Влияние изменения обменного курса валют на денежные средства и их эквиваленты		3 877	(1 868)
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода		79 199	29 807
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода		91 077	79 199

1. Общие сведения

Описание деятельности

ОАО «Газпром нефть» (далее – «Компания») и его дочерние общества (далее совместно именуемые «Группа») является вертикально интегрированной нефтяной компанией, осуществляющей деятельность в Российской Федерации, странах СНГ и за рубежом. Основными видами деятельности Группы являются разведка, разработка нефтегазовых месторождений, добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов, а также их реализация на розничном рынке.

Компания была образована в 1995 г. и зарегистрирована на территории Российской Федерации. Компания является открытым акционерным обществом в соответствии с законодательством Российской Федерации. Конечной контролирующей стороной Группы является ОАО «Газпром» (далее – «Газпром», которое находится под контролем Правительства Российской Федерации), владеющее 95,68% акций Компании.

2. Основные положения учетной политики

Основа подготовки финансовой отчетности

Группа ведет бухгалтерский учет в соответствии с принципами и методами бухгалтерского и налогового учета, установленными в странах, где осуществляется деятельность (в основном, в Российской Федерации). Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе данных бухгалтерского учета Группы с внесением корректировок и реклассификаций с целью представления информации в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

События после отчетной даты, произошедшие после 31 декабря 2013 г., проанализированы по 24 февраля 2014 г. включительно, т.е. даты выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности.

База для определения стоимости

Консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе исторической стоимости, за исключением производных финансовых инструментов, финансовых инвестиций, классифицированных как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, а также обязательств по выплатам сотрудникам, основанным на стоимости акций (SAR), оцененных по справедливой стоимости.

Пересчет иностранной валюты

Функциональной валютой каждой консолидируемой компании Группы, является валюта основной экономической среды, в которой осуществляется деятельность. В соответствии с требованиями МСФО (IAS) 21, руководство проанализировало ряд факторов, влияющих на определение функциональной валюты, и по результатам данного анализа определило функциональную валюту для каждой из компаний Группы. Для большинства компаний Группы функциональной валютой является национальная валюта.

Денежные активы и обязательства были пересчитаны в функциональную валюту по курсу, действующему на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства были переведены по историческим курсам. Доходы, расходы и движение денежных средств были пересчитаны в функциональную валюту по среднему курсу за период либо, если это было возможно, по курсам, действующим на дату совершения операций. Возникшие в результате пересчета в функциональную валюту доходы и расходы отражены в составе прибыли и убытка, за исключением разниц, возникающих при использовании учета хеджирования, которые признаются в составе прочего совокупного дохода.

Валютой представления отчетности Группы является российский рубль. Доходы и расходы, возникающие в результате пересчета в валюту представления отчетности, отражаются отдельно в составе капитала в консолидированном отчете о финансовом положении.

Пересчет активов и обязательств, выраженных в национальной валюте, в функциональную валюту для целей подготовки данной консолидированной финансовой отчетности не означает, что Группа могла бы реализовать либо погасить в функциональной валюте представленные в отчетности суммы таких активов и обязательств. Также это не означает, что Группа сможет возратить либо распределить указанную в отчетности сумму капитала в функциональной валюте своим акционерам.

Принципы консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает отчетность дочерних обществ, контролируемых Группой. Наличие контроля подразумевается в том случае, когда инвестор подвергается рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций, или имеет право на получение такого дохода, и имеет возможность использовать свои полномочия в отношении объекта инвестиций с целью оказания влияния на величину дохода инвестора. Инвестор обладает полномочиями в отношении объекта инвестиций, если у инвестора имеются существующие права, которые предоставляют ему возможность в настоящий момент времени управлять значимой деятельностью, то есть деятельностью, которая оказывает значительное влияние на доход объекта инвестиций. Инвестор подвергается рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций, или имеет право на получение такого дохода, если доход инвестора от участия в объекте инвестиций может варьироваться в зависимости от показателей деятельности объекта инвестиций. Отчетность дочерних обществ включается в состав консолидированной финансовой отчетности начиная с момента возникновения контроля и до даты его прекращения.

При оценке контроля Группа рассматривает свои существующие потенциальные права голоса. Инвестиции в общества, где Группа не имеет контроля, но имеет возможность оказывать существенное влияние на операционную и финансовую политики, учитываются по методу долевого участия, за исключением инвестиций, отвечающих критериям совместных операций и учитываемых на основе доли участия Группы в активах, обязательствах, доходах и расходах от совместных операций. Все остальные инвестиции классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения или инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи.

Объединение бизнеса

Группа учитывает сделки по объединению бизнеса согласно МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса». Группа применяет метод приобретения и отражает приобретенные активы и обязательства по справедливой стоимости на дату приобретения. Определение справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств подразумевает применение руководством профессиональных суждений, существенных оценок и допущений. Неконтролирующая доля участия оценивается по справедливой стоимости (если акции приобретенной компании торгуются на открытых рынках), либо учитывается как пропорциональная часть неконтролирующей доли участия в идентифицируемых чистых активах приобретаемого предприятия (если акции приобретенной компании не торгуются на открытых рынках).

Гудвил

Гудвил представляет собой превышение уплаченной цены покупки приобретаемой компании над справедливой стоимостью чистых активов, стоимостью доли меньшинства и справедливой стоимостью доли в приобретаемой компании, удерживаемой до даты приобретения. Отрицательная сумма («доход от приобретения») отражается как доход в составе прибыли и убытка после того, как руководство идентифицировало все приобретаемые активы, все обязательства и условные обязательства, а также проанализировало правильность этих оценок.

В стоимость приобретения не включаются платежи, которые фактически представляют собой осуществление расчётов по взаимоотношениям между покупателем и приобретаемой компанией, существовавшим до сделки по объединению бизнеса. Такие суммы признаются в составе прибыли или убытка за период. Затраты, связанные со сделкой по приобретению, признаются в качестве расходов в момент возникновения, за исключением тех, которые возникли у Группы в связи с выпуском долговых или долевого инструментов в рамках сделки по объединению бизнеса.

Неконтролирующая доля участия

Неконтролирующая доля участия, удерживаемая компаниями, сторонними по отношению к Группе, представляется отдельно в составе капитала в консолидированном отчете о финансовом положении. Сумма консолидированной чистой прибыли, относящаяся к Группе, а также к неконтролирующей доле участия, отражается в составе консолидированного отчета о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Изменение долей владения без изменения контроля

Операции с неконтролирующими долями участия, не приводящие к потере контроля, учитываются как операции с капиталом – то есть как операции с собственниками, действующими в этом качестве. Разница между справедливой стоимостью уплаченного вознаграждения и балансовой стоимостью соответствующей доли чистых активов учитывается в составе собственного капитала. Прибыли и убытки от выбытия неконтролирующих долей также учитываются в составе собственного капитала.

Выбытие дочерних обществ

Когда Группа перестает осуществлять контроль, имеющаяся доля участия переоценивается по справедливой стоимости на дату утраты контроля с признанием разницы в составе прибылей и убытков. Справедливая стоимость - это первоначальная балансовая стоимость для целей учета имеющейся доли участия как ассоциированного или совместного предприятия, либо как финансового актива. Дополнительно все суммы, ранее признаваемые в составе прочего совокупного дохода относительно этого общества, учитываются как если бы соответствующие активы и обязательства выбыли из Группы. Это может означать, что суммы, ранее признаваемые в составе прочего совокупного дохода, переклассифицируются в состав прибылей и убытков.

Сделки по объединению бизнеса между предприятиями под общим контролем

Сделки по объединению бизнеса между предприятиями под общим контролем учитываются с использованием учетных данных предыдущего собственника о стоимости активов и обязательств с даты приобретения. Для отражения активов и обязательств Группа использует балансовую стоимость, которая применялась предшественником и, которая обычно представляет собой стоимость активов и обязательств приобретаемого предприятия, отраженную в консолидированной финансовой отчетности предприятия «самого высокого уровня» из предприятий под общим контролем, которое готовит консолидированную финансовую отчетность по МСФО. Эти суммы также включают сумму гудвила, отраженную на консолидированном уровне, в отношении приобретаемого предприятия.

Инвестиции в ассоциированные предприятия

Ассоциированное предприятие - предприятие, на деятельность которого инвестор оказывает значительное влияние. Инвестиции в ассоциированные предприятия учитываются по методу долевого участия и первоначально признаются по фактической стоимости. Начиная с момента возникновения существенного влияния и до даты его прекращения, в консолидированной финансовой отчетности отражается доля Группы в прибылях и убытках, а также в прочем совокупном доходе инвестиций, учитываемых по методу долевого участия, которая рассчитывается с учетом корректировок, необходимых для приведения учетной политики конкретного объекта в соответствие с учетной политикой Группы.

Совместные операции и совместные предприятия

Совместные операции - это такое соглашение о совместной деятельности, которое предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на активы и ответственности по обязательствам, связанным с деятельностью.

Совместное предприятие - это такое соглашение о совместной деятельности, которое предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем, прав на чистые активы.

В тех случаях, когда Группа выступает как участник совместных операций, доля участия в совместной деятельности отражается через признание:

- активов, включая свою долю в любых активах, контролируемых совместно;
- обязательств, включая свою долю в обязательствах, возникших в результате совместного контроля;
- выручку от продажи своей доли в продукции, произведенной в результате совместных операций;
- свою долю выручки от продажи продукции, произведенной в результате совместных операций; и
- расходы, включая свою долю в расходах, возникших в результате совместного контроля.

В случаях, где Группа является участником совместного предприятия, Группа признает свою долю участия в совместном предприятии как инвестиции и отражает такие инвестиции в учете с использованием метода долевого участия.

Операции, исключаемые при консолидации

При подготовке консолидированной финансовой отчетности исключаются операции и сальдо расчетов между компаниями Группы, а также любые суммы нереализованной прибыли, возникающие по операциям между ними. Нереализованная прибыль по операциям с инвестициями, учитываемыми по методу долевого участия, исключается за счет уменьшения стоимости инвестиции в пределах доли участия Группы в соответствующем объекте инвестиций. Нереализованные убытки исключаются в том же порядке, что и неререализованная прибыль, за исключением обесценения соответствующих активов.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, на банковских счетах, которые могут быть получены в любое время по первому требованию. Денежными эквивалентами являются высоколиквидные краткосрочные инвестиции, которые могут быть обменены на определенную сумму денежных средств, со сроком погашения не более трех месяцев с даты их приобретения. Они учитываются по стоимости приобретения, которая приблизительно соответствует их справедливой стоимости.

Непроизводные финансовые активы

К непроизводным финансовым активам Группы относятся: финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка; финансовые активы, удерживаемые до погашения; займы и дебиторская задолженность; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи.

Группа признает займы и дебиторскую задолженность в момент их возникновения. Все прочие финансовые активы (включая активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток) признаются на дату заключения сделок, когда Группа становится стороной договорных условий инструмента.

Группа прекращает признание финансового актива, когда истекает срок действия договорных прав на потоки денежных средств от этого финансового актива, либо она передает договорные права на потоки денежных средств с одновременной передачей всех рисков и вознаграждений, связанных с владением финансовым активом. Любая оставшаяся или вновь возникшая доля переданного финансового актива признается как отдельный актив или обязательство.

Финансовые активы и финансовые обязательства зачитываются, а в отчете о финансовом положении отражается чистая сумма тогда и только тогда, когда Группа имеет на текущий момент юридически закрепленное право осуществить зачет признанных сумм и намеревается произвести расчет на нетто-основе или реализовать актив и исполнить обязательство одновременно.

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

Финансовый актив включается в категорию финансовых инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка, если этот инструмент классифицируется как предназначенный для продажи или отнесен к данной категории при первоначальном признании. Группа определяет финансовые активы в категорию инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка, в тех случаях, когда она управляет такими инвестициями и принимает решения об их покупке или продаже исходя из их справедливой стоимости в соответствии с документально оформленной политикой по управлению рисками и инвестиционной стратегией Группы. Финансовые активы, классифицированные в данную категорию, оцениваются по справедливой стоимости, и изменения их справедливой стоимости отражаются в составе прибыли или убытка за период.

Финансовые активы, удерживаемые до погашения

Если Группа имеет твердое намерение и возможность удерживать долговые ценные бумаги, котируемые на активном рынке, до наступления срока их погашения, то они классифицируются как финансовые инструменты, удерживаемые до погашения. Такие активы первоначально признаются по справедливой стоимости. Впоследствии финансовые активы, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости (рассчитываемой с использованием метода эффективной ставки процента) за вычетом убытков от обесценения. Продажа или переклассификация существенной части инвестиций, удерживаемых до погашения, задолго до наступления срока погашения обязывает Группу реклассифицировать все инвестиции, удерживаемые до погашения, в состав инвестиций, имеющих в наличии для продажи, и ограничивает возможность классификации инвестиций как удерживаемых до погашения в текущем и в течение двух последующих финансовых лет.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность – это некотируемые на активном рынке финансовые активы, предусматривающие получение фиксированных или поддающихся определению платежей. Такие активы первоначально признаются по справедливой стоимости. После первоначального признания займы и дебиторская задолженность оцениваются по амортизированной стоимости (рассчитываемой с использованием метода эффективной ставки процента), за вычетом убытков от их обесценения. Резервы по ожидаемым потерям и сомнительной дебиторской задолженности создаются на суммы, оцениваемые как сомнительные к получению. Оценка осуществляется исходя из сроков возникновения задолженности, истории взаиморасчетов с дебитором и сложившихся экономических условий. Оценка резервов требует применения профессионального суждения и допущений.

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, представляют собой производные финансовые активы, которые предназначены для продажи, либо которые не были классифицированы ни в одну из вышеперечисленных категорий финансовых активов. При первоначальном признании такие активы оцениваются по справедливой стоимости. После первоначального признания они оцениваются по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в прочем совокупном доходе и представляются в составе капитала в составе прочих резервов, за исключением убытков от обесценения и курсовых разниц. В момент прекращения признания инвестиции или при ее обесценении накопленная в составе собственного капитала сумма прибыли или убытка реклассифицируется в состав прибыли или убытка за период. Некотируемые долевые инструменты, справедливую стоимость которых невозможно надежно определить, отражаются по фактической стоимости за вычетом убытков от обесценения.

Непроизводные финансовые обязательства

Первоначальное признание выпущенных долговых ценных бумаг и обязательств осуществляется на дату их возникновения. Все прочие финансовые обязательства (включая обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка) первоначально признаются на дату заключения сделки, в результате которой Группа становится стороной по договору по данному инструменту. Группа прекращает признание финансового обязательства в тот момент, когда прекращаются или аннулируются ее обязанности по соответствующему договору или истекает срок их действия. Группа классифицирует непроизводные финансовые обязательства в категорию прочих финансовых обязательств. Такие финансовые обязательства при первоначальном признании оцениваются по справедливой стоимости. После первоначального признания эти финансовые обязательства оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента. К прочим финансовым обязательствам относятся кредиты и займы, банковские овердрафты и торговая и прочая кредиторская задолженность.

Производные финансовые инструменты

Группа использует производные финансовые инструменты для управления валютным риском. Значительная часть выручки Группы поступает в долларах США. Кроме того, в долларах США осуществляется значительная часть финансовой деятельности Группы. Однако операционные расходы и капитальные вложения Группы, главным образом, выражены в российских рублях. Соответственно, изменение курса доллара США по отношению к российскому рублю влияет на результаты операционной деятельности и движение денежных средств Группы. Для управления данным риском Группа использует форвардные контракты.

Производные финансовые инструменты отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости как финансовые активы либо обязательства. Реализованные и нереализованные прибыли и убытки показываются в отчетности свернуто в составе прибыли и убытка, за исключением финансовых инструментов, к которым применяется учет хеджирования.

Оценка справедливой стоимости производных финансовых инструментов делается на основе информации, доступной на рынке, и с использованием прочих методов оценки, признанных допустимыми. Тем не менее, требуется применение существенных профессиональных суждений для интерпретации рыночных данных при формировании таких оценочных показателей. Соответственно, оценки не всегда представляют собой сумму, которую Группа может реализовать в текущей рыночной ситуации. Некоторые из финансовых инструментов приобретаются у финансовых институтов, кредитоспособность которых регулярно анализируется. Это делается для управления рыночным и кредитным рисками.

Учет хеджирования

По производным финансовым инструментам, признанным инструментами хеджирования, Группа применяет учет хеджирования.

Группа использует только хеджирование денежных потоков – хеджирование риска изменчивости потоков денежных средств в связи с изменением обменных курсов валют по прогнозируемым сделкам, вероятность осуществления которых высока. Эффективная часть изменений справедливой стоимости производных инструментов, предназначенных для хеджирования потоков денежных средств и являющихся таковыми, отражается в составе прочего совокупного дохода. Изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов, которые не являются инструментами хеджирования, немедленно признаются в составе прибыли и убытка.

При наступлении срока исполнения по сделке с инструментом хеджирования или его продаже, либо когда такой инструмент перестает удовлетворять критериям учета хеджирования, все накопленные прибыли и убытки, отражаются в составе капитала до того момента, когда совершается планируемая операция. Если выполнение прогнозируемой операции по инструменту хеджирования больше не ожидается, сумма совокупной прибыли или убытка по инструменту хеджирования, признанная в составе прочего совокупного дохода, немедленно переносится в состав прибыли или убытка.

Справедливая стоимость инструментов хеджирования определяется на конец каждого отчетного периода на основе рыночной стоимости, которая обычно рассчитывается кредитными организациями.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы включают в себя, в основном, сырую нефть, нефтепродукты, сырье и материалы и отражаются по наименьшей из стоимости приобретения или чистой стоимости реализации. Стоимость товарно-материальных запасов рассчитывается как средневзвешенная стоимость приобретения и включает в себя все затраты по приобретению, производству либо доведению запасов до их текущего состояния и месторасположения. Чистая стоимость реализации определяется как предполагаемая цена продажи в ходе обычной деятельности, за вычетом ожидаемых затрат на завершение и реализацию.

Активы, предназначенные для продажи

Активы, балансовую стоимость которых предполагается возместить в результате продажи (в том числе при потере контроля над дочерним обществом, владеющим активами) в течение двенадцати месяцев после отчетной даты, отражаются в консолидированном отчете о финансовом положении как активы, предназначенные для продажи. Эти активы оцениваются, как правило, по наименьшей из двух величин: балансовой стоимости актива и его справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы, которые классифицируются как предназначенные для продажи в отчете о финансовом положении за текущий период, не классифицируются повторно, и не подлежат изменению сравнительные данные в отчете о финансовом положении в целях отражения их классификации на конец текущего периода.

Нематериальные активы

Гудвил, полученный в результате приобретения дочерних компаний, включается в состав нематериальных активов. В последующие периоды гудвил отражается по стоимости приобретения за вычетом накопленных убытков от обесценения.

Гудвил ежегодно тестируется на обесценение, а также при наличии признаков обесценения. При проведении теста на обесценения гудвил распределяется на единицы, генерирующие денежные потоки, при присоединении которых Группа ожидает синергетический эффект.

Прочие нематериальные активы, приобретаемые Группой, которые имеют определенный срок использования, оцениваются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения.

Нематериальные активы с определенным сроком полезного использования амортизируются линейным методом исходя из срока полезного использования. Сроки полезного использования по группам нематериальных активов представлены ниже:

<u>Группа нематериальных активов</u>	<u>Средний срок полезного использования</u>
Лицензии и программное обеспечение	1-5 лет
Права на землю	25 лет

Основные средства

Основные средства отражаются в отчетности по стоимости приобретения за вычетом накопленной амортизации и убытков от обесценения. Затраты на техническое обслуживание, текущий ремонт и замену мелких узлов или компонентов основных средств относятся на расходы по мере возникновения; затраты на восстановление и модернизацию основных средств капитализируются. Затраты, связанные с проведением циклических ремонтных работ, проводимых в отношении нефтеперерабатывающего оборудования, списываются в том периоде, когда они были понесены, если в результате таких работ не была произведена замена оборудования или установка новых активов. В момент продажи или ликвидации основного средства стоимость приобретения, накопленная амортизация и убытки от обесценения списываются со счетов учета основных средств. Прибыль или убыток от выбытия основных средств отражается в составе прибыли и убытка.

Авансы под приобретение основных средств и капитальное строительство учитываются в составе прочих внеоборотных активов как часть долгосрочной нефинансовой дебиторской задолженности.

Нефтегазовые активы

Активы, связанные с разведкой и оценкой

Группа применяет метод результативных затрат для учета активов, связанных с разведкой и оценкой.

Затраты на приобретение включают суммы, уплаченные за приобретение прав на геологоразведку и разработку.

Затраты на геологоразведку и оценку включают в себя:

- затраты на топографические, геологические и геофизические исследования, приобретение прав на указанные работы;
- затраты на содержание неразработанных месторождений;
- затраты на забой скважины;
- затраты на бурение непродуктивных скважин;
- затраты на бурение и оборудование разведочных скважин.

Затраты, понесенные на поисковые работы, приобретение прав на добычу и разработку запасов, как правило капитализируются отдельно по каждому месторождению. После подтверждения экономической целесообразности добычи нефти и газа, капитализированные затраты относятся на новый объект учета. Если экономическая целесообразность добычи не доказана, затраты списываются в состав расходов. Затраты на бурение разведочных и непродуктивных скважин, а также на забой скважин временно капитализируются по методу результативных затрат и классифицируются как нефтегазовые активы в составе основных средств.

Затраты на топографические, геологические и геофизические исследования, приобретение прав на указанные работы рассматриваются как геологоразведочные активы до момента подтверждения того, что запасы являются доказанными и добыча нефти и газа экономически целесообразна. Если запасы не обнаружены, такой актив списывается в расходы в составе отчета о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Если нефтегазовые запасы не найдены, актив, связанный с разведкой, тестируется на обесценение. Если найдены извлекаемые углеводороды с достаточной степенью вероятности их экономически выгодной разработки, что может повлечь за собой дополнительное бурение скважин, то затраты продолжают признаваться как нефтегазовый актив до тех пор, пока экономическая целесообразность добычи этих углеводородов не станет очевидной. Все понесенные затраты должны оцениваться с технической, коммерческой и управленческой точки зрения и на предмет обесценения не менее одного раза в год для подтверждения намерения разрабатывать данное месторождение либо возможности извлечения выгоды. В противном случае все затраты списываются.

Прочие затраты на разведку относятся на расходы текущего периода.

Активы, связанные с разведкой и оценкой минеральных ресурсов, подлежат реклассификации в основные средства, когда техническая осуществимость и коммерческая целесообразность добычи минеральных ресурсов становятся очевидными. Перед реклассификацией эти активы должны быть протестированы на обесценение, а убыток от обесценения списан на финансовый результат.

Затраты на разработку

Затраты на разработку связаны с получением доступа к доказанным запасам, извлечением, переработкой, сбором и хранением нефти и газа. Они включают расходы, относящиеся к разведочным скважинам, с целью разработки доказанных запасов, а также расходы, относящиеся к оборудованию и сооружениям для добычи, такие как арендованный промысловый трубопровод, установки сепарации и очистки, резервуары-хранилища, системы инженерного обеспечения и утилизации отходов, и установки переработки и закачки природного газа в пласт.

Затраты на строительство, монтаж и оснащение объектов инфраструктуры, такие как платформы, трубопроводы, установки бурения разрабатываемых скважин, капитализируются в составе нефтегазовых активов.

Износ, истощение и амортизация

Амортизация затрат на приобретение прав на разведку и разработку месторождений и затрат на разработку участков недр с доказанными запасами нефти и газа начисляется по методу единицы произведенной продукции исходя из данных о доказанных запасах и доказанных разработанных запасах, соответственно. Данные затраты реклассифицируются как затраты, связанные с разработкой доказанных запасов нефти и газа, в тот момент, когда происходит соответствующее изменение классификации запасов. Амортизация не начисляется на стоимость приобретения прав на разведку и разработку месторождений с недоказанными запасами.

Амортизация по прочим основным средствам, кроме основных средств, связанных с разведкой и добычей нефти и газа, рассчитывается линейным методом исходя из сроков полезного использования. Нормы амортизации, применяемые к группам прочих основных средств, имеющих сходные экономические характеристики, представлены ниже:

<u>Группа основных средств</u>	<u>Средний срок полезного использования</u>
Здания и сооружения	8-35 лет
Машины и оборудование	8-20 лет
Транспортные средства и прочие приспособления	3-10 лет

Катализаторы и реагенты, используемые в нефтеперерабатывающей деятельности, классифицируются как прочие основные средства. Эти активы амортизируются линейным методом.

Капитализированные затраты по займам

Затраты по займам, непосредственно связанным с приобретением, строительством или производством активов (включая нефтегазовые активы), требующих значительного времени на подготовку к использованию (квалифицируемые активы), капитализируются в составе стоимости таких активов.

Обесценение внеоборотных активов

Балансовая стоимость внеоборотных активов Группы, кроме гудвила, запасов, долгосрочных финансовых активов и отложенных налоговых активов, анализируется на каждую отчетную дату для выявления признаков их возможного обесценения. При наличии таких признаков рассчитывается возмещаемая величина соответствующего актива. Убыток от обесценения признается в том случае, если балансовая стоимость актива или соответствующей единицы, генерирующей денежные потоки (ЕГДП), оказывается выше его (ее) возмещаемой стоимости. Убыток от обесценения признается в составе прибылей и убытков.

Обесценение непроизводных финансовых активов

По состоянию на каждую отчетную дату финансовый актив оценивается на предмет наличия признаков его возможного обесценения. Финансовый актив является обесценившимся, если существуют объективные свидетельства того, что после первоначального признания актива произошло повлекшее убыток событие, и что это событие оказало негативное влияние на ожидаемую величину будущих потоков денежных средств от данного актива, величину которых можно надежно рассчитать.

Признаки, свидетельствующие об обесценении займов и дебиторской задолженности и инвестиций, удерживаемых до погашения, рассматриваются Группой как на уровне отдельных активов, так и на уровне портфеля. Все такие активы, величина каждого из которых, взятого в отдельности, является значительной, оцениваются на предмет обесценения в индивидуальном порядке. Займы и дебиторская задолженность и инвестиции, удерживаемые до погашения, величина которых не является по отдельности значительной, оцениваются на предмет обесценения в совокупности путем объединения в портфель активов, удерживаемых до срока погашения, которые имеют сходные характеристики риска.

В отношении финансового актива, учитываемого по амортизированной стоимости, сумма убытка от обесценения рассчитывается как разница между балансовой стоимостью актива и текущей стоимостью ожидаемых будущих потоков денежных средств, дисконтированных по эффективной ставке процента, соответствующей первоначальным условиям финансирования. Убытки признаются в составе прибыли или убытка за период и отражаются на счете оценочного резерва, величина которого вычитается из стоимости займов и дебиторской задолженности или инвестиций, удерживаемых до погашения.

Обязательства по выводу объектов основных средств из эксплуатации

У Группы есть обязательства по выводу объектов основных средств из эксплуатации, связанные с ее основной деятельностью. Ниже представлена характеристика этих активов и соответствующих потенциальных обязательств:

Разведка и добыча. Деятельность Группы по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием таких активов, как скважины и оборудование скважин, установки по сбору и подготовке нефти, нефтехранилища и трубопроводы на участках транспортировки нефти до магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие разрешительные документы требуют от Группы определенных действий в отношении ликвидации данных активов после окончания добычи. Такие действия включают ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие меры. Если месторождение полностью истощено, Группа несет затраты по ликвидации скважин и соответствующие затраты по защите окружающей среды.

Переработка, маркетинг и сбыт. Переработка нефти осуществляется на больших промышленных предприятиях, работающих в течение нескольких десятилетий. Для таких объектов невозможно определить дату, когда будет происходить демонтаж оборудования и производственных мощностей. Текущее регулирование и правила выдачи лицензий не требуют исполнения обязательств, связанных с ликвидацией данных промышленных предприятий и предприятий розничной торговли. В связи с этим, руководство Группы полагает, что не существует каких-либо прямых правовых или контрактных обязательств, относящихся к выводу этих объектов из эксплуатации или иному выбытию данных активов.

Руководство создает резерв под будущие затраты на вывод из эксплуатации активов по добыче нефти и газа, скважин, трубопроводов и соответствующего дополнительного оборудования, а также на восстановление участков проведения работ на основе наиболее точных оценок будущих затрат на ликвидацию основных средств, а также сроков полезного использования активов, задействованных в добыче нефти и газа. Оценка величины обязательств по выводу из эксплуатации нефтегазовых основных средств – сложный процесс, требующий от руководства использования различных оценок и профессиональных суждений в отношении обязательств по выводу активов из эксплуатации, которые могут возникнуть через несколько лет.

Изменения в оценке существующего обязательства по выводу актива из эксплуатации происходят из-за изменения расчетных сроков, сумм соответствующих затрат или ставки дисконтирования, используемой при оценке.

Сумма резерва представляет собой наиболее точную оценку затрат по исполнению обязательств по состоянию на отчетную дату в соответствии с текущим законодательством того региона, в котором находятся операционные активы Группы и, соответственно, изменение действующего законодательства может оказать влияние на текущую оценку обязательства по выводу из эксплуатации нефтегазовых основных средств на месторождениях Группы. В связи с субъективностью оценки резервов существует неопределенность в отношении суммы резерва и срока возникновения таких затрат.

Оценочная величина затрат на вывод из эксплуатации объектов основных средств капитализируются в составе стоимости основных средств либо в момент приобретения основных средств, либо при использовании основных средств в течение определенного периода. Изменения оценочных значений обязательств по выводу объектов основных средств из эксплуатации происходят в результате изменения стоимости и сроков ликвидации или изменения ставок дисконтирования и отражаются в составе стоимости основных средств в текущем периоде.

Налог на прибыль

В настоящее время восемь компаний Группы, включая материнскую компанию ОАО «Газпром Нефть», образуют консолидированную группу налогоплательщиков, определенную законодательством Российской Федерации, и уплачивают налог на прибыль на консолидированном уровне. Большинство компаний Группы не формирует консолидированную группу налогоплательщиков, определенную законодательством Российской Федерации, и налог на прибыль исчисляется отдельно для каждой из компаний. Расход по налогу на прибыль представляет собой налогооблагаемую прибыль каждой дочерней организации по установленной ставке (в основном, в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации - 20%), с учетом корректировок на доходы и расходы, не учитываемые в целях налогообложения прибыли. В некоторых случаях ставка налога на прибыль может быть снижена в соответствии с региональным законодательством. В дочерних компаниях, осуществляющих свою деятельность за пределами Российской Федерации, применяются ставки налога на прибыль, установленные законодательством соответствующей страны.

В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены отложенные налоговые активы и обязательства, рассчитанные Группой балансовым методом в соответствии с МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль». Данный метод учитывает будущие налоговые последствия, возникшие в результате временных разниц между балансовой стоимостью существующих активов и обязательств в консолидированной финансовой отчетности и соответствующей налогооблагаемой базой, а также в результате получения операционных убытков и налогов, перенесенных на будущие периоды. Отложенные налоговые активы и обязательства рассчитываются с применением законодательно установленных налоговых ставок, которые, как ожидается, будут применяться к налогооблагаемому доходу в те периоды, в которые предполагается погасить временные разницы, возместить стоимость активов и урегулировать обязательства. Отложенный налоговый актив в отношении вычитаемых временных разниц и убытков, перенесенных на будущие периоды, признается только в том случае, когда существует высокая вероятность получения в будущем налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму таких вычетов.

Группа контролирует сторнирование временных разниц, относящихся к налогам на дивиденды дочерних компаний или к доходам от их продажи. Группа не отражает отложенные налоговые обязательства по таким временным разницам кроме случаев, когда руководство ожидает сторнирование временных разниц в обозримом будущем.

Налог на добычу полезных ископаемых и акцизы

Налог на добычу полезных ископаемых и акцизы, которые уплачиваются государству в зависимости от объемов добычи или переработки нефти и газа, включаются в состав операционных расходов. Налоги, которые уплачиваются в зависимости от объема проданной продукции, вычитаются из продаж.

Обыкновенные акции

В соответствии с уставом, обыкновенные акции представляют собой уставный капитал Компании. Владельцы обыкновенных акций имеют право одного голоса на одну акцию. Дивиденды, выплачиваемые владельцам обыкновенных акций, определяются Советом директоров и утверждаются на ежегодном собрании акционеров.

Собственные акции, выкупленные у акционеров

Обыкновенные акции Компании, принадлежащие Группе на отчетную дату, отражены как собственные акции, выкупленные у акционеров, и учитываются по стоимости приобретения с использованием метода средневзвешенной стоимости. Доход от перепродажи собственных акций, выкупленных у акционеров, увеличивает добавочный капитал, тогда как убытки уменьшают добавочный капитал в пределах ранее отраженного чистого дохода от перепродажи, а оставшаяся часть убытков уменьшает нераспределенную прибыль.

Прибыль на акцию

Базовая и разводненная прибыль на обыкновенную акцию рассчитывается путем деления прибыли, имеющейся в распоряжении владельцев обыкновенных акций, на средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении в течение года. Ценные бумаги, которые потенциально могут оказать разводняющий эффект, в обращение не выпускались.

Выплаты на основе стоимости акций

Группа применяет наилучшую оценку обязательств по выплатам сотрудникам (SAR), основанную на стоимости акций, т.е. по справедливой стоимости на дату предоставления права. Оценочное значение обязательства пересчитывается по справедливой стоимости на каждую отчетную дату, при этом соответствующим образом корректируются расходы по плану SAR, отраженные в составе прибыли и убытка консолидированного отчета о совокупном доходе. Расходы признаются в течение всего срока действия программы.

Пенсионные и другие обязательства по компенсационным программам

Группа не реализует каких-либо существенных программ по дополнительному пенсионному обеспечению, помимо отчислений в Государственный пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от текущих отчислений на заработную плату и относятся на затраты по мере возникновения. Группа не имеет каких-либо существенных программ компенсаций работникам, вышедшим на пенсию, и иных компенсационных программ, требующих начислений.

Арендованные активы

Договоры аренды, по условиям которых Группа принимает на себя по существу все риски и выгоды, связанные с правом собственности, классифицируются как договоры финансовой аренды. При первоначальном признании арендованный актив оценивается в сумме, равной наименьшей из его справедливой стоимости и приведенной (дисконтированной) стоимости минимальных арендных платежей. Впоследствии этот актив учитывается в соответствии с учетной политикой, применимой к активам подобного класса.

Прочие договоры аренды классифицируются как операционная аренда, и соответствующие арендованные активы не признаются в отчете о финансовом положении Группы. Общая сумма арендных платежей признается расходами равномерно в течение срока действия договора.

Признание выручки

Выручка от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа, а также прочих товаров признается в момент, когда продукция доставлена конечному покупателю, право собственности перешло покупателю, существует уверенность в поступлении дохода, цена реализации конечному покупателю является окончательной или может быть надежно определена. В отношении реализации сырой нефти, нефтепродуктов и материалов на внутреннем рынке продажа отражается в момент отгрузки покупателю, что обычно означает переход права собственности. При продаже на экспорт право собственности обычно переходит на границе Российской Федерации, и Группа несет ответственность за транспортировку, уплату пошлин и прочих налогов, связанных с такой реализацией.

Выручка признается за вычетом налога на добавленную стоимость (НДС), экспортных пошлин, акцизов, начисляемых на объемы проданной продукции, и иных аналогичных обязательных платежей.

Продажи включают выручку с учетом экспортных пошлин и акцизов, рассчитанных исходя из объема проданной продукции.

Операции нефтезамещения

Операции по покупке и продаже нефти с одним и тем же контрагентом с целью сокращения транспортных расходов, а не с целью получения прибыли, исключаются из выручки и себестоимости в соответствии с требованиями МСФО. Целью таких операций по купле-продаже, примером которых является покупка-продажа одинакового товара в разных местах в течение одного периода времени с одним и тем же продавцом-покупателем является оптимизация ресурсов Группы, а не получение прибыли. Разница между стоимостью приобретенной нефти и стоимостью ее продажи отражается как изменение транспортных расходов от месторождения до нефтеперерабатывающего завода.

Транспортные расходы

Транспортные расходы, отраженные в составе прибыли и убытка, представляют собой понесенные расходы на транспортировку нефти и нефтепродуктов через сеть нефтепроводов ОАО «Транснефть», а также расходы на транспортировку морским транспортом и железной дорогой. Транспортные расходы также включают все расходы на погрузочно-разгрузочные работы.

Прочие совокупные доходы и убытки

Все прочие совокупные доходы и убытки представлены по видам, которые впоследствии могут быть реклассифицированы в прибыли и убытки.

3. Основные бухгалтерские оценки, допущения и профессиональные суждения

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует использования руководством профессиональных суждений, допущений и расчетных оценок, которые влияют на то, как применяются положения учетной политики и в каких суммах отражаются активы, обязательства, раскрываются условные активы и обязательства, доходы и расходы в отчетном периоде.

Руководство постоянно пересматривает эти оценки и допущения, исходя из прошлого опыта и других факторов, которые могут быть использованы для оценки балансовой стоимости активов и обязательств. Изменения в расчетных оценках признаются в том отчетном периоде, когда эти оценки были пересмотрены, если изменения касаются только одного отчетного периода, или в этом периоде и в последующих периодах, если они затронуты указанными изменениями.

Фактические результаты деятельности Группы могут отличаться от сделанных руководством оценок и суждений, если обстоятельства и предпосылки отличаются.

Информация о наиболее важных суждениях и оценках, сформированных в процессе применения положений учетной политики и оказавших наиболее значительное влияние на суммы, отраженные в данной консолидированной финансовой отчетности, представлена ниже.

Оценка запасов нефти и газа

Оценка величины резервов производится исходя из вероятностных допущений и пересматривается на ежегодной основе. Группа оценивает запасы нефти и газа в соответствии с положениями Комиссии по ценным бумагам и биржам США (U.S. Securities and Exchange Commission – SEC) для доказанных запасов. Запасы нефти газа определяются исходя их определенных предпосылок, сделанных Группой, касательно будущих капитальных и операционных расходов, объемов нефти в залежи, коэффициентов восстановления, количества скважин и стоимости бурения. Оценка величины доказанных резервов нефтегазовых запасов используется для начисления износа, истощения и амортизации нефтегазовых активов и оценки наличия признаков обесценения, и, как следствие, будущие изменения в оценках величины резервов влияют на изменение данных бухгалтерских показателей.

Доказанными запасами считаются оценочные объемы сырой нефти и газа, которые согласно геологическим и инженерным данным с достаточной степенью уверенности будут извлечены в будущем, исходя из известных залежей при существующих экономических условиях. В некоторых случаях для извлечения этих доказанных запасов могут потребоваться существенные дополнительные вложения в новые скважины и дополнительное оборудование. Данные по доказанным резервам могут существенно меняться год от года с учетом получения новой геологической информации.

Оценка нефтегазовых запасов оказывает непосредственное влияние на некоторые показатели, отраженные в данной консолидированной финансовой отчетности, а именно на величину амортизации нефтегазовых активов и убытков от обесценения. Нормы амортизации для нефтегазовых активов рассчитываются таким образом, чтобы амортизация этих активов начислялась пропорционально объему добычи на каждом месторождении исходя из доказанных разработанных запасов для затрат на разработку и исходя из общих доказанных запасов для затрат, связанных с приобретением доказанных запасов. Кроме того, оценка доказанных запасов нефти и газа используется также для расчета будущих денежных потоков, которые служат одним из основных индикаторов наличия обесценения актива.

Сроки полезного использования объектов основных средств

Руководство оценивает срок полезного использования актива с учетом срока предполагаемого использования, расчетного морального износа, ликвидационной стоимости, физического износа и операционной среды, в которой актив будет использоваться. Данные оценки могут отличаться от фактических результатов, что может оказать существенное влияние на балансовую стоимость основных средств и привести к корректировкам норм амортизации в будущем и амортизационных отчислений за период.

Гудвил тестируется на обесценение ежегодно.

Возмещаемая стоимость актива или ЕГДП представляет собой наибольшую из двух величин: ценности от использования этого актива (этой единицы) и его (ее) справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. При расчете ценности от использования ожидаемые в будущем потоки денежных средств дисконтируются до их приведенной стоимости с использованием ставки дисконтирования, применяемой к денежным потокам до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие данному активу или ЕГДП. Ожидаемые в будущем потоки денежных средств включают оценку будущих затрат на добычу запасов, будущих цен на ресурсы, обменных курсов валют, ставок дисконтирования и инфляции.

Условные обязательства

По состоянию на дату выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности могут существовать определенные условия, которые в зависимости от возникновения или невозникновения одного или более событий в будущем могут привести к убыткам для Группы. Руководство Группы проводит оценку таких условных обязательств, которая базируется на допущениях, являющихся предметом профессионального суждения. При оценке возможного убытка от условных фактов хозяйственной деятельности, связанных с судебными и налоговыми разбирательствами с участием Группы или непредъявленными исками, которые могут привести к таким разбирательствам, Группа, после консультаций с юрисконсультами и налоговыми специалистами, проводит оценку вероятности наступления неблагоприятного исхода для Группы, а также наиболее вероятную сумму оттока экономических выгод.

Если оценка условного факта хозяйственной деятельности указывает на вероятность возникновения убытка, величина которого может быть измерена, то соответствующее обязательство отражается в консолидированной финансовой отчетности Группы. Если оценка условного факта хозяйственной деятельности указывает не на вероятность, а на обоснованную возможность возникновения существенного убытка или на вероятность возникновения убытка, величина которого не может быть измерена с достаточной точностью, необходимо раскрыть информацию о характере условного обязательства и оценочной величине возможного убытка, если ее можно измерить и она существенна. Если величина убытка не может быть измерена с достаточной точностью, руководство признает убыток в момент получения недостающей информации, что позволяет измерить величину убытка с достаточной точностью. Информация об убытках, считающихся маловероятными, в отчетности не раскрывается, если только они не связаны с гарантиями. В этом случае необходимо раскрыть информацию о характере гарантий. Вместе с тем, в некоторых случаях, когда раскрытие информации не является обязательным, Группа может добровольно раскрыть информацию об условных обязательствах, которые, по мнению руководства, могут представлять интерес для акционеров и других лиц.

Соглашения о совместной деятельности

При применении МСФО (IFRS) 11 Группа применила суждение касательно того, являются ли заключенные ею соглашения о совместной деятельности совместными операциями или совместными предприятиями. Группа определила тип соглашения о совместной деятельности исходя из своих прав и обязательств, вытекающих из соглашения, включая оценку структуры и юридической формы соглашения, условий принятий решений, согласованных участниками в договоре о совместной деятельности, а также других факторов и обстоятельств, если применимо.

4. Новые стандарты и разъяснения

Ряд новых стандартов, изменений к стандартам и разъяснениям, вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся после 1 января 2014 года. Группа планирует принять указанные стандарты и разъяснения к использованию после вступления их в силу.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты, часть 1: классификация и оценка». МСФО (IFRS) 9 был выпущен в ноябре 2009 года и заменил те части МСФО (IAS) 39, которые касались классификации и оценки финансовых активов. Дополнительные изменения были внесены в МСФО (IFRS) 9 в октябре 2010 г. и в ноябре 2013 г. в отношении классификации и оценки финансовых обязательств. Основные положения данного стандарта следующие:

- Финансовые активы классифицируются по двум категориям: те, последующая оценка которых осуществляется по справедливой стоимости и те, последующая оценка которых осуществляется по амортизированной стоимости. Решение о классификации принимается в момент первоначального признания на основании бизнес-модели Группы в части управления финансовыми инструментами и будущими денежными потоками, которые ожидаются от использования данного инструмента.
- Последующая оценка финансовых инструментов по амортизированной стоимости осуществляется только для долговых инструментов при одновременном выполнении следующих условий: бизнес-модель Группы построена таким образом, что денежные потоки ожидаются от погашения финансового инструмента, и по условиям договора денежные потоки, ожидаемые от инструмента, представляют собой только основную сумму и проценты. Все остальные финансовые инструменты должны оцениваться по справедливой стоимости с изменениями, отражающимися в составе прибыли и убытков консолидированного отчета о совокупном доходе.
- Последующая оценка долевого инструмента осуществляется по справедливой стоимости. Долевые инструменты, удерживаемые для продажи, оцениваются по справедливой стоимости с изменениями, отражающимися в прибыли и убытках. Для всех остальных финансовых инструментов на момент признания делается выбор, будут ли реализованные и нереализованные прибыли и убытки, возникающие от изменения справедливой стоимости отражаться в прочем совокупном доходе, нежели чем в прибыли и убытках. Выбор может быть сделан для каждого финансового инструмента. Дивиденды должны отражаться в прибыли и убытках в том случае, когда они представляют собой доход от инвестиции.

- Большинство требований МСФО 39 (IAS) в отношении классификации и оценки финансовых активов были перенесены в новый стандарт без существенных изменений. Основные изменения касаются требования отражения в составе прочего совокупного дохода эффекта изменений кредитного риска, связанного с финансовыми обязательствами, оцениваемыми по справедливой стоимости с изменениями, отражающимися в прибылях и убытках. Изменения, внесенные в МСФО (IFRS) 9 в ноябре 2013 г. позволяют Группе продолжать оценивать свои финансовые инструменты в соответствии с МСФО (IAS) 39 и, одновременно, отражать эффект изменений кредитного риска в соответствии с МСФО (IFRS) 9.
- Существенные изменения внесены в модель учета хеджирования, которые позволяют улучшить отражение деятельности по управлению рисками в финансовой отчетности. В частности, изменения МСФО (IFRS) 9 расширяют спектр объектов хеджирования (объектами хеджирования могут быть компоненты риска по нефинансовым статьям, в случае если они поддаются отдельной и надежной оценке; в объекты хеджирования могут включаться деривативы; группы статей и нетто-позиции могут представлять собой объект хеджирования и т.д.). Изменения МСФО (IFRS) 9 также расширяют перечень инструментов хеджирования: финансовые инструменты, оцениваемые по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли и убытков за период, могут быть определены в качестве инструментов хеджирования любого риска. Фундаментальным нововведением МСФО (IFRS) 9 является отсутствие 80-125 процентного интервала, применяемого в МСФО (IAS) 39 для оценки эффективности хеджирования, и требования ретроспективной оценки эффективности хеджирования. В МСФО (IFRS) 9 количественная оценка эффективности заменена требованием наличия экономической связи между объектом и инструментом хеджирования.
- Расширены требования по раскрытию информации, касающейся стратегии управления рисками, денежных потоков от операций хеджирования и влияния, оказанного применением специального учета хеджирования, на финансовую отчетность.

Дата, с которой применение МСФО (IFRS) 9 станет обязательным, будет определена после завершения работы над стандартом. Допускается досрочное применение данного стандарта. Группа не планирует применение МСФО (IFRS) 9 до его официального вступления в силу и в настоящее время оценивает влияние изменений на свою консолидированную финансовую отчетность.

Изменения в МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: представление информации» (выпущены в декабре 2011 г., применяются для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее).

Данное изменение призвано устранить противоречия, выявленные при применении некоторых критериев взаимозачета. В частности, поправки разъясняют: (i) требование наличия «на текущий момент юридически закрепленного права осуществить зачет признанных сумм», (ii) условие одновременной реализации финансового актива и погашения финансового обязательства, (iii) понятие единицы учета активов и обязательств при применении условий взаимозачета. В настоящее время Группа оценивает потенциальный эффект изменений на свою консолидированную финансовую отчетность.

Изменения в МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации об участии в других предприятиях» и МСФО (IAS) 27 «Отдельная финансовая отчетность» (выпущены в октябре 2012, применяются для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее). Основные изменения:

- Введено понятие инвестиционного предприятия как предприятия, которое (i) получает средства инвесторов с целью оказания им услуг по управлению инвестициями; (ii) берет обязательство перед своими инвесторами о том, что его коммерческая цель заключается в инвестировании средств исключительно с целью увеличения стоимости капитала или получения инвестиционного дохода; (iii) учитывает и оценивает свои инвестиции по справедливой стоимости;
- Предоставлено право инвестиционным предприятиям не консолидировать определенные дочерние общества, однако, введено требование оценки инвестиций в дочерние общества по справедливой стоимости изменения которой отражаются в составе прибыли и убытков за период в соответствии с МСФО (IFRS) 9 или МСФО (IAS) 39;

- Добавлены требования о раскрытии дополнительной информации, включая существенные допущения, принятые руководством для определения, является ли компания инвестиционным предприятием, а также информацию о неконсолидируемых дочерних обществах и сущность отношений, описание отдельных операций между инвестиционным предприятием и его дочерними обществами;
- Добавлены требования к инвестиционному предприятию учитывать свои инвестиции одинаково в консолидированной и отдельной финансовой отчетности (либо предоставлять только отдельную финансовую отчетность, если все дочерние компании неконсолидируемые).

Изменения в МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов» (выпущены в мае 2013 г., применяются для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее). Изменения прежде всего касаются требуемых раскрытий в случае, если возмещаемая стоимость определяется как справедливая стоимость за вычетом расходов на продажу. Основные изменения:

- удалено требование к раскрытию возмещаемой стоимости, если генерирующая единица содержит гудвил или нематериальный актив с неограниченным сроком использования, в отношении которых не было обесценения;
- добавлено требование раскрытия возмещаемой стоимости актива или генерирующей единицы в случае признания убытка от обесценения или его сторнирования;
- добавлено требование по детальному раскрытию метода определения справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу, в случае признания убытка от обесценения или его сторнирования.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 21 «Сборы» (выпущено в мае 2013 г., применяется для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее). Разъяснение приводит руководство по признанию обязательств как по сборам, взимаемым государством, и учитываемым согласно МСФО (IAS) 37, так и по сборам, время оплаты и сумма которых известна. Интерпретация определяет событие, в результате которого возникает обязательство по уплате сбора, как деятельность, облагаемую сборами согласно соответствующему законодательству. Приводится следующее руководство по признанию обязательства уплатить сборы: обязательство признается нарастающим итогом (прогрессивно), если соответствующая деятельность осуществляется в течение определенного времени; если обязательство зависит от достижения минимального порога (уровня), тогда обязательство признается, когда минимальный порог достигнут. В настоящее время Группа оценивает влияние данного разъяснения на свою консолидированную финансовую отчетность.

Изменения в МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» (выпущены в июне 2013 г., применяются для годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или позднее). Данные изменения относятся к новации производных финансовых инструментов и учету хеджирования. Согласно изменениям разрешается продолжать учет хеджирования в случаях, когда в отношении инструмента хеджирования проводится новация по переводу его на центрального контрагента и удовлетворяются следующие условия: проведение новации требуется законодательством или нормативными актами (таким образом, это исключение не применяется к добровольным новациям); новация приводит к появлению нового контрагента в лице центрального контрагента и измененные условия, возникающие в связи с проведением новации, соответствуют условиям, которые имели бы место в случае, если бы договор о производном инструменте, прошедший новацию, изначально был заключен с центральным контрагентом. Изменения в инструменте хеджирования могут быть следствием изменения в требованиях к обеспечению по договору, в правах на зачет дебиторской и кредиторской задолженности, во взимаемых сборах.

Усовершенствования Международных стандартов финансовой отчетности (выпущены в декабре 2013 г., применяются для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2014 или позднее). Усовершенствования содержат изменения к девяти стандартам. Основание для выводов в МСФО (IFRS) 1 было изменено, чтобы разъяснить, что, если новая версия стандарта еще не является обязательной, но может применяться досрочно, Группа, впервые применяющая МСФО, может использовать старую или новую его версию при условии, что ко всем представляемым в отчетности периодам применяется один и тот же стандарт. МСФО (IFRS) 2 был изменен, чтобы отделить определение понятий «условие деятельности» и «условие срока службы» от определения понятия «условие перехода» и, таким образом, сделать определения более четкими и ясными. В МСФО (IFRS) 3 были внесены следующие изменения: (i) уточнение, что условное возмещение представляет собой финансовый актив или финансовое обязательство, которое должно быть оценено только по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли и убытков за период или в прочем совокупном доходе в зависимости от требований МСФО (IFRS) 9; (ii) поправка, разъясняющая, что МСФО (IFRS) 3 не применяется к учету образования любой совместной деятельности в соответствии с МСФО (IFRS) 11. Данная поправка разъясняет, что исключение из сферы применения стандарта действует только для финансовой отчетности самой совместной деятельности. МСФО (IFRS) 8 был изменен, чтобы уточнить, что сверка показателей совокупных активов отчетных сегментов и активов предприятия должна приводиться в случае, если указанные показатели на регулярной основе предоставляются руководителю, принимающему операционные решения. Поправка МСФО (IFRS) 13 разъясняет, что «исключение, касающееся портфеля» закрепленное в МСФО (IFRS) 13, которое позволяет предприятию оценивать справедливую стоимость группы финансовых активов и финансовых обязательств на нетто-основе, применяется ко всем договорам в рамках сферы применения МСФО (IAS) 39 или МСФО (IFRS) 9 независимо от того, соответствуют ли они определению финансового актива и финансового обязательства согласно МСФО (IAS) 32. Кроме того, основание для выводов в МСФО (IFRS) 13 было изменено, чтобы разъяснить, что краткосрочная дебиторская и кредиторская задолженность, в отношении которой не предусмотрено начисление процентных платежей, как и ранее, должна оцениваться в сумме, указанной в первичных документах, несмотря на удаление соответствующих параграфов из МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IAS) 39. В МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38 были внесены следующие уточнения: (i) определение накопленной амортизации не зависит от выбранного метода оценки; (ii) сумма накопленной амортизации рассчитывается как разница между полной балансовой и остаточной стоимостью активов. Поправка, внесенная в МСФО (IAS) 24 уточняет, что компания, оказывающая услуги по управлению деятельностью отчитывающегося предприятия, является связанной стороной по отношению к последнему. В МСФО (IAS) 40 внесена поправка, разъясняющая, что МСФО (IAS) 40 и МСФО (IFRS) 3 не являются взаимно исключаящими и требуется профессиональное суждение для того, чтобы определить, является ли хозяйственная операция приобретением инвестиционного актива, приобретением группы активов или объединением бизнеса по МСФО (IFRS) 3. При составлении такого суждения необходимо следовать руководству в МСФО (IFRS) 3.

В настоящее время Группа оценивает влияние изменения в стандартах на групповую консолидированную финансовую отчетность.

Прочие изменения: Изменения, внесенные в МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам» (выпущены в ноябре 2013 г., применяются для годовых периодов, начинающихся 1 июля 2014 г. или позднее) касаются взносов работников или третьих сторон в пенсионный план с установленными выплатами. Целью данного изменения является упрощение учета взносов, не связанных с периодом оказания услуг. Данное изменение не окажет влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку Группа не применяет МСФО (IAS) 19.

Новые стандарты и комментарии не оказывают существенного влияния на групповую консолидированную финансовую отчетность, если иное не указано выше.

5. Применение новых стандартов МСФО

Несколько новых стандартов и интерпретаций вступили в силу для финансовой отчетности за периоды, начинающиеся с 1 января 2013 г.: МСФО (IFRS) 10 Консолидированная финансовая отчетность, МСФО (IFRS) 11 Совместная деятельность, МСФО (IFRS) 12 Раскрытие информации об участии в других предприятиях, МСФО (IFRS) 13 Оценка справедливой стоимости, КРМФО (IFRIC) 20 Затраты на вскрышные работы на этапе эксплуатации разрабатываемого открытым способом месторождения, Ежегодные улучшения 2012. Дополнительно следующие измененные стандарты вступили в силу для периодов, начинающихся 1 января 2013 г. и позже: МСФО (IFRS) 7 Финансовые инструменты: раскрытие информации, МСФО (IAS) 1 Представление финансовой отчетности, МСФО (IAS) 28 Инвестиции в ассоциированные предприятия.

Группа подготовила консолидированную финансовую отчетность за 2013 г. с использованием вышеназванных стандартов. Стандарты не имеют существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, за исключением МСФО (IFRS) 11 Совместная деятельность.

Согласно МСФО (IFRS) 11 совместная деятельность может осуществляться в форме совместных операций или совместных предприятий в зависимости от договорных прав и обязательств, которыми обладают инвесторы, а не в зависимости от юридической структуры. Группа оценила сущность своей 50% доли участия в совместной деятельности и определила, что инвестиции в Томскнефть и Salym Petroleum Development являются совместными операциями. Томскнефть и Salym Petroleum Development занимаются добычей нефти и газа на территории Российской Федерации и весь объем производства должен быть продан сторонам, осуществляющим совместную деятельность (Группе и ее партнерам). Совместная деятельность, осуществляемая в форме совместных предприятий, продолжит учитываться по методу долевого участия.

В соответствии с переходными положениями МСФО (IFRS) 11 Группа применила новую политику к долям в совместных операциях начиная с 1 января 2012 г. Группа перестала признавать инвестиции, которые ранее были учтены по методу долевого участия, и признала свою долю в активах и обязательствах пропорционально доле участия в совместных операциях, включая гудвил, который может являться частью текущей стоимости инвестиций.

Группа оценила первоначальную балансовую стоимость активов и обязательств путем разделения балансовой стоимости инвестиции в совместное предприятие, по состоянию на 1 января 2012 г. с учетом информации, использованной в применении метода долевого участия. Все разницы, возникающие между инвестициями, оцениваемыми по методу долевого участия, и признанной суммой активов и обязательств, включая гудвил, были отражены в составе нераспределенной прибыли.

В последующем участник совместной деятельности учитывает активы и выручку, которые он контролирует, и обязательства и расходы, которые он несет, включая свои доли активов и обязательств, имеющих и понесенных совместно.

Ниже представлены пересмотренные отчет о финансовом положении на 1 января 2012 г. и 31 декабря 2012 г. и отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.

Сверка акционерного капитала
на 1 января 2012 г.

	Ранее опубликовано	Корректировки в связи с изменением учетной политики	Изменено
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	29 435	371	29 806
Краткосрочные финансовые активы	18 951	(3 440)	15 511
Торговая и прочая дебиторская задолженность	70 780	201	70 981
Товарно-материальные запасы	74 201	3 285	77 486
Предоплата по налогу на прибыль	12 377	48	12 425
Прочие оборотные активы	89 518	1 214	90 732
Активы, предназначенные для продажи	2 029	-	2 029
Итого оборотные активы	297 291	1 679	298 970
Внеоборотные активы			
Основные средства	574 982	90 072	665 054
Гудвил и прочие нематериальные активы	40 194	9 625	49 819
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	175 315	(74 600)	100 715
Долгосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность	219	2	221
Долгосрочные финансовые активы	9 487	10	9 497
Отложенные налоговые активы	11 934	1 690	13 624
Прочие внеоборотные активы	8 737	56	8 793
Итого внеоборотные активы	820 868	26 855	847 723
Итого активы	1 118 159	28 534	1 146 693
Обязательства и капитал			
Краткосрочные обязательства			
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	44 330	9 619	53 949
Торговая и прочая кредиторская задолженность	41 196	(761)	40 435
Прочие краткосрочные обязательства	25 165	651	25 816
Обязательства по налогу на прибыль	1 994	79	2 073
Задолженность по прочим налогам	30 089	6 589	36 678
Резервы предстоящих расходов и платежей	6 888	302	7 190
Обязательства по активам, предназначенным для продажи	667	-	667
Итого краткосрочные обязательства	150 329	16 479	166 808
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные кредиты и займы	176 979	11	176 990
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	6 824	-	6 824
Отложенные налоговые обязательства	32 443	10 509	42 952
Резервы предстоящих расходов и платежей	17 458	4 606	22 064
Прочие долгосрочные обязательства	1 956	5	1 961
Итого долгосрочные обязательства	235 660	15 131	250 791
Капитал			
Уставный капитал	98	-	98
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(1 170)	-	(1 170)
Добавочный капитал	10 022	-	10 022
Нераспределенная прибыль	676 947	(3 077)	673 870
Прочие резервы	(940)	1	(939)
Итого капитал, причитающийся акционерам Компании	684 957	(3 076)	681 881
Неконтролирующая доля участия	47 213	-	47 213
Итого капитал	732 170	(3 076)	729 094
Итого обязательства и капитал	1 118 159	28 534	1 146 693

Сверка акционерного капитала
на 31 декабря 2012 г.

Активы

Оборотные активы

Денежные средства и их эквиваленты	76 012	3 187	79 199
Краткосрочные финансовые активы	15 863	26	15 889
Торговая и прочая дебиторская задолженность	66 596	18	66 614
Товарно-материальные запасы	88 284	2 930	91 214
Предоплата по налогу на прибыль	8 384	9	8 393
Прочие оборотные активы	106 265	817	107 082
Активы, предназначенные для продажи	2 179	-	2 179

Итого оборотные активы

363 583 6 987 370 570

Внеоборотные активы

Основные средства	669 425	88 787	758 212
Гудвил и прочие нематериальные активы	40 162	9 716	49 878
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	185 087	(79 444)	105 643
Долгосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность	159	1	160
Долгосрочные финансовые активы	23 253	3	23 256
Отложенные налоговые активы	10 670	1 994	12 664
Прочие внеоборотные активы	7 769	58	7 827

Итого внеоборотные активы

936 525 21 115 957 640

Итого активы

1 300 108 28 102 1 328 210

Обязательства и капитал

Краткосрочные обязательства

Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	66 195	10 998	77 193
Торговая и прочая кредиторская задолженность	51 348	(1 341)	50 007
Прочие краткосрочные обязательства	31 128	(49)	31 079
Обязательства по налогу на прибыль	2 631	527	3 158
Задолженность по прочим налогам	35 908	7 116	43 024
Резервы предстоящих расходов и платежей	6 987	314	7 301
Обязательства по активам, предназначенным для продажи	42	-	42

Итого краткосрочные обязательства

194 239 17 565 211 804

Долгосрочные обязательства

Долгосрочные кредиты и займы	166 417	30	166 447
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	5 232	-	5 232
Отложенные налоговые обязательства	38 759	10 145	48 904
Резервы предстоящих расходов и платежей	18 062	5 833	23 895
Прочие долгосрочные обязательства	1 968	31	1 999

Итого долгосрочные обязательства

230 438 16 039 246 477

Капитал

Уставный капитал	98	-	98
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(1 170)	-	(1 170)
Добавочный капитал	16 125	-	16 125
Нераспределенная прибыль	818 808	(3 077)	815 731
Прочие резервы	1 023	(2 425)	(1 402)

Итого капитал, причитающийся акционерам Компании

834 884 (5 502) 829 382

Неконтролирующая доля участия	40 547	-	40 547
-------------------------------	--------	---	--------

Итого капитал

875 431 (5 502) 869 929

Итого обязательства и капитал

1 300 108 28 102 1 328 210

Сверка совокупного дохода за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.

	Ранее опубликовано	Корректировки в связи с изменением учетной политики	Изменено
Продажи	1 517 067	2 383	1 519 450
За минусом: экспортных пошлин и акциза, рассчитанного исходя из объема реализованных нефтепродуктов	(286 801)	-	(286 801)
Итого выручка от продаж	1 230 266	2 383	1 232 649
Расходы и прочие затраты			
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов	(430 485)	90 032	(340 453)
Производственные и операционные расходы	(113 624)	(13 015)	(126 639)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(66 115)	(2 274)	(68 389)
Транспортные расходы	(103 556)	-	(103 556)
Износ, истощение и амортизация	(58 461)	(10 702)	(69 163)
Налоги, за исключением налога на прибыль	(251 128)	(46 696)	(297 824)
Расходы на геологоразведочные работы	(3 263)	(168)	(3 431)
Итого операционные расходы	(1 026 632)	17 177	(1 009 455)
Прочие расходы, нетто	(4 891)	(377)	(5 268)
Операционная прибыль	198 743	19 183	217 926
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	28 281	(15 514)	12 767
Прибыль от курсовых разниц, нетто	953	89	1 042
Финансовые доходы	3 174	101	3 275
Финансовые расходы	(11 160)	71	(11 089)
Итого прочие доходы	21 248	(15 253)	5 995
Прибыль до налогообложения	219 991	3 930	223 921
Расходы по текущему налогу на прибыль	(30 085)	(4 023)	(34 108)
Расход по отложенному налогу на прибыль	(5 754)	93	(5 661)
Итого расходы по налогу на прибыль	(35 839)	(3 930)	(39 769)
Прибыль за период	184 152	-	184 152
Прочий совокупный (убыток) / доход			
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности	(4 299)	(2 426)	(6 725)
Операции хеджирования денежных потоков	5 156	-	5 156
Прочий совокупный доход / (убыток) за период	857	(2 426)	(1 569)
Итого совокупный доход за период	185 009	(2 426)	182 583
Прибыль, относящаяся к:			
- акционерам ОАО «Газпром нефть»	176 296	-	176 296
- неконтролирующей доле участия	7 856	-	7 856
Прибыль за период	184 152	-	184 152
Итого совокупный доход, относящийся к:			
- акционерам ОАО «Газпром нефть»	178 259	(2 426)	175 833
- неконтролирующей доле участия	6 750	-	6 750
Итого совокупный доход за период	185 009	(2 426)	182 583

Применение МСФО (IFRS) 11 не повлияло на величину прибыли на акцию, рассчитанную в прошлых периодах. Ретроспективное применение МСФО (IFRS) 11 повлияло на отчет о движении денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. по сравнению с ранее опубликованным, следующим образом: увеличение чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, на 16,7 млрд. руб. и увеличение чистых денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности на 13,8 млрд. руб.

6. Приобретение дочерних обществ и неконтролирующих долей участия

Приобретение ООО «Новый порт»

21 ноября 2012 г. Группа приобрела 90% долю в ООО «Газпром нефть Новый Порт» («Новый порт») у ОАО «Газпром». Приобретенная компания владеет лицензиями на разведку и добычу углеводородов на Новопортовском нефтяном месторождении. Операция рассматривается как сделка, совершенная между компаниями под общим контролем, и, соответственно, отражается по методу учета от предыдущего владельца.

Разница между суммой уплаченных денежных средств 6,3 млрд. рублей и исторической стоимостью 4,9 млрд. рублей отражена в добавочном капитале за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Таблица ниже содержит информацию ООО «Газпром нефть Новый Порт» по состоянию на 31 декабря 2012 и на дату приобретения:

	31 декабря 2013	По состоянию на дату приобретения
Активы		
Оборотные активы	5 504	3 248
Основные средства	4 046	2 910
Прочие внеоборотные активы	20	20
Итого приобретенные активы	9 570	6 178
Обязательства и капитал		
Краткосрочные обязательства	4 180	761
Итого принятые обязательства	4 180	761
Капитал, приходящийся на долю собственников Компании	4 851	4 875
Неконтролирующая доля участия	539	542
Итого обязательства и капитал	9 570	6 178

Приобретение неконтролирующей доли в дочерних обществах

В 2013 г. Группа приобрела дополнительные доли участия в нескольких контролируемых дочерних обществах на сумму 1,2 млрд. рублей. В результате этих операций Группа отразила увеличение добавочного капитала за 2013 г. на сумму 3,2 млрд. рублей. Сумма представляет собой превышение балансовой стоимости приобретаемых долей участия на сумму 4,4 млрд. рублей над суммой выплаченными денежными средствами.

В 2012 г. Группа приобрела дополнительные доли участия в нескольких контролируемых дочерних обществах на сумму 6,5 млрд. рублей. В результате этих операций Группа отразила увеличение добавочного капитала за 2012 г. на сумму 6,1 млрд. рублей. Сумма представляет собой превышение балансовой стоимости приобретаемых долей участия на сумму 12,6 млрд. рублей над суммой выплаченными денежными средствами.

7. Денежные средства и их эквиваленты

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. денежные средства и их эквиваленты представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Денежные средства в кассе	504	416	479
Остатки на текущих банковских счетах	21 034	27 383	16 386
Депозиты с первоначальным сроком погашения до трех месяцев	66 463	48 604	12 152
Денежные эквиваленты	3 076	2 796	789
Итого денежные средства и их эквиваленты	91 077	79 199	29 806

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. большая часть банковских депозитов представлена в российских рублях.

8. Краткосрочные финансовые активы

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. краткосрочные финансовые активы представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	36 869	7 519	246
Краткосрочные займы выданные	18 991	6 832	11 084
Форвардные контракты - хеджирование денежных потоков	10	632	1 858
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	-	906	2 323
Итого краткосрочные финансовые активы	55 870	15 889	15 511

9. Торговая и прочая дебиторская задолженность

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. торговая и прочая дебиторская задолженность представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Торговая дебиторская задолженность	94 860	72 820	75 763
Прочая финансовая дебиторская задолженность	1 479	1 983	1 480
Минус: резерв под обесценение	(8 991)	(8 189)	(6 262)
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	87 348	66 614	70 981

Торговая дебиторская задолженность представляет собой текущую задолженность покупателей по основным видам деятельности и носящую краткосрочный характер.

10. Товарно-материальные запасы

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. товарно-материальные запасы представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Нефть и газ	20 328	18 117	19 675
Нефтепродукты и продукты нефтехимии	44 836	48 731	35 719
Сырье и материалы	21 280	21 714	21 506
Прочие запасы	6 359	5 126	4 376
Минус: резерв под обесценение запасов	(2 580)	(2 474)	(3 790)
Итого товарно-материальные запасы	90 223	91 214	77 486

В рамках управления запасами нефти Группа может заключать сделки купли-продажи нефти с одним и тем же контрагентом. Группа учитывает такие операции по купле-продаже как операции нефтезамещения. Данные операции позволяют снизить расходы на транспортировку либо получить нефть иного качества. Общая сумма сделок купли-продажи, совершенных за год, закончившийся 31 декабря, представлена ниже:

	2013	2012
Операции нефтезамещения за год, закончившийся 31 декабря 2013	64 281	76 912

11. Прочие оборотные активы

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. прочие оборотные активы представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Предоплаченные таможенные пошлины	22 530	30 530	26 103
Авансы выданные	31 618	28 197	30 606
Расходы будущих периодов	311	329	343
Дебиторская задолженность по НДС	35 223	39 570	28 436
Прочие активы	21 661	19 168	15 526
Минус: резерв под обесценение	(10 461)	(10 712)	(10 282)
Итого прочие оборотные активы	100 882	107 082	90 732

Значительная часть резерва под обесценение относится к прочей дебиторской задолженности сербского дочернего предприятия.

12. Основные средства

Движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г. и 2012 г. представлено ниже:

	Добыча нефти и газа	Перера- ботка нефти	Маркетинг и сбыт	Прочие основ- ные средства	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2013 г.</i>	709 528	183 290	84 292	7 757	59 278	1 044 145
Поступление	141 463	1 256	105	1 542	50 875	195 241
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	35	740	1 619	2 033	122	4 549
Изменение в оценке обязательств по выводу из эксплуатации объектов основных средств	2 538	-	-	-	-	2 538
Капитализированные затраты по привлеченным кредитам и займам	1 671	166	-	-	373	2 210
Ввод в эксплуатацию	-	28 397	19 006	1 574	(48 977)	-
Внутреннее перемещение	5 249	(122)	(2 232)	(1 529)	(1 366)	-
Перевод из состава активов, предназначенных для продажи	1 217	-	-	-	-	1 217
Выбытие	(6 973)	(695)	(3 537)	(816)	(691)	(12 712)
Курсовые разницы	11 100	3 968	3 190	145	657	19 060
<i>По состоянию на 31 декабря 2013 г.</i>	865 828	217 000	102 443	10 706	60 271	1 256 248
Амортизация и обесценение						
<i>По состоянию на 1 января 2013 г.</i>	(221 754)	(48 021)	(15 604)	(554)	-	(285 933)
Амортизация за период	(58 409)	(7 840)	(7 503)	(773)	-	(74 525)
Внутреннее перемещение	(991)	1	783	207	-	-
Перевод из состава активов, предназначенных для продажи	(1 017)	-	-	-	-	(1 017)
Выбытие	3 895	112	950	13	-	4 970
Курсовые разницы	(3 159)	(463)	(455)	(123)	-	(4 200)
<i>По состоянию на 31 декабря 2013 г.</i>	(281 435)	(56 211)	(21 829)	(1 230)	-	(360 705)
Остаточная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2013 г.</i>	487 774	135 269	68 688	7 203	59 278	758 212
<i>По состоянию на 31 декабря 2013 г.</i>	584 393	160 789	80 614	9 476	60 271	895 543

Группа Газпром Нефть
Примечания к консолидированной финансовой отчетности
За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

в млн. руб.

	Добыча нефти и газа	Перера- ботка нефти	Маркетинг и сбыт	Прочие основ- ные средства	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2012 г.</i>	614 566	145 959	70 314	11 411	49 326	891 576
Поступление	102 673	4 463	2 133	245	59 704	169 218
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	4 591	-	-	-	-	4 591
Изменение в оценке обязательств по выводу из эксплуатации объектов основных средств	2 268	-	-	-	-	2 268
Капитализированные затраты по привлеченным кредитам и займам	332	-	-	-	1 242	1 574
Ввод в эксплуатацию	-	34 580	13 178	547	(48 305)	-
Внутреннее перемещение	-	-	3 406	(3 406)	-	-
Перевод в и из состава активов, предназначенных для продажи	(1 718)	-	-	-	-	(1 718)
Выбытие	(6 278)	(757)	(3 094)	(892)	(1 842)	(12 863)
Курсовые разницы	(6 906)	(955)	(1 645)	(148)	(847)	(10 501)
<i>По состоянию на 31 декабря 2012 г.</i>	709 528	183 290	84 292	7 757	59 278	1 044 145
Амортизация и обесценение						
<i>По состоянию на 1 января 2012 г.</i>	(174 038)	(41 903)	(9 969)	(612)	-	(226 522)
Амортизация за период	(53 530)	(6 552)	(6 929)	(344)	-	(67 355)
Обесценение	-	-	(503)	-	-	(503)
Перевод в и из состава активов, предназначенных для продажи	-	-	(216)	216	-	-
Выбытие	3 913	280	1 759	179	-	6 131
Курсовые разницы	1 901	154	254	7	-	2 316
<i>По состоянию на 31 декабря 2012 г.</i>	(221 754)	(48 021)	(15 604)	(554)	-	(285 933)
Остаточная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2012 г.</i>	440 528	104 056	60 345	10 799	49 326	665 054
<i>По состоянию на 31 декабря 2012 г.</i>	487 774	135 269	68 688	7 203	59 278	758 212

Ставка, по которой расходы на оплату процентов по заемным средствам, капитализируются в составе соответствующих расходов на приобретение основных средств, составила 3,99% за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. (2012: 2,73%).

Информация в отношении активов Группы, связанных с разведкой и оценкой (включаются в состав нефтегазовых активов) представлена ниже:

	2013	2012
По состоянию на 1 января	31 709	18 744
Поступление	23 605	19 048
Списание геологоразведочных расходов, не давших результата	(975)	(1 911)
Перевод в активы с доказанными запасами	(1 253)	-
Перевод в состав активов, предназначенных для продажи	-	(1 718)
Выбытие	(1 637)	(1 489)
Курсовые разницы	2 065	(965)
По состоянию на 31 декабря	53 514	31 709

13. Гудвил и прочие нематериальные активы

Информация об изменении гудвила и прочих нематериальных активов представлена ниже:

	Гудвил	Лицензии	Программное обеспечение	Права на землю	Прочие НМА	Итого НМА
Первоначальная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2013 г.</i>	25 945	1 381	10 853	17 072	2 133	57 384
Поступление	-	63	3 687	36	912	4 698
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	776	-	30	-	1 727	2 533
Внутреннее перемещение	(2)	(138)	429	-	48	337
Выбытие	(41)	(146)	(684)	-	(370)	(1 241)
Курсовые разницы	1 294	-	302	-	90	1 686
<i>По состоянию на 31 декабря 2013 г.</i>	27 972	1 160	14 617	17 108	4 540	65 397
Амортизация и обесценение						
<i>По состоянию на 1 января 2013 г.</i>	-	(640)	(3 722)	(2 472)	(672)	(7 506)
Амортизация за период	-	(189)	(1 246)	(671)	(154)	(2 260)
Внутреннее перемещение	-	(3)	(436)	-	102	(337)
Выбытие	-	88	68	-	34	190
Курсовые разницы	-	-	(46)	-	(52)	(98)
<i>По состоянию на 31 декабря 2013 г.</i>	-	(744)	(5 382)	(3 143)	(742)	(10 011)
Остаточная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2013 г.</i>	25 945	741	7 131	14 600	1 461	49 878
<i>По состоянию на 31 декабря 2013 г.</i>	27 972	416	9 235	13 965	3 798	55 386

	Гудвил	Лицензии	Программное обеспечение	Права на землю	Прочие НМА	Итого НМА
Первоначальная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2012 г.</i>	26 215	1 111	9 428	17 179	1 677	55 610
Поступление	-	680	1 876	-	639	3 195
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	370	19	-	-	-	389
Выбытие	-	(413)	(311)	(101)	(180)	(1 005)
Курсовые разницы	(640)	(16)	(140)	(6)	(3)	(805)
<i>По состоянию на 31 декабря 2012 г.</i>	25 945	1 381	10 853	17 072	2 133	57 384
Амортизация и обесценение						
<i>По состоянию на 1 января 2012 г.</i>	-	(199)	(3 327)	(1 707)	(558)	(5 791)
Амортизация за период	-	(475)	(445)	(765)	(123)	(1 808)
Выбытие	-	29	48	-	-	77
Курсовые разницы	-	5	2	-	9	16
<i>По состоянию на 31 декабря 2012 г.</i>	-	(640)	(3 722)	(2 472)	(672)	(7 506)
Остаточная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2012 г.</i>	26 215	912	6 101	15 472	1 119	49 819
<i>По состоянию на 31 декабря 2012 г.</i>	25 945	741	7 131	14 600	1 461	49 878

Гудвил, приобретенный в результате операций по приобретению бизнеса, был распределен на сегмент разведки и добычи и сегмент переработки, маркетинга и сбыта (на 31 декабря 2013 года 21,4 млрд. руб. и 6,6 млрд. руб. соответственно).

14. Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия

Группа имеет инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия. По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. балансовая стоимость наиболее существенных инвестиций составляет:

		Процент владения	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Славнефть	совместное предприятие	49.9	85 015	78 831	72 681
СеверЭнергия	совместное предприятие	40.2	24 165	24 285	24 599
Прочие			11 178	2 527	3 435
Итого инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия			120 358	105 643	100 715

Основной регион, в котором ведут деятельность существенные совместные и ассоциированные предприятия Группы, раскрытые выше, - Российская Федерация.

Славнефть вовлечена в разведку и добычу нефти и газа, а также в производство нефтепродуктов. Основной деятельностью СеверЭнергии является разведка и добыча нефти и газа. Общая балансовая стоимость всех несущественных совместных и ассоциированных предприятий, равно как и доля Группы в их прибылях и убытках и прочем совокупном доходе, несущественная.

Сравнение балансовой стоимости инвестиций в ассоциированные и совместные предприятия по состоянию на начало и на конец отчетного периода представлено ниже:

	2013	2012
Балансовая стоимость на 1 января	105 643	100 715
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	11 251	12 767
Дивиденды объявленные	(4 405)	(7 892)
Увеличение инвестиций в ассоциированные и совместные предприятия	7 858	-
Прочие изменения в стоимости ассоциированных и совместных предприятий	11	53
Балансовая стоимость на 31 декабря	120 358	105 643

Общая сумма дивидендов, полученных от ассоциированных компаний в 2013 г. составила 578 млн. рублей (2012: 431 млн. рублей). Общая сумма дивидендов, полученных от совместных предприятий в 2013 г., составила 3 827 млн. рублей (2012: 7 461 млн. рублей).

ОАО «НГК «Славнефть»

Инвестиции Группы в ОАО «НГК «Славнефть» и различные неконтролирующие доли участия в ее дочерних обществах (Славнефть) осуществляются через несколько обществ. Славнефть занимается разведкой, добычей и разработкой нефти и газа, а также производством нефтепродуктов. Контролем над Славнефтью в равных долях обладают Группа и Роснефть.

ООО «СеверЭнергия»

Инвестиции Группы в ООО «СеверЭнергия» (СеверЭнергия) осуществляются через ООО «Ямал Развитие» (совместное предприятие, созданное Группой (доля участия – 50%) и ОАО «Новатэк» (доля участия – 50%)), владеющее 51% долей участия в СеверЭнергии. В декабре 2013 г. Ямал Развитие приобрело 60% долю в Artic Russia B.V., владеющем 49% долей в СеверЭнергии. В результате эффективная доля Группы в СеверЭнергии увеличилась с 25,5% до 40,2%. СеверЭнергия через свои дочерние общества занимается разработкой нефтяных и газовых месторождений Самбургское и Ево-Яхинское, а также нескольких менее крупных нефтяных и газовых месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации.

Разница между балансовой стоимостью инвестиции в СеверЭнергию и долей Группы в нижеуказанных чистых активах по состоянию на 31 декабря 2013 г. в размере 16 млрд. руб. относится к дополнительной доле, приобретенной ООО «Ямал Развитие» в декабре 2013 г.

Ниже представлена финансовая информация существенных совместных и ассоциированных предприятий по состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г.

Представленная информация включена в состав финансовой отчетности по МСФО совместных и ассоциированных предприятий.

	Славнефть			СеверЭнергия		
	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Денежные средств и их эквиваленты	28 208	32 117	6 888	3 025	724	1 644
Прочие оборотные активы	18 630	17 822	23 293	7 460	4 493	3 385
Внеоборотные активы	235 420	219 589	209 368	226 727	184 266	166 165
Краткосрочные финансовые обязательства	(43 758)	(35 722)	(22 680)	(21 872)	(11 375)	(27 707)
Прочие краткосрочные обязательства	(20 617)	(19 507)	(19 177)	(486)	(344)	(41)
Долгосрочные финансовые обязательства	(33 271)	(36 956)	(36 519)	(78 232)	(41 444)	(5 253)
Прочие долгосрочные обязательства	(23 816)	(25 998)	(21 671)	(27 807)	(27 395)	(27 685)
Net assets	160 796	151 345	139 502	108 815	108 925	110 508

	Славнефть		СеверЭнергия	
	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Выручка	193 038	198 682	15 832	5 099
Износ, истощение и амортизация	(26 024)	(28 304)	(6 782)	(1 508)
Финансовые доходы	1 623	1 249	57	32
Финансовые расходы	(1 478)	(1 526)	(3 300)	(2 007)
Итого расходы по налогу на прибыль	(4 731)	(5 835)	(774)	(318)
Прибыль / (убыток) за период	17 085	24 679	(501)	(1 231)
Прочий совокупный доход / (убыток)	17 085	24 679	(501)	(1 231)

По состоянию на 31 декабря 2013 г. у Группы есть договорные и условные обязательства в отношении ассоциированных и совместных предприятий на сумму 13,1 млрд. руб.

15. Долгосрочные финансовые активы

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. долгосрочные финансовые активы представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Долгосрочные займы выданные	15 335	15 507	2 800
Форвардные контракты - хеджирование денежных потоков	283	342	-
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	-	-	7
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	7 478	8 106	7 481
Минус: резерв под обесценение	(690)	(699)	(791)
Итого долгосрочные финансовые активы	22 406	23 256	9 497

16. Отложенные налоговые активы и обязательства

Признанные в отчетности отложенные налоговые активы и обязательства

Признанные в отчетности отложенные налоговые активы и обязательства относятся к следующим активам и обязательствам:

	Активы	Обязательства	Итого
По состоянию на 31 декабря 2013 г.			
Основные средства	4 847	(53 461)	(48 614)
Нематериальные активы	14	(2 889)	(2 875)
Инвестиции	1 863	(505)	1 358
Товарно-материальные запасы	324	(757)	(433)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	313	(27)	286
Кредиты и займы	-	(545)	(545)
Резервы	2 911	-	2 911
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	6 062	-	6 062
Прочее	2 174	(1 545)	629
Налоговые активы / (обязательства)	18 508	(59 729)	(41 221)
По состоянию на 31 декабря 2012 г.			
Основные средства	4 523	(44 885)	(40 362)
Нематериальные активы	17	(3 170)	(3 153)
Инвестиции	2 230	(451)	1 779
Товарно-материальные запасы	503	(228)	275
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1 113	-	1 113
Кредиты и займы	-	(170)	(170)
Резервы	3 291	-	3 291
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	686	-	686
Прочее	301	-	301
Налоговые активы / (обязательства)	12 664	(48 904)	(36 240)
По состоянию на 1 января 2012 г.			
Основные средства	5 062	(39 200)	(34 138)
Нематериальные активы	1	(2 899)	(2 898)
Инвестиции	4 025	(401)	3 624
Товарно-материальные запасы	545	(206)	339
Торговая и прочая дебиторская задолженность	836	-	836
Кредиты и займы	-	(246)	(246)
Резервы	2 920	-	2 920
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	-	-	-
Прочее	235	-	235
Налоговые активы / (обязательства)	13 624	(42 952)	(29 328)

Ниже показано движение временных разниц в течение отчетного года:

	1 января 2013 г.	Признание в прибыли / убытке	Признание в прочем совокупном доходе	Приобретение / Выбытие	31 декабря 2013 г.
Основные средства	(40 362)	(7 094)	(806)	(352)	(48 614)
Нематериальные активы	(3 153)	278	-	-	(2 875)
Инвестиции	1 779	(794)	373	-	1 358
Товарно-материальные запасы	275	(703)	(5)	-	(433)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1 113	(860)	33	-	286
Кредиты и займы	(170)	(365)	(10)	-	(545)
Резервы	3 291	(391)	11	-	2 911
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	686	5 371	-	5	6 062
Прочее	301	121	207	-	629
	(36 240)	(4 437)	(197)	(347)	(41 221)

	1 января 2012 г.	Признание в прибыли / убытке	Признание в прочем совокупном доходе	Приобретение / Выбытие	31 декабря 2012 г.
Основные средства	(34 138)	(6 524)	575	(275)	(40 362)
Нематериальные активы	(2 898)	(255)	-	-	(3 153)
Инвестиции	3 624	(293)	(1 552)	-	1 779
Товарно-материальные запасы	339	(64)	-	-	275
Торговая и прочая дебиторская задолженность	836	277	-	-	1 113
Кредиты и займы	(246)	76	-	-	(170)
Резервы	2 920	370	-	1	3 291
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	-	686	-	-	686
Прочее	235	66	-	-	301
	(29 328)	(5 661)	(977)	(274)	(36 240)

17. Прочие внеоборотные активы

Прочие внеоборотные активы, главным образом, состоят из авансов, выданных на капитальные вложения (15 867 млн. руб., 6 200 млн. руб. и 7 865 млн. руб. на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., соответственно).

18. Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. краткосрочные кредиты и займы Группы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Банковские кредиты	119	13 084	116
Прочие займы	17 706	17 083	17 075
Обязательства по финансовой аренде	-	-	1 257
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	34 588	47 026	35 501
Итого краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	52 413	77 193	53 949

Текущая часть долгосрочных кредитов и займов включает сумму процентов к уплате по долгосрочным кредитам и займам.

19. Торговая и прочая кредиторская задолженность

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. кредиторская задолженность представлена следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Торговая кредиторская задолженность	61 003	46 269	36 198
Кредиторская задолженность по дивидендам	1 943	1 397	1 534
Прочая кредиторская задолженность	3 999	1 436	883
Прочие краткосрочные финансовые обязательства	1 090	905	1 820
Итого торговая и прочая кредиторская задолженность	68 035	50 007	40 435

20. Прочие краткосрочные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. прочие краткосрочные обязательства представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Авансы полученные	16 607	21 475	14 030
Задолженность перед персоналом	1 844	2 116	2 457
Прочие нефинансовые обязательства	8 199	7 488	9 329
Итого прочие краткосрочные обязательства	26 650	31 079	25 816

21. Прочие налоги к уплате

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. прочие налоги к уплате представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	19 608	16 761	16 098
Налог на добавленную стоимость	15 649	15 941	12 611
Акциз	5 826	5 881	3 968
Налог на имущество	2 425	1 617	1 472
Прочие налоги	3 275	2 824	2 529
Итого прочие налоги к уплате	46 783	43 024	36 678

Налоги, за исключением налога на прибыль, за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., представлены ниже:

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	214 023	201 305
Налог на имущество	7 938	7 814
Акциз	77 701	76 408
Прочие налоги	16 408	12 297
Итого прочие налоги к уплате	316 070	297 824

22. Резервы предстоящих расходов и платежей

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. резервы предстоящих расходов и платежей представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Резерв по выводу из эксплуатации объектов основных средств	20 773	20 447	18 368
Выплаты сотрудникам, основанные на стоимости акций (SAR)	1 798	1 112	1 896
Прочие	13 468	9 637	8 990
Итого резервы	36 039	31 196	29 254
Включая краткосрочную часть	10 158	7 301	7 190

Движение резерва по выводу из эксплуатации объектов основных средств (представляющего собой наибольшую часть резервов, создаваемых Группой) за год представлено ниже:

	2013	2012
По состоянию на 1 января	20 447	18 368
Новые обязательства	2 872	1 669
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	-	5
Списание за счет резерва и прочие изменения	(3 933)	(1 329)
Изменение оценок	(334)	599
Амортизация дисконта	1 396	1 444
Курсовые разницы	325	(309)
По состоянию на 31 декабря	20 773	20 447

23. Долгосрочные кредиты и займы

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. долгосрочные кредиты и займы представлены следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Банковские кредиты	98 397	82 240	136 456
Облигации	61 583	82 025	71 999
Сертификат участия в займе	132 534	46 118	-
Обязательства по финансовой аренде	-	-	3 207
Прочие займы	3 529	3 090	829
Минус: текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(34 588)	(47 026)	(35 501)
Итого долгосрочные кредиты и займы	261 455	166 447	176 990

13 апреля 2010 г. Группа разместила трехлетние рублевые облигации (05 и 06 серии) с общей номинальной стоимостью 20 млрд. рублей (вся сумма полностью погашена в 2013 г., по состоянию на 31 декабря 2012 г. вся сумма включена в состав текущей части долгосрочных кредитов и займов). Ставка купона составила 7,15% в год с платежами по купону каждые полгода.

19 сентября 2012 г. Группа получила 1 500 млн. долларов США (46 375 млн. рублей) по сертификату участия в займе на десятилетний срок (1 серия) со ставкой купона 4,375% с полугодовым периодом выплаты по номинальной стоимости.

26 апреля 2013 г. Группа привлекла 750 млн. евро (30 637 млн. рублей) по сертификату участия в займе в срок до 2018 года со ставкой 2,933% (2 серия).

25 ноября 2013 г. Группа получила 1 500 млн. долларов США (49 358 млн. рублей) по сертификату участия в займе на десятилетний срок (3 серия) со ставкой купона 6% с полугодовым периодом выплаты по номинальной стоимости.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. непогашенная сумма по займу составляет 3 млрд. долларов США и 750 млн. евро (общая сумма 131,9 млрд. рублей отражена в составе долгосрочных кредитов и займов). По состоянию на 31 декабря 2012 г. непогашенная сумма по займу составляет 1,5 млрд. долларов США (45,6 млрд. рублей отражена в составе долгосрочных кредитов и займов). Данный сертификат участия в займе котируется на Ирландской фондовой бирже.

19 апреля 2013 г. Группа подписала необеспеченный кредит с несколькими банками на общую сумму 1 млрд. долларов США (31 715 млн. руб.). Договором предусмотрено две части: кредит на сумму 700 млн. долларов США со сроком погашения через 5 лет и возобновляемой кредитной линии на сумму 300 млн. долларов США с единовременным погашением через 3 года. Процентная ставка по кредиту является плавающей и составляет LIBOR плюс 1,75% годовых, ставка по возобновляемой кредитной линии составляет LIBOR плюс процент в диапазоне от 1,2% до 1,5% годовых в зависимости от уровня использования кредитной линии. По состоянию на 31 декабря 2013 г. непогашенная сумма по кредиту составляет 700 млн. долларов США (22,9 млрд. руб., вся сумма в составе долгосрочных кредитов и займов).

Кредитные соглашения содержат условия, в соответствии с которыми вводятся определенные ограничения к значениям таких показателей Группы, как отношение консолидированной EBITDA к консолидированным процентам к уплате, отношение консолидированной задолженности по кредитам и займам к консолидированной величине чистых активов и отношение консолидированной задолженности по кредитам и займам к консолидированной EBITDA. По мнению руководства, Группа соблюдала все указанные требования по состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2013 г., соответственно.

24. Уставный капитал

Уставный капитал по состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. включает:

	Обыкновенные акции			Собственные акции, выкупленные у акционеров		
	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Количество акций (млн.)	4 741	4 741	4 741	23	23	23
Утверждено акций к выпуску (млн.)	4 741	4 741	4 741	23	23	23
Номинальная стоимость (руб. за 1 акцию)	0.0016	0.0016	0.0016	0.0016	0.0016	0.0016
Выпущено и полностью оплачено по состоянию на 31 декабря (млн. рублей)	8	8	8	(1 170)	(1 170)	(1 170)

Номинальная стоимость уставного капитала отличается от балансовой стоимости в связи с эффектом инфляции.

8 июня 2012 г. годовое общее собрание акционеров ОАО «Газпром нефть» утвердило распределение дивидендов по обыкновенным акциям за 2011 г. в размере 7,3 руб. на акцию.

7 июня 2013 г. годовое общее собрание акционеров ОАО «Газпром нефть» утвердило распределение дивидендов по обыкновенным акциям за 2012 г. в размере 9,3 руб. на акцию.

30 сентября 2013 г. внеочередное общее собрание акционеров ОАО «Газпром нефть» утвердило распределение промежуточных дивидендов по обыкновенным акциям за шесть месяцев, окончившихся 30 июня 2013 г., в размере 4,09 руб. на акцию.

25. Расходы на персонал

Расходы на персонал за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
Оплата труда	47 001	43 524
Выплаты сотрудникам, основанные на стоимости акций (SAR)	547	1 112
Прочие расходы	5 487	5 239
Итого расходы на персонал	53 035	49 875
Взносы на социальное страхование (социальные налоги)	10 633	9 279
Итого расходы на персонал (включая социальные налоги)	63 668	59 154

26. Прочие убытки

Прочие убытки за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
Штрафные санкции	(442)	(441)
Резервы (судебные дела, восстановление окружающей среды и т.д.)	(1 671)	(396)
Обесценение	-	(2 015)
Прочее	(4 197)	(2 416)
Итого прочие расходы	(6 310)	(5 268)

27. Финансовые доходы

Финансовые доходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
Процентный доход от денежных средств и их эквивалентов	862	468
Процентный доход от размещения депозитов в банках	3 271	1 678
Процентный доход по выданным займам	1 771	858
Прочие финансовые доходы	107	271
Итого финансовые доходы	6 011	3 275

28. Финансовые расходы

Финансовые расходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
Процентные расходы	12 047	11 219
Резерв по выводу из эксплуатации объектов основных средств: амортизация дисконта	1 396	1 444
Минус: капитализированные проценты	(2 210)	(1 574)
Итого финансовые расходы	11 233	11 089

29. Расходы по налогу на прибыль

Ставка по налогу на прибыль, применяемая Группой в компаниях, находящихся в Российской Федерации, составляет 20%.

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
Расходы по текущему налогу на прибыль		
Текущий год	36 581	36 042
Корректировки за предыдущие годы	(1 758)	(1 934)
	34 823	34 108
Расход по отложенному налогу на прибыль		
Возникновение и восстановление временных разниц	5 777	5 127
Изменение налоговой ставки	(1 340)	534
	4 437	5 661
Итого расходы по налогу на прибыль	39 260	39 769
Доля в расходах по налогу на прибыль ассоциированных и совместных предприятий	2 556	2 990
Расход по налогу на прибыль включая долю в расходах по налогу на прибыль ассоциированных и совместных предприятий	41 816	42 759

Сверка эффективной ставки по налогу на прибыль:

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
	млн. руб. %	млн. руб. %
Итого расходы по налогу на прибыль	41 816 18,5	42 759 18,9
Прибыль до налогообложения за минусом доли в прибыли до налогообложения ассоциированных и совместных предприятий	214 729	211 154
Прибыль до налогообложения ассоциированных и совместных предприятий	10 806	15 025
Прибыль до налогообложения	225 535	226 179
Условный налог по российской ставке (20%)	45 107 20,0	45 236 20,0
Эффект от разницы в налоговых ставках по иностранному законодательству	(1 596) (0,7)	(2 935) (1,3)
Разница в налоговой ставке по российским предприятиям	(2 009) (0,9)	(1 775) (0,8)
Доходы и расходы, не учитываемые при налогообложении	3 737 1,7	4 479 2,0
Корректировки за предыдущие периоды	(1 758) (0,8)	(1 934) (0,9)
Изменение налоговой ставки	(1 340) (0,6)	534 0,2
Прибыль / убыток от курсовым разницам	(325) (0,1)	(846) (0,4)
Итого расходы по налогу на прибыль	41 816 18,5	42 759 18,9

30. Операции хеджирования денежных потоков

В таблице ниже приведена справедливая стоимость договоров, связанных с хеджированием денежных потоков и сроки их исполнения:

	Справедливая стоимость	Менее 6 месяцев	От 6 до 12 месяцев	От 1 до 3 лет	Более 3 лет
По состоянию на 31 декабря 2013 г.					
Форвардные контракты					
Активы	293	9	1	1	282
Обязательства	(3 177)	(17)	(29)	(890)	(2 241)
Итого	(2 884)	(8)	(28)	(889)	(1 959)
По состоянию на 31 декабря 2012 г.					
Форвардные контракты					
Активы	974	584	48	135	207
Обязательства	(1 013)	(9)	(9)	(73)	(922)
Итого	(39)	575	39	62	(715)
По состоянию на 1 января 2012 г.					
Форвардные контракты					
Активы	1 858	111	1 747	-	-
Обязательства	(8 604)	(153)	(1 629)	(2 154)	(4 668)
Итого	(6 746)	(42)	118	(2 154)	(4 668)

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. Группа имеет форвардные контракты условной стоимостью 1 769 млн. долларов США, 2 557 млн. долларов США и 3 609 млн. долларов США, соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2013 г. 376 млн. руб. переклассифицировано из состава капитала в доход в отчет о прибылях и убытках (за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. 1 509 млн. руб. переклассифицировано в доход в отчете о прибылях и убытках).

За отчетный период все договоры хеджирования признаны эффективными.

31. Управление финансовыми рисками

Обзор основных подходов

В Группе компаний Газпром нефть действует Политика в области управления рисками, определяющая цели и принципы управления рисками для повышения гарантии надежности деятельности Компании в краткосрочной и долгосрочной перспективе.

Целью Группы в области управления рисками является повышение эффективности управленческих решений посредством анализа сопутствующих им рисков.

Интегрированная система управления рисками (ИСУР) Группы представляет собой системный непрерывный процесс выявления, оценки и управления рисками. Ключевой подход ИСУР – распределение полномочий по уровням управления в Компании в зависимости от предполагаемого финансового влияния риска. Группа непрерывно совершенствует свой подход к базовым процессам ИСУР, в том числе особое значение придает совершенствованию подхода к оценке рисков и интеграции процесса управления рисками в такие ключевые процессы, как бизнес-планирование, управление проектами, слияния и поглощения.

Управление финансовыми рисками

Управление финансовыми рисками в Группе осуществляется сотрудниками в соответствии со сферами их профессиональной деятельности. Комитет по управлению финансовыми рисками определяет единый подход к управлению финансовыми рисками в Компании и дочерних обществах. Деятельность работников Группы и Комитета по управлению финансовыми рисками способствует снижению потенциального финансового ущерба и достижению намеченных целей.

В ходе текущей деятельности Группа подвергается следующим финансовым рискам:

- рыночный риск (включая валютный риск, процентный риск и риск, связанный с возможным изменением цен);
- кредитный риск;
- риск ликвидности.

Рыночный риск

Валютный риск

Группа подвергается валютному риску, в основном, в связи с тем, что сделки по реализации и привлечению финансирования, могут быть выражены в валюте, отличной от функциональных валют соответствующих предприятий, входящих в Группу, к которым относятся, главным образом, локальные валюты компаний Группы. Для компаний, осуществляющих свою деятельность на территории Российской Федерации, функциональной валютой является российский рубль, а валютой, в которой осуществляется большая часть вышеуказанных операций, является доллар США.

Валютный риск Группы существенно снижается ввиду наличия обязательств, которые выражены в иностранной валюте: значительную часть займов Группа привлекает в долларах США. Валютная структура выручки и обязательств действует как механизм хеджирования, где разнонаправленные факторы компенсируют друг друга. Сбалансированная структура активов и обязательств, выраженных в валюте, сводит к минимуму влияние факторов валютного риска на результат финансово-хозяйственной деятельности Группы.

Кроме того, Группа применяет учет с использованием метода хеджирования в отношении указанных денежных потоков, выраженных в иностранной валюте, для предотвращения нестабильности показателей прибыли и убытка.

В таблице ниже представлена текущая стоимость финансовых инструментов Группы, выраженных в иностранной валюте:

По состоянию на 31 декабря 2013 г.

	Российский рубль	Доллар США	Евро	Сербский динар	Прочие валюты
Финансовые активы					
<i>Оборотные</i>					
Денежные средства и их эквиваленты	46 635	38 365	3 195	1 216	1 666
Банковские депозиты	10 804	25 031	794	-	240
Займы выданные	18 434	556	-	1	-
Форвардные контракты	-	10	-	-	-
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	32 897	32 939	580	20 232	700
<i>Внеоборотные</i>					
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	106	-	-	-	-
Займы выданные	15 287	48	-	-	-
Форвардные контракты	-	283	-	-	-
Финансовые активы, предназначенные для продажи	6 009	-	-	779	-
Финансовые обязательства					
<i>Краткосрочные</i>					
Краткосрочные кредиты и займы	(19 002)	(29 871)	(3 305)	(228)	(7)
Торговая и прочая финансовая кредиторская задолженность	(36 555)	(23 889)	(546)	(5 649)	(1 350)
Форвардные контракты	-	(46)	-	-	-
Задолженность и начисления персоналу	(7 294)	(213)	(4)	(964)	(198)
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные кредиты и займы	(61 034)	(155 452)	(44 799)	(1)	(169)
Форвардные контракты	-	(3 131)	-	-	-
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	(3 897)	-	-	-	-
Задолженность и начисления персоналу	(1 982)	-	-	-	(42)
Чистая сумма риска	408	(115 370)	(44 085)	15 386	840

По состоянию на 31 декабря 2012 г.

	Российский рубль	Доллар США	Евро	Сербский динар	Прочие валюты
Финансовые активы					
<i>Оборотные</i>					
Денежные средства и их эквиваленты	58 860	15 856	1 425	2 214	844
Банковские депозиты	5 078	1 443	476	-	522
Займы выданные	6 044	133	640	15	-
Форвардные контракты	-	632	-	-	-
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	906	-	-	-	-
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	21 175	30 774	307	13 580	778
<i>Внеоборотные</i>					
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	160	-	-	-	-
Займы выданные	15 441	66	-	-	-
Форвардные контракты	-	342	-	-	-
Финансовые активы, предназначенные для продажи	6 332	424	333	63	255
Финансовые обязательства					
<i>Краткосрочные</i>					
Краткосрочные кредиты и займы	(38 224)	(37 574)	(146)	(1 235)	(14)
Торговая и прочая финансовая кредиторская задолженность	(31 294)	(13 353)	(963)	(3 560)	(819)
Форвардные контракты	-	(18)	-	-	-
Задолженность и начисления персоналу	(6 061)	(40)	(129)	(1 450)	(100)
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные кредиты и займы	(60 724)	(101 098)	(3 133)	(804)	(688)
Форвардные контракты	-	(995)	-	-	-
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	(4 237)	-	-	-	-
Задолженность и начисления персоналу	(1 112)	-	-	-	-
Чистая сумма риска	(27 656)	(103 408)	(1 190)	8 823	778

По состоянию на 1 января 2012 г.

	Российский рубль	Доллар США	Евро	Сербский динар	Прочие валюты
Финансовые активы					
<i>Оборотные</i>					
Денежные средства и их эквиваленты	17 307	8 688	2 922	173	716
Банковские депозиты	-	-	-	-	246
Займы выданные	10 777	102	-	205	-
Форвардные контракты	-	1 858	-	-	-
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	713	1 610	-	-	-
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	18 822	43 783	467	7 701	208
<i>Внеоборотные</i>					
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	221	-	-	-	-
Займы выданные	2 759	27	-	-	14
Форвардные контракты	7	-	-	-	-
Финансовые активы, предназначенные для продажи	5 685	745	165	90	5
Финансовые обязательства					
<i>Краткосрочные</i>					
Краткосрочные кредиты и займы	(28 395)	(25 047)	(412)	(3)	(92)
Торговая и прочая финансовая кредиторская задолженность	(22 705)	(11 763)	(538)	(3 365)	(282)
Форвардные контракты	-	(1 782)	-	-	-
Задолженность и начисления персоналу	(8 401)	(3)	(109)	(1 181)	(97)
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные кредиты и займы	(63 262)	(109 833)	(3 257)	(509)	(129)
Форвардные контракты	-	(6 822)	-	-	-
Чистая сумма риска	(66 472)	(98 437)	(762)	3 111	589

Применялись следующие обменные курсы основных валют:

	Средневзвешенный курс		Курс на отчетную дату		
	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Доллар США 1	31,85	31,09	32,73	30,37	32,20
Евро 1	42,31	39,95	44,97	40,23	41,67
Сербский динар 1	0,37	0,35	0,39	0,35	0,40

Анализ чувствительности

Группа решила предоставлять информацию о подверженности рыночному риску и потенциальных прибылям/убыткам от использования финансовых инструментов посредством анализа чувствительности.

Анализ чувствительности, представленный в таблице ниже, отражает теоретический эффект от финансовых инструментов Группы и потенциальную прибыль/ убыток, которые будут получены при изменении обменного курса на конец отчетного периода на 10% при условии, что состав инвестиций и прочие переменные останутся неизменными на отчетные даты:

	Снижение курса рубля	
	Капитал	Прибыль или убыток
31 декабря 2013 г.		
Доллар / рубль (повышение курса на 10%)	(3 834)	(12 680)
Евро / рубль (повышение курса на 10%)	21	(4 434)
Сербский динар / рубль (повышение курса на 10%)	8 030	-
31 декабря 2012 г.		
Доллар / рубль (повышение курса на 10%)	1 907	(12 094)
Евро / рубль (повышение курса на 10%)	27	(297)
Сербский динар / рубль (повышение курса на 10%)	-	882
1 января 2012 г.		
Доллар / рубль (повышение курса на 10%)	(179)	(11 769)
Евро / рубль (повышение курса на 10%)	23	(98)
Сербский динар / рубль (повышение курса на 10%)	-	311

Снижение курса на 10% будет иметь равный по сумме противоположный эффект на капитал и прибыли/ убытки Группы.

Процентный риск

Существенная часть кредитов и займов Группы были привлечены по переменной ставке процента (привязанной к ставке LIBOR или EURIBOR). Для минимизации риска неблагоприятных изменений ставки LIBOR и EURIBOR казначейство Группы проводит периодический анализ текущих ставок процента на рынке капитала и в зависимости от результатов данного анализа принимает решение о необходимости хеджирования процентной ставки либо о привлечении заемных средств по фиксированным или переменным ставкам.

Изменения процентной ставки влияют, в первую очередь, на основную часть долга, меняя либо его справедливую стоимость (при фиксированной ставке процента), либо величину будущих оттоков денежных средств по инструменту (при переменной ставке). При привлечении новых кредитов или займов руководство Группы на основе собственных профессиональных суждений и информации о текущих и ожидаемых процентных ставках на рынках долгосрочного кредитования решает вопрос о привлечении заемных средств по фиксированным или переменным ставкам в зависимости от того, какая ставка будет более выгодной для Группы на протяжении ожидаемого периода до наступления срока погашения.

Ниже представлена структура портфеля финансовых инструментов Группы в разрезе процентных ставок:

	Балансовая сумма		
	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
Инструменты с фиксированной ставкой			
Финансовые активы	162 272	109 963	46 266
Финансовые обязательства	(214 800)	(149 559)	(94 030)
	<u>(52 528)</u>	<u>(39 596)</u>	<u>(47 764)</u>
Инструменты с переменной ставкой			
Финансовые обязательства	(99 068)	(94 081)	(136 909)
	<u>(99 068)</u>	<u>(94 081)</u>	<u>(136 909)</u>

Анализ чувствительности для инструментов с переменной ставкой

Финансовые результаты Группы и капитал чувствительны к изменению процентных ставок. Если бы процентные ставки по имеющимся долговым инструментам с переменной ставкой были на 100 базисных пунктов (б.п.) выше, при том, что все другие переменные характеристики остались бы неизменными, предполагаемая прибыль до налогообложения за год изменилась бы следующим образом:

	Прибыль или убыток
31 декабря 2013 г.	
Увеличение на 100 б.п.	(991)
31 декабря 2012 г.	
Увеличение на 100 б.п.	(941)
1 января 2012 г.	
Увеличение на 100 б.п.	(1 369)

Снижение ставки на 100 базисных пунктов будет иметь равный по сумме, но противоположный эффект на капитал и прибыли или убытки Группы.

Риски, связанные с возможным изменением цен

Финансовые результаты Группы напрямую связаны с ценами на нефть и нефтепродукты. Группа не имеет возможности в полном объеме контролировать цены на свою продукцию, которые зависят от колебаний, связанных с балансом спроса и предложения на мировом и внутреннем рынках нефти и нефтепродуктов, а также от действий контролирующих органов.

В Группе функционирует система бизнес-планирования, которая основана на сценарном подходе: ключевые показатели деятельности Группы определяются в зависимости от уровня цен на нефть на мировом рынке. Данный подход позволяет обеспечить снижение затрат, в том числе за счет сокращения или переноса на будущие периоды инвестиционных программ и использования других механизмов.

Данные мероприятия позволяют снизить риск до приемлемого уровня.

Кредитный риск

Кредитный риск – это риск возникновения у Группы финансового убытка, вызванного неисполнением покупателем или контрагентом по финансовому инструменту своих договорных обязательств. Этот риск связан, в основном, с имеющейся у Группы дебиторской задолженностью покупателей и с инвестиционными ценными бумагами.

Торговая и прочая дебиторская задолженность представлена большим количеством контрагентов, работающих в разных отраслях и географических сегментах. Газпром нефть реализовала ряд мероприятий, позволяющих осуществлять управление кредитным риском, в том числе следующие: оценка кредитоспособности контрагентов, установка индивидуальных лимитов и условий платежа в зависимости от финансового состояния контрагента, контроль авансовых платежей, мероприятия по работе с дебиторской задолженностью по бизнес-направлениям и т. д.

Балансовая стоимость финансовых активов представляет собой максимальную величину кредитного риска.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

На уровень кредитного риска в Группе в основном оказывает влияние индивидуальные характеристики каждого покупателя. Любое превышение задолженности покупателя над установленной суммой кредитного лимита обеспечивается либо аккредитивом банка с внешним кредитным рейтингом не ниже А либо авансовым платежом. Руководство считает всю сумму дебиторской задолженности, на которую не начислен резерв по сомнительным долгам, погашаемой.

Группа создает резерв под сомнительную задолженность, представляющую собой оценку возможных убытков, понесенных от списания торговой и прочей дебиторской задолженности и инвестиций.

Анализ срока давности дебиторской задолженности

Анализ финансовой дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. представлен ниже:

	Всего	Резерв	Всего	Резерв	Всего	Резерв
	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.	1 января 2012 г.
Не просроченная	76 049	(15)	60 284	(315)	70 336	(366)
Просроченная от 0 до 180 дней	6 047	(56)	5 447	(18)	864	(187)
Просроченная от 180 до 365 дней	1 822	(502)	3 900	(2 715)	723	(230)
Просроченная от 1 года до 3 лет	7 588	(3 621)	1 049	(950)	1 254	(1 221)
Просроченная более чем на три года	4 939	(4 797)	4 283	(4 191)	4 287	(4 258)
	96 445	(8 991)	74 963	(8 189)	77 464	(6 262)

Движение резерва по сомнительным долгам в отношении торговой и прочей дебиторской задолженности за период 12 месяцев 2013 г. представлено ниже:

	2013	2012
По состоянию на начало отчетного периода	8 189	6 262
Увеличение в течение года	403	3 837
Списание дебиторской задолженности за счет резерва	48	388
Снижение за счет восстановления	(378)	(1 064)
Прочее движения	(149)	(567)
Курсовая разница	878	(667)
По состоянию на конец отчетного периода	8 991	8 189

Инвестиции

Группа ограничивает влияние кредитного риска в основном за счет инвестирования в ликвидные ценные бумаги. Руководство постоянно отслеживает изменение кредитного рейтинга контрагентов и предполагает, что все контрагенты будут в состоянии выполнить свои обязательства.

На 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г. Группа не имеет каких-либо инвестиций, удерживаемых до погашения, которые были бы просрочены, но не обесценены.

Кредитное качество финансовых активов

Кредитное качество непросроченных и необесцененных финансовых активов можно оценить исходя из кредитных рейтингов (при наличии), присваиваемых независимыми агентствами, или информации о кредитоспособности контрагента за прошлые периоды:

	A	BBB	Ниже чем BBB	Без рейтинга	Итого
По состоянию на 31 декабря 2013 г.					
Денежные средства и их эквиваленты	4 157	71 719	8 027	3 594	87 497
Производные финансовые активы	151	4	61	77	293
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	-	33 211	1 399	2 259	36 869
По состоянию на 31 декабря 2012 г.					
Денежные средства и их эквиваленты	5 789	58 037	6 526	5 635	75 987
Производные финансовые активы	101	804	-	69	974
Инвестиции, удерживаемые до погашения	-	516	390	-	906
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	-	24	7 495	-	7 519
По состоянию на 1 января 2012 г.					
Денежные средства и их эквиваленты	2 579	13 923	541	11 495	28 538
Производные финансовые активы	1 362	496	-	-	1 858
Инвестиции, удерживаемые до погашения	-	1 710	613	7	2 330
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	-	-	246	-	246

Руководство Группы регулярно оценивает кредитное качество торговой и прочей дебиторской задолженности. Анализ проводится по каждому покупателю по ряду характеристик, например:

- организационно-правовая форма юридического лица;
- продолжительность отношений покупателя с Группой, включая анализ задолженности покупателя по срокам, наличие каких-либо финансовых трудностей у покупателя;
- является ли покупатель конечным потребителем, является ли он связанной стороной.

Одним из основных критериев при принятии решения является результат анализа задолженности покупателя по срокам. Наиболее значимые покупатели Группы не допускают нарушения платежной дисциплины.

Риск ликвидности

Риск ликвидности – это риск того, что у Группы возникнут сложности по выполнению финансовых обязательств, расчеты по которым осуществляются путем передачи денежных средств или другого финансового актива.

Подход Группы к управлению ликвидностью заключается в том, чтобы обеспечить, насколько это возможно, постоянное наличие у Группы ликвидных средств, достаточных для погашения своих обязательств в срок, как в обычных, так и в напряженных условиях, не допуская возникновения убытков и не подвергая риску репутацию Группы. Управляя риском ликвидности, Группа создает необходимый запас денежных средств и активно использует альтернативные источники привлечения заемных средств помимо банковского кредитования. Кроме того, стабильное финансовое состояние Группы, подтвержденное международными рейтинговыми агентствами, позволяет достаточно свободно привлекать необходимые кредитные ресурсы в российских и зарубежных банках на сопоставимых условиях.

Ниже указаны контрактные сроки погашения финансовых обязательств, включая уплату процентов, без учета влияния соглашений о зачете:

По состоянию на 31 декабря 2013 г.	Балансовая сумма	Выплаты по контракту	Менее 6 месяцев	6 - 12 месяцев	1 - 2 года	2 - 5 лет	Более 5 лет
Банковские кредиты	98 516	104 339	9 014	23 556	27 158	38 833	5 778
Облигации	61 583	73 526	921	2 476	14 483	55 646	-
Сертификат участия в займе	132 534	177 739	848	1 067	4 921	49 557	121 346
Прочие займы	21 235	22 638	17 706	2 114	1 098	444	1 276
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	3 897	4 123	-	-	1 031	3 092	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	67 989	67 989	66 381	1 608	-	-	-
Задолженность и начисления персоналу	10 697	10 697	8 673	-	2 024	-	-
	396 451	461 051	103 543	30 821	50 715	147 572	128 400
По состоянию на 31 декабря 2012 г.							
Банковские кредиты	95 324	101 284	31 260	9 045	28 826	31 204	949
Облигации	82 025	97 976	23 466	2 637	4 682	47 191	20 000
Сертификат участия в займе	46 118	53 534	997	997	1 994	3 987	45 559
Прочие займы	20 173	20 615	17 012	89	644	929	1 941
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	4 237	4 369	-	-	874	2 621	874
Торговая и прочая кредиторская задолженность	49 989	49 989	44 953	5 036	-	-	-
Задолженность и начисления персоналу	8 892	8 892	7 780	-	1 112	-	-
	306 758	336 659	125 468	17 804	38 132	85 932	69 323
По состоянию на 1 января 2012 г.							
Банковские кредиты	136 572	148 002	11 091	18 411	53 264	64 125	1 111
Облигации	71 999	90 975	5 272	11 249	24 415	30 039	20 000
Прочие займы	17 904	17 904	15 913	-	101	271	1 619
Обязательства по финансовой аренде	4 464	5 178	983	599	599	1 798	1 199
Торговая и прочая кредиторская задолженность	38 653	38 653	37 941	712	-	-	-
Задолженность и начисления персоналу	9 791	9 791	9 791	-	-	-	-
	279 383	310 503	80 991	30 971	78 379	96 233	23 929

Управление капиталом

Целями Группы при управлении капиталом являются обеспечение принципа непрерывности деятельности, обеспечение приемлемого уровня доходности для акционеров, соблюдение интересов других заинтересованных сторон, а также поддержание оптимальной структуры капитала, позволяющей сократить затраты на капитал. Для поддержания или корректировки структуры капитала Группа может пересмотреть свою инвестиционную программу, привлечь новые или погасить существующие кредиты и займы либо продать некоторые непрофильные активы.

На уровне Группы структура капитала контролируется на основании следующих показателей: отношения чистого долга к EBITDA и дохода на средний используемый капитал (ROACE). Первый показатель рассчитывается делением чистого долга на EBITDA. Чистый долг представляет собой общий долг, включающий долго- и краткосрочные кредиты и займы, за вычетом денежных средств и их эквивалентов, а также краткосрочных депозитов. EBITDA определяется как доходы до вычета процентов, расходов по налогу на прибыль, износа, истощения и амортизации, прибыли (убытка) от курсовых разниц, прочих внереализационных расходов и включает в себя долю Группы в прибыли объектов инвестиций, учитываемых по методу долевого участия. В общем случае ROACE рассчитывается как операционная прибыль, скорректированная на расход по налогу на прибыль, деленная на средний за период показатель используемого капитала. Используемый капитал определяется как сумма капитала и чистого долга.

Отношение чистого долга Группы к EBITDA на конец соответствующего отчетного периода приведено ниже:

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
Долгосрочные кредиты и займы	261 455	166 447
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	52 413	77 193
Минус: денежные средства, их эквиваленты и депозиты	(127 946)	(86 718)
Чистый долг	185 922	156 922
Итого EBITDA	316 463	305 124
Соотношение чистого долга к EBITDA на конец отчетного периода	0,59	0,51
Операционная прибыль	222 117	217 926
Операционная прибыль, скорректированная на расход по налогу на прибыль	181 506	176 882
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	11 251	12 767
Средний используемый капитал	1 105 397	978 416
ROACE	17,44%	19,38%

В течение года подход к управлению капиталом в Группе не менялся.

Оценка справедливой стоимости

Справедливая стоимость – это цена, которая была бы получена при продаже актива или уплачена при передаче обязательства в условиях операции, осуществляемой на организованном рынке, между участниками рынка на дату оценки.

В зависимости от способа оценки, различают следующие уровни определения справедливой стоимости:

- Уровень 1: котировки идентичных активов или обязательств на активном рынке (без корректировок);
- Уровень 2: исходные параметры, кроме котировок, которые были отнесены к Уровню 1, наблюдаемые на рынке по соответствующему активу или обязательству либо прямо (т.е. цены), либо опосредованно (т.е. данные, основанные на ценах);
- Уровень 3: исходные параметры, используемые по соответствующему активу или обязательству, не основаны на данных, наблюдаемых на рынке (исходные параметры, не наблюдаемые на рынке).

В консолидированной финансовой отчетности Группы следующие активы и обязательства отражены по справедливой стоимости:

- Производные финансовые инструменты (форвардные контракты, используемые как инструменты хеджирования),
- Обязательства по выплатам сотрудникам, основанные на справедливой стоимости акций (SAR),
- Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, за исключением не обращающихся на рынке ценных бумаг акций, чья справедливая стоимость не может быть достоверно оценена и учитываемые по первоначальной стоимости, уменьшенной на величину убытков от обесценения.

Производные финансовые инструменты и SAR относятся к уровню 2 приведенной выше иерархии, ввиду того что их справедливая стоимость определяется на основе исходных параметров, наблюдаемых на рынке соответствующего актива или обязательства либо прямо (т.е. цены), либо опосредованно (т.е. данные, основанные на ценах). В течение 2013 г. не происходило переклассификаций активов и обязательств между уровнями справедливой стоимости.

В Группе нет существенных активов и обязательств, оцениваемых по справедливой стоимости уровня 1 и уровня 3.

Балансовая стоимость остальных финансовых активов и обязательств приблизительно соответствует их справедливой стоимости.

В таблице ниже приведен анализ финансовых инструментов, учитываемых по справедливой стоимости, относящейся к уровню 2.

	<u>Уровень 2</u>
По состоянию на 31 декабря 2013 г.	
Форвардные валютные контракты	293
Итого активы	<u>293</u>
Форвардные валютные контракты	(3 177)
Прочие финансовые обязательства	(1 798)
Итого обязательства	<u>(4 975)</u>
По состоянию на 31 декабря 2012 г.	
Форвардные валютные контракты	974
Итого активы	<u>974</u>
Форвардные валютные контракты	(1 013)
Прочие финансовые обязательства	(1 112)
Итого обязательства	<u>(2 125)</u>
По состоянию на 1 января 2012 г.	
Форвардные валютные контракты	1 858
Итого активы	<u>1 858</u>
Форвардные валютные контракты	(8 604)
Прочие финансовые обязательства	(1 896)
Итого обязательства	<u>(10 500)</u>

В 2010 году Совет директоров утвердил программу по выплате вознаграждения, основанного на приросте стоимости акций (SAR). Программа является составной частью долгосрочной стратегии роста Группы и предусматривает выплату вознаграждения руководству за повышение стоимости Группы для акционеров за определенный период. Стоимость Группы определяется на основе ее рыночной капитализации. Вознаграждение зависит от определенных рыночных условий и обязанностей, которые учитываются при определении суммы, возможной к выплате указанным сотрудникам. Сумма вознаграждения оценивается по справедливой стоимости на конец каждого отчетного периода и выплачивается в конце срока программы. Расходы признаются в течение всего периода действия плана.

Справедливая стоимость обязательства по программе определена с использованием модели оценки Блэка-Шоулза-Мертон, которая учитывает, в основном, цену акций Компании, волатильность цены акций, дивидендную доходность и процентные ставки за период, сопоставимый с оставшимся сроком действия плана. Изменения в оценках справедливой стоимости обязательства в течение срока действия плана по выплате вознаграждения отражаются в том периоде, в котором они возникают.

Следующие допущения использовались в модели оценки Блэка-Шоулза-Мертона на 31 декабря 2013 г. и 31 декабря 2012 г.:

	31 декабря 2013 г.	1 января 2013 г.
Волатильность	3,7%	7.50%
Безрисковая процентная ставка	6,12%	6.27%
Дивидендная доходность	4,69%	3.90%

По состоянию на 1 января 2012 г. обязательства по программе SAR были рассчитаны исходя из фактических данных, поэтому Группа не придерживалась каких-либо допущений.

В консолидированном отчете о совокупном доходе Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг., отражены расходы по выплате вознаграждения по плану SAR на сумму 547 млн. руб. и 1 112 млн. руб., соответственно. Данные расходы включены в состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов. По состоянию на 31 декабря 2013 отражен оценочный резерв по выплате вознаграждения по плану SAR на сумму 1 798 млн. руб. в составе прочих долгосрочных обязательств Группы. На 31 декабря 2012 года сумма резерва составила 1 112 млн. руб. По состоянию на 1 января 2012 г. сумма резерва составляла 1 896 млн. руб.

32. Операционная аренда

Арендные платежи по договорам операционной аренды без права досрочного прекращения подлежат уплате в следующем порядке:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
До 1 года	2 659	1 911	1 810
1 год - 5 лет	4 905	3 380	2 043
Более 5 лет	20 472	9 936	5 071
	28 036	15 227	8 924

Группа в основном арендует земельные участки под нефтепроводами и офисные здания.

33. Договорные и условные обязательства

Налоги

Российское налоговое и таможенное законодательство подвержено частым изменениям и трактуется различным образом. Трактовка законодательства Руководством, в том числе в части исчисления налогов, подлежащих уплате в федеральный и региональные бюджеты, применяемая к операциям и деятельности Группы, может быть оспорена соответствующими контролирующими органами. Позиция российских налоговых органов в отношении применения законодательства и использованных допущений может оказаться достаточно категоричной, более того, существует риск того, что операции и деятельность, которые не вызвали претензий контролирующих органов в прошлом, будут оспорены в будущем. Как следствие, могут быть начислены существенные суммы дополнительных налогов, штрафов и пени. В рамках налоговой проверки может быть проверен отчетный период, не превышающий трех календарных лет, предшествующих году, в котором вынесено решение о проведении проверки. При определенных обстоятельствах проверке могут быть подвергнуты более длительные периоды. В настоящий момент 2010, 2011 и 2012 годы остаются открытыми для налоговой проверки. Руководство полагает, что оно разумно оценило любые возможные убытки, связанные с такими возможными доначислениями.

С 1 января 2012 г. было изменено российское законодательство в сфере трансфертного ценообразования. Были введены существенные требования к оперативному документированию рыночной среды на дату совершения операций и составлению отчетов по данным операциям по итогам года их совершения. Новые правила трансфертного ценообразования стали более детальными и более сходными с международными правилами трансфертного ценообразования, разработанными ОЭСР (Организацией экономического сотрудничества и развития), чем ранее действовавшие правила. Новые нормы в трансфертном ценообразовании позволяют налоговым органам начислить дополнительные налоговые обязательства в отношении сделок, попадающих под контроль налоговых органов (операции со связанными сторонами и некоторые операции с третьими лицами), ссылаясь на то, что цена по данным сделкам не соответствует принципу деятельности на коммерческих началах (принципу «вытянутой руки»). Операции Группы со связанными сторонами регулярно анализируются внутренними службами на предмет соответствия требованиям трансфертного ценообразования. Руководство полагает, что подготовленные по трансфертному ценообразованию документы достаточны для обоснования налоговой позиции Группы и подтверждения налоговых вычетов. Кроме того, в целях снижения рисков, проводятся переговоры с налоговыми органами для заключения соглашений о ценообразовании, одно из которых в отношении самой существенной внутригрупповой операции уже было заключено в 2012 году. Вместе с тем, поскольку правоприменительная практика по новым правилам еще не сложилась, и некоторые нормы нового законодательства содержат противоречия и (или) могут трактоваться неоднозначно, влияние новых правил трансфертного ценообразования на величину налоговых рисков Группы не может быть достоверно определено.

Законодательство по трансфертному ценообразованию, применяемое к операциям до 31 декабря 2011 года, также позволяет налоговым органам начислять дополнительные налоги в отношении сделок, попадающих под контроль налоговых органов, в случае, если цена сделки отличается от рыночной на 20% и более. Руководство полагает, что оно разумно оценило любые возможные убытки, связанные с такими случаями и риск того, что позиция Группы будет оспорена налоговыми органами, низка.

Условия ведения хозяйственной деятельности

Хотя экономическая ситуация в Российской Федерации за последнее время улучшилась, страна продолжает демонстрировать некоторые признаки развивающегося рынка. В частности, неконвертируемость российского рубля за пределами Российской Федерации, валютный контроль, а также сравнительно высокий уровень инфляции. Перспективы стабилизации экономики в будущем в Российской Федерации во многом зависят от эффективности экономических мер, принимаемых правительством, наряду с развитием законодательной, исполнительной и политической системы.

Обязательства по охране окружающей среды

В настоящее время в Российской Федерации ужесточается природоохранное законодательство и позиция государственных органов Российской Федерации относительно его соблюдения. Группа периодически оценивает потенциальные обязательства в соответствии с природоохранным законодательством. По мнению руководства, Группа отвечает требованиям государственных органов по охране окружающей среды и поэтому на данный момент у Группы отсутствуют существенные обязательства, связанные с охраной окружающей среды.

Обязательства капитального характера

По состоянию на 31 декабря 2013 г. Группа имеет договорные обязательства по приобретению основных средств, которые составляют 109 314 млн. руб. (на 31 декабря 2012 г.: 28 683 млн. руб., на 1 января 2012 г.: 16 794 млн. руб.).

34. Предприятия Группы

Ниже представлены наиболее крупные дочерние общества Группы, с указанием доли участия:

Дочернее общество	Страна регистрации	Процент владения		
		31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.	1 января 2012 г.
ОАО "Газпромнефть-Омск"	Россия	100%	100%	100%
ОАО "Газпромнефть-Тюмень"	Россия	100%	100%	100%
ОАО "Газпромнефть-Урал"	Россия	100%	100%	100%
ОАО "Газпромнефть-Новосибирск"	Россия	100%	100%	100%
ОАО "Газпромнефть-Ярославль"	Россия	93%	93%	91%
ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз"	Россия	100%	100%	100%
ОАО "Южуралнефтегаз"	Россия	88%	88%	88%
ОАО "Газпромнефть-Омский НПЗ"	Россия	100%	100%	100%
ОАО "Газпромнефть-МНПЗ"	Россия	96%	96%	78%
ОАО "Центр научных технологий"	Россия	100%	100%	100%
ЗАО "Газпромнефть-Северо-Запад"	Россия	100%	100%	100%
ЗАО "Газпромнефть-Кузбасс"	Россия	100%	100%	100%
ЗАО "Газпромнефть-Аэро"	Россия	100%	100%	100%
ЗАО "Газпромнефть-Оренбург"	Россия	100%	62%	62%
ООО "Газпромнефть Марин Бункер"	Россия	100%	100%	100%
ООО "Газпромнефть-Центр"	Россия	100%	100%	100%
ООО "Газпромнефтьфинанс"	Россия	100%	100%	100%
ООО "Газпромнефть-Смазочные материалы"	Россия	100%	100%	100%
ООО "Газпромнефть-Восток"	Россия	100%	100%	100%
ООО "Заполярнефть"	Россия	100%	100%	100%
ООО "Газпромнефть-Хантос"	Россия	100%	100%	100%
ООО "Газпром нефть Новый порт"	Россия	90%	90%	-
Gazprom neft Trading GmbH	Австрия	100%	100%	100%
NAFTNA INDUSTRIJA SRBIJE (NIS)	Сербия	56%	56%	56%

В следующей таблице приведена информация по существенному дочернему предприятию Группы Naftna Industrija Srbija A.D. Балансовая стоимость неконтролирующей доли участия остальных компаний в отдельности незначительна.

	Балансовая стоимость неконтроли- рующей доли участия	Прибыль, относящаяся к неконтроли- рующей доле участия	Оборотные активы	Внеоборотные активы	Краткосроч- ные обяза- тельства	Долгосроч- ные обяза- тельства
На 31 декабря 2013 г.	38 600	22 724	47 418	128 163	(42 811)	(44 715)
На 31 декабря 2012 г.	32 567	17 424	39 577	92 411	(22 889)	(34 830)
На 1 января 2012 г.	27 867	11 223	36 534	86 184	(20 054)	(39 113)

	Выручка	Прибыль
Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	136 450	16 733
Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	102 468	14 140

Дивиденды, выплаченные Naftna Industrija Srbija A.D. в 2013 г., составили 2 млрд. руб. (в 2012 г. дивиденды не выплачивались).

35. Операции со связанными сторонами

В настоящей консолидированной финансовой отчетности стороны считаются связанными, если одна из сторон контролирует другую сторону или способна оказывать существенное влияние на другую сторону в принятии последней финансовых и операционных решений, как определено в МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах»). Связанные стороны могут вступать в сделки, которые не проводились бы между несвязанными сторонами, цены и условия таких сделок могут отличаться от цен и условий сделок между несвязанными сторонами.

Группа применила исключение в соответствии со стандартом МСФО (IAS) 24, позволяющее не раскрывать все операции с государственными компаниями в связи с тем, что материнская компания подконтрольна Правительству РФ. В таблице ниже приведена информация об осуществляемых в ходе обычной деятельности операциях с материнской компанией, ассоциированными и совместными предприятиями.

Группа заключает сделки со связанными сторонами на основе рыночных или регулируемых цен. Ниже представлены остатки по операциям со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 1 января 2012 г.

31 декабря 2013 г.

	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Денежные средства и их эквиваленты	-	32 965	-
Краткосрочные финансовые активы	-	16 248	2 869
Торговая и прочая дебиторская задолженность	2 760	3 178	3 497
Прочие активы	635	3 010	1 326
Долгосрочные финансовые активы	-	2 587	6 494
Итого активы	3 395	57 988	14 186
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	-	-	1 246
Торговая и прочая кредиторская задолженность	1 277	3 432	2 488
Прочие краткосрочные обязательства	1	761	413
Долгосрочные кредиты и займы	3 897	-	1 000
Итого обязательства	5 175	4 193	5 147

31 декабря 2012 г.

	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Денежные средства и их эквиваленты	-	23 958	-
Краткосрочные финансовые активы	-	1 210	4 010
Торговая и прочая дебиторская задолженность	744	1 926	3 679
Прочие активы	-	1 117	678
Долгосрочные финансовые активы	-	-	5 675
Итого активы	744	28 211	14 042
Торговая и прочая кредиторская задолженность	1 378	1 250	1 555
Прочие краткосрочные обязательства	79	35	722
Долгосрочные кредиты и займы	4 231	-	1 162
Итого обязательства	5 688	1 285	3 439

1 января 2012 г.	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Денежные средства и их эквиваленты	-	4 089	-
Краткосрочные финансовые активы	-	242	10 016
Торговая и прочая дебиторская задолженность	921	309	4 438
Прочие активы	-	361	679
Долгосрочные финансовые активы	-	-	2 095
Итого активы	921	5 001	17 228
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	1 222	-	527
Торговая и прочая кредиторская задолженность	439	319	2 017
Прочие краткосрочные обязательства	260	41	1 864
Долгосрочные кредиты и займы	3 207	-	573
Итого обязательства	5 128	360	4 981

За годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг. отражены следующие операции со связанными сторонами:

Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	9 929	21 994	48 156
Прочая выручка	158	321	6 420
Закупки нефти, газа и нефтепродуктов	-	31 250	84 618
Расходы, связанные с производством	145	13 597	17 089
Расходы на транспортировку	4 727	2 025	6 120
Процентный доход	-	788	486

Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	6 208	14 818	49 418
Прочая выручка	1	112	5 292
Закупки нефти, газа и нефтепродуктов	-	18 939	90 209
Расходы, связанные с производством	1 075	9 805	11 373
Расходы на транспортировку	3 262	4 878	11 609
Процентный доход	-	-	280

Операции с ключевым управленческим персоналом Группы

За 12 месяцев 2013 г. ключевым управленческим персоналом Группы было получено вознаграждение в сумме 1 074 млн. руб. в виде заработной платы, премий и прочих выплат. За 12 месяцев 2012 г. сумма вознаграждения составила 952 млн. руб.

36. Информация по сегментам

Ниже представлена информация по операционным сегментам Группы за 2013 и 2012 гг. Операционные сегменты представляют собой компоненты, осуществляющие хозяйственную деятельность, при этом они могут генерировать выручку или могут быть связаны с расходами, операционные результаты сегментов регулярно анализируются высшим органом оперативного управления, и для операционных сегментов имеется отдельная финансовая информация.

Группа выделяет два сегмента: сегмент разведки и добычи и сегмент переработки, маркетинга и сбыта.

Сегмент разведки и добычи включает в себя разведку, разработку и добычу сырой нефти и природного газа (включая результаты деятельности совместных предприятий), а также нефтепромысловые услуги. Сегмент переработки, маркетинга и сбыта осуществляет переработку сырой нефти в нефтепродукты, а также покупает, продает и транспортирует сырую нефть и нефтепродукты. Расходы корпоративного центра представлены в составе сегмента переработки, маркетинга и сбыта.

Исключаемые взаиморасчеты между сегментами и прочие корректировки представляют собой операции по продаже между сегментами и нереализованную прибыль, в основном, от продажи нефти и нефтепродуктов, и прочие корректировки.

Выручка от операций по продаже между сегментами рассчитывается исходя из рыночных цен.

Скорректированный показатель EBITDA представляет собой EBITDA Группы и долю в EBITDA объектов инвестиций, учитываемых по методу долевого участия. Руководство полагает, что скорректированный показатель EBITDA является удобным инструментом для оценки эффективности операционной деятельности Группы, поскольку отражает динамику прибыли без учета влияния некоторых начислений. EBITDA определяется как доходы до вычета процентов, расходов по налогу на прибыль, износа, истощения и амортизации, прибыли (убытка) от курсовых разниц, прочих внереализационных расходов и включает в себя долю Группы в прибыли ассоциированных и совместных предприятий. EBITDA является дополнительным финансовым показателем, не предусмотренным МСФО, который используется руководством для оценки деятельности.

Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Исключено	Итого
Выручка отчетного сегмента				
Выручка от реализации нефти, газа, нефтепродуктов и прочая реализация внешним покупателям	24 284	1 243 319	-	1 267 603
межсегментная	445 356	7 287	(452 643)	-
Итого выручка	469 640	1 250 606	(452 643)	1 267 603
Результаты деятельности отчетного сегмента				
Скорректированный показатель EBITDA	175 474	161 278	-	336 752
Износ, истощение и амортизация	59 095	17 690	-	76 785
Капитальные затраты	154 489	54 122	-	208 611

Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.

	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Исключено	Итого
Выручка отчетного сегмента				
Выручка от реализации нефти, газа, нефтепродуктов и прочая реализация внешним покупателям	20 729	1 211 920	-	1 232 649
межсегментная	438 201	4 139	(442 340)	-
Итого выручка	458 930	1 216 059	(442 340)	1 232 649
Результаты деятельности отчетного сегмента				
Скорректированный показатель EBITDA	188 891	134 215	-	323 106
Износ, истощение и амортизация	54 233	14 930	-	69 163
Капитальные затраты	101 913	67 300	-	169 213

Ниже представлена выручка и капитальные затраты Группы в разбивке по географическим сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг.:

Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Россия	СНГ	Экспорт и продажа продукции за рубежом	Итого
Продажа нефти	19 257	48 620	209 449	277 326
Продажа нефтепродуктов	630 359	58 309	477 365	1 166 033
Продажа газа	23 926	-	1 461	25 387
Прочие продажи	31 266	1 065	2 960	35 291
Минус: экспортные пошлины и акцизы, начисляемые при реализации	-	(3 355)	(233 079)	(236 434)
Выручка от реализации внешним покупателям, нетто	704 808	104 639	458 156	1 267 603
Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.				
Продажа нефти	13 241	29 783	347 953	390 977
Продажа нефтепродуктов	572 082	59 177	441 774	1 073 033
Продажа газа	17 729	-	6 281	24 010
Прочие продажи	28 382	625	2 423	31 430
Минус: экспортные пошлины и акцизы, начисляемые при реализации	-	(4 647)	(282 154)	(286 801)
Выручка от реализации внешним покупателям, нетто	631 434	84 938	516 277	1 232 649

У Группы нет покупателей, на которых приходится более 10% выручки.

	Россия	СНГ	Экспорт и продажа продукции за рубежом	Итого
Внеоборотные активы на 31 декабря 2013 г.	935 843	10 233	143 572	1 089 648
Капитальные затраты за период, закончившийся 31 декабря 2013 г.	168 085	2 783	37 743	208 611
Внеоборотные активы на 31 декабря 2012 г.	820 217	7 442	94 061	921 720
Капитальные затраты за период, закончившийся 31 декабря 2012 г.	138 264	2 192	28 757	169 213

Ниже представлен скорректированный показатель EBITDA за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг.:

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.
Прибыль за период	186 720	184 152
Итого расходы по налогу на прибыль	39 260	39 769
Финансовые расходы	11 233	11 089
Финансовые доходы	(6 011)	(3 275)
Износ, истощение и амортизация	76 785	69 163
(Убыток) / прибыль от курсовых разниц, нетто	2 166	(1 042)
Прочие расходы, нетто	6 310	5 268
EBITDA	316 463	305 124
Минус: доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(11 251)	(12 767)
Плюс: доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	31 540	30 749
Итого скорректированная EBITDA	336 752	323 106

Группа Газпром Нефть**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)****За год, закончившийся 31 декабря 2013****(в млн. руб.)**

Консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с требованиями МСФО. В связи с отсутствием в МСФО соответствующих правил, Группа раскрывает дополнительную сопутствующую информацию на основе других стандартов, в основном в соответствии с ОПБУ США, которые совпадают с нормами, установленными в отношении нефтегазовой отрасли. Несмотря на то, что МСФО не требует раскрытия данной информации, в настоящем разделе представлена неаудированная дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа.

Группа предоставляет дополнительную информацию о своей деятельности, связанной разведкой и добычей нефти и газа. Несмотря на то, что эта информация была подготовлена с разумной степенью уверенности и добросовестно, необходимо отметить, что некоторые из представленных данных не являются абсолютно точными и представляют собой суммы, основанные на субъективных суждениях, использованных при подготовке данной информации. Соответственно, данная информация может не отражать текущие финансовое положение Группы и ее ожидаемые будущие финансовые результаты.

Группа добровольно использует SEC определение доказанных запасов для представления данных о запасах нефти и газа и раскрытия дополнительной неаудированной информации, связанной с консолидируемыми дочерними компаниями, долей в совместных операциях и долей и ассоциированных и совместных предприятиях.

Информация за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг., была изменена в связи с применением МСФО (IFRS) 11.

Данные о доказанных запасах нефти и газа, а также информация о стандартизированном показателе дисконтированных будущих чистых денежных потоков не включают данные о запасах и стандартизированном показателе дисконтированных будущих чистых денежных потоков, относящихся к сербской дочерней компании, NIS, так как раскрытие данной информации запрещено правительством Республики Сербия. Раскрытия, относящиеся к капитализированным затратам, результатам деятельности, связанной с добычей нефти и газа, не включают соответствующую информацию дочерней компании NIS.

Нижне представлена информация по затратам на разведку и разработку месторождений нефти и газа.

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Недоказанные нефтегазовые активы	48 191	25 056
Доказанные нефтегазовые активы	778 836	658 708
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(275 369)	(217 725)
Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	551 658	466 039
Доля в ассоциированных и совместных предприятиях		
Доказанные нефтегазовые активы	191 620	143 359
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(62 613)	(50 726)
Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	129 007	92 633
Итого капитализированные затраты консолидируемых дочерних компаний и доля в ассоциированных и совместных предприятиях	680 665	558 672

Группа Газпром Нефть**Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)****За год, закончившийся 31 декабря 2013****(в млн. руб.)**

Ниже представлены затраты, связанные с приобретением прав на геологоразведку и разработку участков недр, а также разведкой и разработкой запасов нефти и газа. За годы, закончившиеся 31 декабря:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Затраты на геологоразведку	3 159	3 082
Затраты на разработку	132 907	97 509
Понесенные затраты	136 066	100 591

Доля в ассоциированных и совместных предприятиях

Затраты на геологоразведку	1 034	664
Затраты на разработку	43 143	17 374
Итого затраты, понесенные консолидируемыми обществами и доля в ассоциированных и совместных предприятий	180 243	118 629

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Выручка:		
Продажи	115 460	125 860
Передача	325 942	326 127
Итого выручка	441 402	451 987
Затраты на добычу	(71 847)	(63 955)
Расходы на геологоразведку	(3 159)	(3 082)
Износ истощение и амортизация	(60 069)	(52 381)
Налоги, кроме налога на прибыль	(220 032)	(209 940)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	86 295	122 629
Расходы по налогу на прибыль	(16 561)	(23 124)
Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа	69 734	99 505

Доля в ассоциированных и совместных предприятиях

Итого выручка	87 976	89 091
Затраты на добычу	(13 368)	(8 807)
Расходы на геологоразведку	(1 034)	(664)
Износ, истощение и амортизация	(12 601)	(12 779)
Налоги, кроме налога на прибыль	(46 456)	(47 067)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	14 517	19 774
Расход по налогу на прибыль	(2 803)	(3 908)
Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа	11 714	15 866
Итого результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа по консолидируемым обществам и компаниям и доля в ассоциированных и совместных предприятиях	81 448	115 371

Объемы доказанных запасов нефти и газа

Доказанными запасами считаются оценочные объемы сырой нефти и газа, которые согласно геологическим или инженерным данным с достаточной степенью уверенности будут извлечены в будущем исходя из известных залежей при существующих экономических и операционных условиях. В некоторых случаях для извлечения таких доказанных запасов потребуются значительные дополнительные вложения в новые скважины и сопутствующее дополнительное оборудование. В связи с присущей неопределенностью и ограниченностью данных о залежах, оценки запасов в недрах земли могут меняться по мере того, как становятся доступными дополнительные сведения.

Доказанными разработанными запасами являются запасы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при существующем оборудовании и методах добычи. Доказанные неразработанные запасы – это те запасы, которые предполагается извлечь в результате будущих вложений в бурение новых скважин, оснащение существующих скважин и / или на оборудование по сбору и подъему добытой нефти из существующих и будущих скважин.

Ниже представлена информация об общих объемах чистых доказанных запасов сырой нефти и газа (в млн. баррелей и млрд. куб. футов, соответственно) согласно оценке независимых инженеров-оценщиков запасов «DeGolyer & MacNaughton»:

Доказанные запасы нефти - в млн. барр.

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
<i>На начало года</i>	4 870	4 815
Добыча	(300)	(299)
Приобретение новых запасов	-	1
Пересмотр предыдущих оценок	411	353
<i>На конец года</i>	<u>4 981</u>	<u>4 870</u>
Доля меньшинства в доказанных запасах	(17)	(115)
Доказанные запасы, скорректированные на долю меньшинства	4 964	4 755
Доказанные разработанные запасы	2 614	2 660
Доказанные неразработанные запасы	2 367	2 210
Доля в ассоциированных и совместных предприятиях		
<i>На начало года</i>	982	940
Добыча	(67)	(66)
Приобретение новых запасов	48	-
Пересмотр предыдущих оценок	185	108
<i>На конец года</i>	<u>1 148</u>	<u>982</u>
Доказанные разработанные запасы	472	471
Доказанные неразработанные запасы	676	511
Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и доля в ассоциированных и совместных предприятиях – на конец года	<u>6 129</u>	<u>5 852</u>

Доказанные запасы газа - в млрд. куб. футов

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
<i>На начало года</i>	6 092	4 903
Добыча	(436)	(342)
Приобретение новых запасов	-	-
Пересмотр предыдущих оценок	667	1 531
<i>На конец года</i>	<u>6 323</u>	<u>6 092</u>
Доля меньшинства в доказанных запасах	(38)	(396)
Доказанные запасы, скорректированные на долю меньшинства	6 285	5 696
Доказанные разработанные запасы	3 410	3 662
Доказанные неразработанные запасы	2 913	2 430
Доля в ассоциированных и совместных предприятиях		
<i>На начало года</i>	3 951	3 182
Добыча	(58)	(31)
Приобретение новых запасов	1 014	-
Пересмотр предыдущих оценок	2 162	800
<i>На конец года</i>	<u>7 069</u>	<u>3 951</u>
Доказанные разработанные запасы	493	97
Доказанные неразработанные запасы	6 576	3 854
Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и доля в ассоциированных и совместных предприятиях – на конец года	<u>13 392</u>	<u>10 043</u>

Стандартизированный показатель дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с доказанными запасами нефти и газа

Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа рассчитываются путем применения средних цен на нефть и газ, действующих на первое число каждого из 12 месяцев перед отчетной датой, к объемам расчетных чистых доказанных запасов компании на конец года. При таком расчете корректировки на изменения в ценах будущих периодов ограничиваются изменениями, оговоренными в контрактах, действовавших на конец каждого отчетного периода. Затраты будущих периодов на разработку и добычу представляют собой оценочные затраты будущих периодов, необходимые для разработки и добычи доказанных запасов, рассчитанные с применением индексов цен, при этом делается допущение о сохранении экономических условий, существующих на конец года. Оценочный налог на прибыль будущих периодов рассчитывается с применением налоговых ставок, действовавших на конец года. Эти ставки отражают разрешенные вычеты и налоговые льготы и применяются к оценочным будущим денежным потокам до налогообложения за вычетом налоговой базы соответствующих активов. Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с применением 10% ставки дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок периода, в котором возникают расходы будущих периодов и будут извлечены запасы нефти и газа.

Информация, представленная в таблицах ниже, не является оценкой руководства прогнозируемых будущих денежных потоков Группы или стоимости доказанных нефтегазовых запасов. Оценки доказанных запасов не являются точными и изменяются по мере получения новой информации. Кроме того, в расчеты не включаются возможные и вероятные запасы, которые в будущем могут перейти в категорию доказанных запасов. Рассчитанные показатели не должны использоваться в качестве точной величины будущих денежных потоков Группы или стоимости ее запасов нефти и газа.

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Поступление денежных средств будущих периодов	7 690 400	6 545 703
Затраты будущих периодов на добычу	(4 723 691)	(4 036 226)
Затраты будущих периодов на разработку	(612 498)	(578 391)
Налог на прибыль будущих периодов	(354 004)	(488 647)
Потоки денежных средств будущих периодов	2 000 207	1 442 439
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(1 197 686)	(1 540 776)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков	802 521	(98 337)
Доля в ассоциированных и совместных предприятиях		
Поступление денежных средств будущих периодов	2 084 265	2 814 679
Затраты будущих периодов на добычу	(1 085 733)	(881 730)
Затраты будущих периодов на разработку	(151 527)	(121 689)
Налог на прибыль будущих периодов	(153 455)	(117 171)
Потоки денежных средств будущих периодов	693 550	1 694 089
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(407 796)	(291 537)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых движений денежных средств	285 754	1 402 552
Итого стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия	1 088 275	1 304 215

Группа Газпром Нефть
Контактная информация

Группа Газпром нефть

Контактная информация

Офис:

ул. Почтамтская 3-5,
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация
190000

Телефон: 7 (812) 363-31-52

Телефон горячей линии: 8-800-700-31-52

Факс: 7 (812) 363-31-51

www.gazprom-neft.ru

Управление по связям с инвесторами

Тел. +7 (812) 385-95-48

Email: ir@gazprom-neft.ru

Т.С. Медведева, Директор, ЗАО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»
24 февраля 2014 года



Пронумеровано, прошнуровано и скреплено печатью 70 (семьдесят) листов.