



Группа Газпром нефть
Консолидированная финансовая отчетность
31 декабря 2015 года

Аудиторское заключение

Акционерам и Совету директоров ПАО «Газпром нефть»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ПАО «Газпром нефть» и его дочерних компаний (далее – «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2015 года и консолидированных отчетов о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе, движении капитала и движении денежных средств за 2015 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 2015 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за 2015 год в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

АО ПрайсвотерхаусКуперс Аудит

1 марта 2016

Москва, Российская Федерация



И.В. Шанина, Директор (квалификационный аттестат № 01-001340),
АО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

Аудируемое лицо: ПАО «Газпром нефть»

Свидетельство о государственной регистрации № 38606450
выдано Омской городской регистрационной палатой 06 октября
1995 г.

Свидетельство о внесении записи в ЕГРЮЛ выдано 21 августа
2002 г. за № 1025501701686

Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург,
ул. Галерная, д. 5, лит. А

Независимый аудитор: АО «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»

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

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

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

Группа Газпром нефть
Консолидированная финансовая отчетность
31 декабря 2015 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	6
1. Общие сведения	6
2. Основные положения учетной политики	6
3. Основные бухгалтерские оценки, допущения и профессиональные суждения	18
4. Применение новых стандартов МСФО	20
5. Новые стандарты и разъяснения	20
6. Приобретение дочерних обществ и неконтролирующих долей участия	22
7. Денежные средства и их эквиваленты	22
8. Краткосрочные финансовые активы	22
9. Торговая и прочая дебиторская задолженность	23
10. Товарно-материальные запасы	23
11. Прочие оборотные активы	23
12. Основные средства	24
13. Гудвил и прочие нематериальные активы	26
14. Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	27
15. Совместные операции	29
16. Долгосрочные финансовые активы	30
17. Отложенные налоговые активы и обязательства	30
18. Прочие внеоборотные активы	31
19. Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	31
20. Торговая и прочая кредиторская задолженность	32
21. Прочие краткосрочные обязательства	32
22. Прочие налоги к уплате	32
23. Резервы предстоящих расходов и платежей	33
24. Долгосрочные кредиты и займы	34
25. Прочие долгосрочные финансовые обязательства	35
26. Уставный капитал и собственные акции, выкупленные у акционеров	35
27. Расходы на персонал	36
28. Прочие убытки, нетто	36
29. Убыток от курсовых разниц, нетто	36
30. Финансовые доходы	36
31. Финансовые расходы	37
32. Расходы по налогу на прибыль	37
33. Операции хеджирования денежных потоков	38
34. Управление финансовыми рисками	39
35. Операционная аренда	49
36. Договорные и условные обязательства	49
37. Предприятия Группы	51
38. Операции со связанными сторонами	52
39. Информация по сегментам	54
40. События после отчетной даты	57
Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)	58
Контактная информация	62

Прим 31 декабря 2015 г. 31 декабря 2014 г.

Активы

Оборотные активы

Денежные средства и их эквиваленты	7	114 198	53 167
Краткосрочные финансовые активы	8	65 157	78 844
Торговая и прочая дебиторская задолженность	9	95 241	103 014
Товарно-материальные запасы	10	102 378	102 658
Предоплата по налогу на прибыль		13 903	17 315
Прочие оборотные активы	11	119 867	115 927
Итого оборотные активы		510 744	470 925

Внеоборотные активы

Основные средства	12	1 587 653	1 293 800
Гудвил и прочие нематериальные активы	13	75 090	71 240
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	14	169 611	150 727
Долгосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность		8 867	265
Долгосрочные финансовые активы	16	50 884	37 631
Отложенные налоговые активы	17	22 099	31 460
Прочие внеоборотные активы	18	60 518	41 676

Итого внеоборотные активы

1 974 722 1 626 799

Итого активы

2 485 466 2 097 724

Обязательства и капитал

Краткосрочные обязательства

Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	19	147 319	61 121
Торговая и прочая кредиторская задолженность	20	104 830	83 817
Прочие краткосрочные обязательства	21	32 870	40 921
Обязательства по налогу на прибыль		1 096	520
Задолженность по прочим налогам	22	49 011	45 788
Резервы предстоящих расходов и платежей	23	13 938	18 564

Итого краткосрочные обязательства

349 064 250 731

Долгосрочные обязательства

Долгосрочные кредиты и займы	24	670 779	502 306
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	25	115 375	105 944
Отложенные налоговые обязательства	17	68 752	81 032
Резервы предстоящих расходов и платежей	23	31 065	25 876
Прочие долгосрочные обязательства		1 942	2 050

Итого долгосрочные обязательства

887 913 717 208

Капитал

Уставный капитал	26	98	98
Собственные акции, выкупленные у акционеров	26	(1 170)	(1 170)
Добавочный капитал		44 326	50 074
Нераспределенная прибыль		1 078 626	1 005 642
Прочие резервы		35 189	11 104

Итого капитал, причитающийся акционерам ПАО «Газпром нефть»

1 157 069 1 065 748

Неконтролирующая доля участия

37 91 420 64 037

Итого капитал

1 248 489 1 129 785

Итого обязательства и капитал

2 485 466 2 097 724

Дюков А.В.

Генеральный директор
ПАО «Газпром нефть»

Янкевич А.В.

Заместитель генерального
директора по экономике и финансам
ПАО «Газпром нефть»

Группа Газпром нефть

Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе

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

	Прим	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Продажи		1 655 775	1 690 557
За минусом: экспортных пошлин и акциза, рассчитанного исходя из объема реализованных нефтепродуктов		(187 832)	(282 319)
Итого выручка от продаж	39	1 467 943	1 408 238
Расходы и прочие затраты			
Стоимость приобретения нефти, газа и нефтепродуктов		(345 909)	(382 505)
Производственные и операционные расходы		(214 267)	(171 711)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(100 176)	(86 318)
Транспортные расходы		(133 320)	(116 125)
Износ, истощение и амортизация		(98 501)	(85 951)
Налоги, за исключением налога на прибыль	22	(353 145)	(343 576)
Расходы на геологоразведочные работы		(922)	(936)
Итого операционные расходы		(1 246 240)	(1 187 122)
Прочие расходы, нетто	28	(14 088)	(8 471)
Операционная прибыль		207 615	212 645
Доля в прибыли / (убытке) ассоциированных и совместных предприятий	14	24 956	(6 306)
Убыток от курсовых разниц, нетто	29	(67 910)	(52 265)
Финансовые доходы	30	14 732	7 075
Финансовые расходы	31	(33 943)	(15 279)
Итого прочие расходы, нетто		(62 165)	(66 775)
Прибыль до налогообложения		145 450	145 870
Расходы по текущему налогу на прибыль		(38 026)	(17 518)
Доход / (расход) по отложенному налогу на прибыль		8 774	(1 696)
Итого расходы по налогу на прибыль	32	(29 252)	(19 214)
Прибыль за период		116 198	126 656
Прочий совокупный доход / (убыток)			
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности		43 739	79 669
Операции хеджирования денежных потоков за минусом налога	33	(9 333)	(55 265)
Прочий совокупный (убыток) / доход		(199)	139
Прочий совокупный доход за период		34 207	24 543
Итого совокупный доход за период		150 405	151 199
Прибыль, относящаяся к:			
- акционерам ПАО «Газпром нефть»		109 661	122 093
- неконтролирующей доле участия		6 537	4 563
Прибыль за год		116 198	126 656
Итого совокупный доход, относящийся к:			
- акционерам ПАО «Газпром нефть»		133 746	129 110
- неконтролирующей доле участия		16 659	22 089
Итого совокупный доход за период		150 405	151 199
Прибыль на акцию, причитающаяся акционерам ПАО «Газпром нефть»			
Базовая прибыль на обыкновенную акцию (в руб. на акцию)		23,24	25,88
Разводненная прибыль на обыкновенную акцию (в руб. на акцию)		23,24	25,88
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении (млн.)		4 718	4 718

Примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

	Относящийся к акционерам ПАО «Газпром нефть»						Неконтролирующая доля участия	Итого Капитал
	Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Нераспределенная прибыль	Прочие резервы	Итого		
Остаток по состоянию на 1 января 2015 г.	98	(1 170)	50 074	1 005 642	11 104	1 065 748	64 037	1 129 785
Прибыль за период	-	-	-	109 661	-	109 661	6 537	116 198
Прочий совокупный доход / (убыток) за период								
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности	-	-	-	-	33 617	33 617	10 122	43 739
Операции хеджирования денежных потоков за минусом налога	-	-	-	-	(9 333)	(9 333)	-	(9 333)
Прочий совокупный убыток	-	-	-	-	(199)	(199)	-	(199)
Итого совокупный доход за период	-	-	-	109 661	24 085	133 746	16 659	150 405
Операции с акционерами, отраженные непосредственно в капитале								
Дивиденды акционерам	-	-	-	(36 677)	-	(36 677)	(1 842)	(38 519)
Операции под общим контролем (Прим 6)	-	-	(5 748)	-	-	(5 748)	12 566	6 818
Приобретение неконтролирующей доли участия	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого операций с акционерами	-	-	(5 748)	(36 677)	-	(42 425)	10 724	(31 701)
Остаток по состоянию на 31 декабря 2015 г.	98	(1 170)	44 326	1 078 626	35 189	1 157 069	91 420	1 248 489

	Относящийся к акционерам ПАО «Газпром нефть»						Неконтролирующая доля участия	Итого Капитал
	Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Нераспределенная прибыль	Прочие резервы	Итого		
Остаток по состоянию на 1 января 2014 г.	98	(1 170)	19 293	930 304	4 087	952 612	45 409	998 021
Прибыль за период	-	-	-	122 093	-	122 093	4 563	126 656
Прочий совокупный доход / (убыток) за период								
Курсовые разницы по пересчету в валюту представления отчетности	-	-	-	-	62 143	62 143	17 526	79 669
Операции хеджирования денежных потоков за минусом отложенного налога	-	-	-	-	(55 265)	(55 265)	-	(55 265)
Прочий совокупный доход	-	-	-	-	139	139	-	139
Итого совокупный доход за период	-	-	-	122 093	7 017	129 110	22 089	151 199
Операции с акционерами, отраженные непосредственно в капитале								
Дивиденды акционерам	-	-	-	(46 755)	-	(46 755)	(2 824)	(49 579)
Операции под общим контролем	-	-	33 700	-	-	33 700	-	33 700
Приобретение неконтролирующей доли участия	-	-	(2 919)	-	-	(2 919)	(637)	(3 556)
Итого операций с акционерами	-	-	30 781	(46 755)	-	(15 974)	(3 461)	(19 435)
Остаток по состоянию на 31 декабря 2014 г.	98	(1 170)	50 074	1 005 642	11 104	1 065 748	64 037	1 129 785

Примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

	Прим	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Движение денежных средств от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		145 450	145 870
Корректировки:		-	
Доля в (прибыли) / убытке ассоциированных и совместных предприятий	14	(24 956)	6 306
Убыток от курсовых разниц		67 910	52 265
Финансовые доходы	30	(14 732)	(7 075)
Финансовые расходы	31	33 943	15 279
Износ, истощение и амортизация	12, 13	98 501	85 951
Обесценение дебиторской задолженности	9, 34	2 090	427
Списанное обязательство	28	(16 107)	-
Обесценение основных средств	12	15 582	-
Прочие неденежные статьи		4 488	5 398
Операционный денежный поток до изменения в рабочем капитале		312 169	304 421
Изменения в оборотном капитале:			
Дебиторская задолженность		16 019	49 382
Товарно-материальные запасы		6 128	5 072
Прочие активы		7 998	4 152
Кредиторская задолженность		(2 245)	(10 958)
Обязательства по налогам		(2 905)	(4 942)
Прочие обязательства		(6 653)	(18 799)
Чистый эффект от изменения в оборотном капитале		18 342	23 907
Уплаченный налог на прибыль		(19 522)	(30 122)
Проценты уплаченные		(28 229)	(16 624)
Дивиденды полученные		2 415	2 383
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		285 175	283 965
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение дочерних обществ и совместных операций, за вычетом приобретенных денежных средств		303	(12 493)
Увеличение денежных средств при приобретении дочернего общества в результате сделки под общим контролем	6	2 229	-
Поступления от выбытия дочерних обществ, за вычетом приобретенных денежных средств		(9)	-
Приобретение инвестиций в ассоциированные и совместные предприятия		(106)	(45 355)
Размещение денежных средств на банковских депозитах		(128 298)	(129 917)
Поступления денежных средств при закрытии банковских депозитов		174 043	114 040
Приобретение прочих инвестиций		(4 476)	(2 480)
Краткосрочные займы выданные		(26 169)	(2 100)
Поступления денежных средств от погашения краткосрочных займов выданных		27 883	1 867
Долгосрочные займы выданные		(25 578)	(23 142)
Поступления денежных средств от погашения долгосрочных займов выданных		5 737	1 374
Капитальные затраты		(349 036)	(271 330)
Поступления от продажи основных средств		982	1 743
Проценты полученные		7 984	3 001
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(314 511)	(364 792)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Поступление краткосрочных кредитов и займов		35 171	26 750
Погашение краткосрочных кредитов и займов		(13 691)	(24 601)
Поступление долгосрочных кредитов и займов		153 748	109 078
Погашение долгосрочных кредитов и займов		(53 663)	(44 067)
Затраты, напрямую связанные с получением займов		(350)	(2 342)
Дивиденды, уплаченные акционерам ПАО «Газпром нефть»		(36 346)	(46 755)
Дивиденды, уплаченные неконтролирующим акционерам		(2 676)	(3 372)
Приобретение неконтролирующих долей участия в дочерних предприятиях		-	(4 118)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности		82 193	10 573
Увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов за период		52 857	(70 254)
Влияние изменения обменного курса валют на денежные средства и их эквиваленты		8 174	32 344
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода		53 167	91 077
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода		114 198	53 167

1. Общие сведения

Описание деятельности

ПАО «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 публичным акционерным обществом в соответствии с законодательством Российской Федерации. Конечной контролирующей стороной Группы является ПАО «Газпром» (далее – «Газпром», которое находится под контролем Правительства Российской Федерации), владеющее 95,7% 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 2015 г., проанализированы по 1 марта 2016 г. включительно, т.е. до 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 неконтролирующей доли участия 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 нерезализованной прибыли, возникающие по операциям между ними. Нерезализованная 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. Нерезализованные убытки исключаются в том же порядке, что и нерезализованная прибыль, за исключением обесценения соответствующих активов.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе и 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, изменения в которой отражаются в составе прибыли или убытка) 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, 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 не котируемые на активном рынке финансовые активы, предусматривающие получение фиксированных или платежей, величина которых может быть определена. 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.

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

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.

Учет хеджирования

По производным финансовым инструментам, признанным инструментами хеджирования, Группа применяет учет хеджирования (форвардные валютные контракты и процентные свопы).

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. Неэффективная часть признается в составе прибыли или убытка. 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.

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.

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:

Группа нематериальных активов	Средний срок полезного использования
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.

Нефтегазовые активы

Активы, связанные с разведкой и оценкой

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

Активы, связанные с разведкой и оценкой, включают в себя:

- затраты на топографические, геологические и геофизические исследования, приобретение прав на указанные работы, которые напрямую связаны с разведочной деятельностью;
- 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.

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. После подтверждения экономической целесообразности добычи нефти и газа, капитализированные затраты относятся на новый объект учета.

Если запасы не были найдены, актив, связанный с разведкой, тестируется на обесценение. Если найдены извлекаемые запасы углеводородов, то требуется дополнительная оценка, что может повлечь за собой дополнительное бурение скважин. Если имеет место вероятность коммерческой целесообразности добычи, то затраты продолжают признаваться как нефтегазовый актив до тех пор, пока экономическая целесообразность добычи этих углеводородов не станет очевидной (с учетом сухих скважин). 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 или нематериальные активы, 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. 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, имеющим сходные экономические характеристики, представлены ниже:

Группа основных средств	Средний срок полезного использования
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.

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. В состав затрат по займам, подлежащих капитализации, также могут включаться курсовые разницы в том случае, если они рассматриваются как корректировка величины затрат по выплате процентов.

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.

Тестирование гудвила на предмет обесценения производится ежегодно, а также на более частой основе при выявлении признаков возможного обесценения. Суммы, ранее списанные на убыток от обесценения гудвила, не восстанавливаются в последующем периоде.

При наличии признаков возможного обесценения рассчитывается возмещаемая величина соответствующего актива. Для целей тестирования на предмет обесценения отдельные активы группируются в единицы, генерирующие денежные потоки (ЕГДП). ЕГДП представляет собой наименьшую группу активов, в рамках которой генерируется поток денежных средств, и этот поток по большей части не зависит от потока денежных средств, генерируемого другими активами или группами активов. Балансовая стоимость ЕГДП (включая гудвил) сравнивается с возмещаемой стоимостью. Возмещаемая стоимость ЕГДП и гудвила, отнесенного на эту ЕГДП, представляет собой наибольшую из двух величин: ее справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу и ценности от использования. Если возмещаемая величина ЕГДП, включая гудвил, меньше ее балансовой стоимости, признается убыток от обесценения.

Убыток от обесценения признается в составе прибыли и убытка.

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 некоторые компании Группы, включая материнскую компанию ПАО «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 данной 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.

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, основанным на стоимости акций, (SAR) 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 нефtezамещения

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 «АК «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 статьями, которые впоследствии могут быть реклассифицированы в прибыли и убытки за вычетом отложенного налога.

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.

Обесценение внеоборотных активов

В качестве примеров признаков возможного обесценения, которые подлежат анализу со стороны руководства Группы можно выделить: изменение бизнес-плана Группы; изменение цен на нефть и сырьевые товары, приводящее к устойчивому снижению финансово-экономических показателей деятельности Группы; низкая загрузка мощностей заводов; факты, свидетельствующие о физическом повреждении активов; для активов, связанных с добычей нефти и газа - пересмотр оценочных запасов нефти и газа в сторону их существенного уменьшения, существенное увеличение будущих затрат на разработку активов или затрат на вывод активов из эксплуатации. При выявлении любого из вышеперечисленных признаков Группа проводит расчет возмещаемой величины соответствующих активов (группы активов).

Долгосрочные бизнес-планы (модели), утвержденные Руководством Группы, являются основным источником информации для определения ценности от использования. Они содержат прогнозы объемов производства нефти и газа, объемов нефтепереработки, объемов продаж различных видов нефтепродуктов, информацию о доходах, расходах и капитальных затратах.

При подготовке прогнозов Руководство формирует основополагающие допущения о различных показателях рынка, таких как цены на нефть, доходность нефтепереработки, доходность нефтепродуктов, ставка инфляции. Допущения формируются на основании долгосрочных прогнозов научно-исследовательских организаций относительно динамики цен на нефть, макроэкономических факторов, таких как инфляция, и тенденций прошлых лет.

При расчете ценности от использования будущие 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.

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 и амортизации нефтегазовых активов 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.

Условные обязательства

По состоянию на дату выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности могут существовать определенные условия, которые в зависимости от возникновения или не возникновения 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. Применение новых стандартов МСФО

Изменения к МСФО (IAS) 19 – «Вознаграждение работникам» в части вкладов от работников или третьих лиц, формирующих пенсионные планы с установленными выплатами, вступили в силу, начиная с 1 июля 2014 года. Данное изменение не оказывает существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

5. Новые стандарты и разъяснения

Ряд новых стандартов, изменений к стандартам и разъяснениям, вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся после 1 января 2016 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» (выпущен в ноябре 2009 г., обновлены в октябре 2010 г., в ноябре 2013 г. и в июле 2014 г., применяются для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2018 г. или позднее). Основные положения данного стандарта следующие:

- Финансовые активы классифицируются по двум категориям: те, последующая оценка которых осуществляется по справедливой стоимости (либо через прибыль или убыток, либо через прочий совокупный доход) и те, последующая оценка которых осуществляется по амортизированной стоимости. Решение о классификации принимается в момент первоначального признания.
- Последующая оценка финансовых инструментов по амортизированной стоимости осуществляется только для долговых инструментов при единовременном 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 долевых инструментов осуществляется по справедливой стоимости. Долевые инструменты, удерживаемые для продажи, оцениваются по справедливой стоимости с изменениями, отражающимися в прибылях 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. Реклассификация изменений справедливой стоимости в состав прибыли или убытка не разрешается.

В настоящее время Группа оценивает влияние изменений на свою консолидированную финансовую отчетность.

МСФО (IFRS) 15 – «Выручка по договорам с покупателями» (выпущен в мае 2014 г., применяется для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2018 г. или позднее). Новый стандарт устанавливает основной принцип, в соответствии с которым выручка должна признаваться в момент передачи товаров либо оказания услуг покупателю, по договорной цене. Выручка от продажи товаров, сопровождаемых оказанием услуг, которые могут быть явно отделены, признается отдельно от выручки от оказания услуг, а также скидки и уступки от договорной цены распределяются на отдельные элементы выручки. В случаях, когда сумма оплаты меняется по какой-либо причине, выручка отражается в размере минимальных сумм, которые не подвержены существенному риску аннулирования. Расходы по обеспечению выполнения договоров с покупателями капитализируются и затем списываются в периоде, в котором получены выгоды от реализации контракта.

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

МСФО (IFRS) 16 - «Аренда» (выпущен в январе 2016 года и заменяет собой МСФО (IAS) 17 «Аренда», будет применяться для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 г. или позднее). Ранее применение данного стандарта возможно только в случае применения стандарта МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями». Основные положения данного стандарта следующие:

- МСФО 16 изменяет требования учета арендатора, определенные в МСФО (IAS) 17 и исключает классификацию аренды на финансовую и операционную. Вместо этого, представляет единую модель учета аренды, согласно которой требуется отражать следующее:
 - (а) все активы и обязательства, возникающие из аренды, со сроком более 12 месяцев, кроме тех, которые имеют несущественную величину;
 - (б) амортизацию арендуемых активов отдельно от финансовых расходов в отчете о прибылях и убытках.
- МСФО 16 не изменяет учет арендодателя, определенный в МСФО (IAS) 17.
- МСФО 16 не изменяет учет услуг, сопутствующих аренде.

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

Ожидается, что следующие стандарты и интерпретации, после вступления в силу, не окажут существенного влияния на финансовую отчетность Группы:

- Изменения в МСФО (IFRS) 11 – «Совместная деятельность» (выпущены в мае 2014 г., применяются для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2016 г. или позднее).
- Изменения в МСФО (IAS) 16 – «Основные средства» и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы» (выпущены в мае 2014 г., применяются для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2016 г. или позднее).
- Изменения к МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность» и МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия» (выпущены в сентябре 2014 года и декабре 2014 года и применяются для годовых периодов, начиная с 1 января 2016 года).
- Инициатива по изменениям, касающимся раскрытий в МСФО (IAS) 1 (выпущена в декабре 2014 года и применяются для годовых периодов, начиная с 1 января 2016 года).
- Изменения к «МСФО для малых и средних предприятий» (выпущены в мае 2015 года и применяются для годовых периодов, начиная с 1 января 2017 года).

Кроме изменений, описанных выше, новые стандарты и интерпретации не оказывают существенного влияния на Консолидированную финансовую отчетность Группы.

6. Приобретение дочерних обществ и неконтролирующих долей участия

Приобретение Газпром Ресурс Нортгаз

1 июля 2014 г. Группа приобрела 18,2% долю в ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» (холдинговая компания, которая владеет 50% долей Нортгаза) у Газпромбанка на сумму 8,6 млрд. руб. При этом Группа имеет существенное влияние на Нортгаз через присутствие в составе Совета директоров. В марте 2015 года Группа получила контроль над ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» в соответствии с заключенным договором управления и учредительными документами ООО «Газпром Ресурс Нортгаз», согласно которым Группа имеет большинство голосов, доля которых отличается от доли Группы в капитале общества. Сделка рассматривается как сделка, совершенная между компаниями под общим контролем (другой участник ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» является дочерним обществом ПАО «Газпром») и отражена по балансовой стоимости, применяемой предшественником. В результате этой операции отражена неконтролирующая доля участия в размере 12,6 млрд. рублей. Разница между долей Группы в чистых активах и первоначальной стоимостью инвестиции отражена как уменьшение добавочного капитала в размере 5,8 млрд. рублей.

Таблица содержит информацию ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» на дату приобретения контроля:

	По состоянию на 19 марта 2015 г.
Активы	
Денежные средства и их эквиваленты	2 229
Прочие оборотные активы	24
Займы выданные	8 476
Инвестиция в Нортгаз	4 730
Итого приобретенные активы	15 459
Обязательства	
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(2)
Итого принятые обязательства	(2)
Приобретенные чистые активы	15 457

7. Денежные средства и их эквиваленты

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. денежные средства и их эквиваленты представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Денежные средства в кассе	986	791
Остатки на текущих банковских счетах	39 937	41 106
Депозиты с первоначальным сроком погашения до трех месяцев	69 891	8 928
Прочие денежные эквиваленты	3 384	2 342
Итого денежные средства и их эквиваленты	114 198	53 167

8. Краткосрочные финансовые активы

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. краткосрочные финансовые активы представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	49 206	76 658
Краткосрочные займы выданные	15 802	2 184
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	149	2
Итого краткосрочные финансовые активы	65 157	78 844

Займы, выданные в течение 2015 г., включают займы, выданные совместному предприятию.

9. Торговая и прочая дебиторская задолженность

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. торговая и прочая дебиторская задолженность представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Торговая дебиторская задолженность	112 572	108 447
Прочая финансовая дебиторская задолженность	7 254	7 543
Минус: резерв под обесценение	(24 585)	(12 976)
Итого торговая и прочая дебиторская задолженность	95 241	103 014

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

10. Товарно-материальные запасы

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. товарно-материальные запасы представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Нефтепродукты и продукты нефтехимии	41 692	41 787
Сырье и материалы	38 782	34 422
Нефть и газ	16 947	22 619
Прочие запасы	8 497	7 243
Минус: резерв	(3 540)	(3 413)
Итого товарно-материальные запасы	102 378	102 658

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 нефtezамещения. Данные операции позволяют снизить расходы на транспортировку либо получить нефть иного качества. Общая сумма сделок купли-продажи по нефtezамещению, совершенных за год, закончившийся 31 декабря, представлена ниже:

	2015	2014
Операции нефtezамещения за период, закончившийся 31 декабря	92 949	41 450

11. Прочие оборотные активы

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. прочие оборотные активы представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Дебиторская задолженность по НДС	47 616	42 281
Авансы выданные	40 080	39 782
Предоплаченные таможенные пошлины	6 728	18 178
Расходы будущих периодов	999	594
Прочие активы	33 437	32 043
Минус: резерв под обесценение	(8 993)	(16 951)
Итого прочие оборотные активы	119 867	115 927

Значительная часть резерва под обесценение относится к прочим активам сербского дочернего предприятия.

12. Основные средства

Движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 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 2015 г.</i>	1 120 873	260 219	134 430	18 659	245 847	1 780 028
Поступление	12 641	1 016	-	-	311 871	325 528
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	-	-	24	283	47	354
Изменение в оценке обязательств по выводу из эксплуатации объектов основных средств	(214)	-	-	-	-	(214)
Капитализированные затраты по привлеченным кредитам и займам	-	-	-	-	14 558	14 558
Ввод в эксплуатацию	183 139	38 093	16 543	1 921	(239 696)	-
Внутреннее перемещение	(12 394)	(75)	(483)	(394)	11 893	(1 453)
Выбытие	(12 249)	(1 061)	(2 747)	(2 800)	(2 871)	(21 728)
Курсовые разницы	63 486	9 845	5 028	264	27 625	106 248
<i>По состоянию на 31 декабря 2015 г.</i>	1 355 282	308 037	152 795	17 933	369 274	2 203 321
Амортизация и обесценение						
<i>По состоянию на 1 января 2015 г.</i>	(383 053)	(68 395)	(32 593)	(2 187)	-	(486 228)
Амортизация за период	(70 978)	(11 032)	(10 552)	(1 256)	-	(93 818)
Обесценение	(15 582)	-	-	-	-	(15 582)
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	-	-	-	(143)	-	(143)
Внутреннее перемещение	222	(31)	1 114	148	-	1 453
Выбытие	8 246	199	1 600	62	-	10 107
Курсовые разницы	(28 143)	(2 202)	(1 009)	(103)	-	(31 457)
<i>По состоянию на 31 декабря 2015 г.</i>	(489 288)	(81 461)	(41 440)	(3 479)	-	(615 668)
Остаточная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2015 г.</i>	737 820	191 824	101 837	16 472	245 847	1 293 800
<i>По состоянию на 31 декабря 2015 г.</i>	865 994	226 576	111 355	14 454	369 274	1 587 653

Группа Газпром нефть
Примечания к консолидированной финансовой отчетности
За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.

	Добыча нефти и газа	Перера- ботка нефти	Маркетинг и сбыт	Прочие основ- ные средства	Незавершенное строительство	в млн. руб. Итого
Первоначальная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2014 г.</i>	789 524	214 682	101 943	13 154	136 945	1 256 248
Поступление	39 873	872	-	3 885	216 341	260 971
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса и увеличение доли в совместных операциях	84 001	-	1 823	25	22 658	108 507
Изменение в оценке обязательств по выводу из эксплуатации объектов основных средств	757	-	-	-	-	757
Капитализированные затраты по привлеченным кредитам и займам	-	-	-	-	10 598	10 598
Ввод в эксплуатацию	167 417	29 270	14 665	1 886	(213 238)	-
Внутреннее перемещение	(48 031)	(1 692)	(1 885)	(26)	51 000	(634)
Выбытие	(7 232)	(1 159)	(1 724)	(201)	(3 683)	(13 999)
Курсовые разницы	94 564	18 246	19 608	(64)	25 226	157 580
<i>По состоянию на 31 декабря 2014 г.</i>	1 120 873	260 219	134 430	18 659	245 847	1 780 028
Амортизация и обесценение						
<i>По состоянию на 1 января 2014 г.</i>	(281 165)	(56 211)	(21 829)	(1 500)	-	(360 705)
Амортизация за период	(63 360)	(9 208)	(8 866)	(735)	-	(82 169)
Обесценение	(4 116)	-	-	-	-	(4 116)
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса и увеличение доли в совместных операциях	(1 990)	-	-	-	-	(1 990)
Внутреннее перемещение	(88)	(370)	1 066	26	-	634
Выбытие	3 453	488	944	55	-	4 940
Курсовые разницы	(35 787)	(3 094)	(3 908)	(33)	-	(42 822)
<i>По состоянию на 31 декабря 2014 г.</i>	(383 053)	(68 395)	(32 593)	(2 187)	-	(486 228)
Остаточная стоимость						
<i>По состоянию на 1 января 2014 г.</i>	508 359	158 471	80 114	11 654	136 945	895 543
<i>По состоянию на 31 декабря 2014 г.</i>	737 820	191 824	101 837	16 472	245 847	1 293 800

В 2015 г. Группа изменила формат представления движения и балансов основных средств в отчетности: в соответствии с новой учетной политикой приобретение или строительство нефтегазовых активов отражается в составе поступлений незавершенного строительства; ввод в эксплуатацию нефтегазовых активов – в составе перемещений из незавершенного строительства в состав нефтегазовых активов. В соответствии с ранее использовавшейся учетной политикой данные движения классифицировались как поступления нефтегазовых активов.

Ставка, по которой расходы на оплату процентов по заемным средствам капитализируются в составе соответствующих расходов на приобретение основных средств, составила 11% за год, закончившийся 31 декабря 2015 г. (8,7% за год, закончившийся 31 декабря 2014 г.).

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

	2015	2014
По состоянию на 1 января	75 294	53 514
Поступление	26 032	35 361
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	-	24 495
Обесценение	(4 024)	(4 116)
Списание геологоразведочных расходов, не давших результата	(132)	(810)
Перевод в активы с доказанными запасами	(26 323)	(66 573)
Выбытие	(279)	(183)
Курсовые разницы	12 437	33 606
По состоянию на 31 декабря	83 005	75 294

В 2015 г. вследствие снижения мировых цен на нефть Группа провела тестирование на обесценение и признала убыток от обесценения в отношении активов сегмента разведки и добычи в Ираке и актива разведки и оценки в Российской Федерации в сумме 11,6 млрд. и 4,0 млрд. руб., соответственно.

Группа признала убыток от обесценения в сумме превышения балансовой стоимости активов над их возмещаемой величиной, составившей 85,4 млрд. руб. Убыток от обесценения актива разведки и оценки в Российской Федерации был признан вследствие низкой вероятности коммерческой целесообразности добычи.

Возмещаемая величина была рассчитана как приведенная стоимость чистых денежных потоков с использованием доступных прогнозов цен на нефть от ведущих аналитических агентств и объемов добычи, основанных на отчетах о запасах и утвержденных долгосрочных стратегических планах. Доналоговая ставка дисконтирования отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие рассматриваемым активам, и находится в промежутке от 10,3% до 14,4% (в реальном выражении) в зависимости от валюты денежных потоков.

13. Гудвил и прочие нематериальные активы

Информация об изменении гудвила и прочих нематериальных активов представлена ниже:

	Гудвил	Программное обеспечение	Права на землю	Прочие НМА	Итого НМА
Первоначальная стоимость					
По состоянию на 1 января 2015 г.	33 635	19 327	17 513	14 881	85 356
Поступление	-	3 529	-	1 881	5 410
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	-	-	-	-	-
Внутреннее перемещение	-	989	-	(711)	278
Выбытие	-	(767)	-	(830)	(1 597)
Курсовые разницы	2 902	1 165	69	230	4 366
По состоянию на 31 декабря 2015 г.	36 537	24 243	17 582	15 451	93 813
Амортизация и обесценение					
По состоянию на 1 января 2015 г.	(196)	(7 778)	(3 829)	(2 313)	(14 116)
Амортизация за период	-	(3 035)	(627)	(1 021)	(4 683)
Обесценение	-	-	-	-	-
Внутреннее перемещение	-	(309)	-	31	(278)
Выбытие	-	666	-	400	1 066
Курсовые разницы	(32)	(574)	(1)	(105)	(712)
По состоянию на 31 декабря 2015 г.	(228)	(11 030)	(4 457)	(3 008)	(18 723)
Остаточная стоимость					
По состоянию на 1 января 2015 г.	33 439	11 549	13 684	12 568	71 240
По состоянию на 31 декабря 2015 г.	36 309	13 213	13 125	12 443	75 090

	Гудвил	Программное обеспечение	Права на землю	Прочие НМА	в млн. руб. Итого НМА
Первоначальная стоимость					
<i>По состоянию на 1 января 2014 г.</i>	27 972	14 617	17 108	5 700	65 397
Поступление	44	3 736	346	1 695	5 821
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	311	13	-	7 267	7 591
Внутреннее перемещение	72	(185)	25	90	2
Выбытие	-	(579)	-	(397)	(976)
Курсовые разницы	5 236	1 725	34	526	7 521
<i>По состоянию на 31 декабря 2014 г.</i>	33 635	19 327	17 513	14 881	85 356
Амортизация и обесценение					
<i>По состоянию на 1 января 2014 г.</i>	-	(5 382)	(3 143)	(1 486)	(10 011)
Амортизация за период	-	(2 002)	(685)	(790)	(3 477)
Обесценение	(188)	-	-	-	(188)
Внутреннее перемещение	-	(41)	-	39	(2)
Выбытие	-	282	-	165	447
Курсовые разницы	(8)	(635)	(1)	(241)	(885)
<i>По состоянию на 31 декабря 2014 г.</i>	(196)	(7 778)	(3 829)	(2 313)	(14 116)
Остаточная стоимость					
<i>По состоянию на 1 января 2014 г.</i>	27 972	9 235	13 965	4 214	55 386
<i>По состоянию на 31 декабря 2014 г.</i>	33 439	11 549	13 684	12 568	71 240

Гудвил, приобретенный в результате операций по приобретению бизнеса, был распределен на сегмент разведки и добычи (NIS и Томскнефть) и сегмент переработки, маркетинга и сбыта (Газпромнефть-МНПЗ) соответствующих ЕГДП в сумме 29,2 млрд. руб. и 7,1 млрд. руб. на 31 декабря 2015 г. (на 31 декабря 2014 г. 26,5 млрд. руб. и 6,9 млрд. руб. соответственно). Гудвил был протестирован на предмет обесценения, и обесценение гудвила не было выявлено.

14. Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. балансовая стоимость инвестиций в ассоциированные и совместные предприятия составляет:

		Процент владения	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Славнефть	совместное предприятие	49,9%	83 301	74 177
СеверЭнергия	совместное предприятие	46,7%	72 128	60 215
Нортгаз	совместное предприятие	50,0%	8 196	8 878
Прочие			5 986	7 457
Итого инвестиции			169 611	150 727

Основной регион, в котором ведут деятельность существенные совместные и ассоциированные предприятия Группы, раскрытые выше, - Российская Федерация. Сравнение балансовой стоимости инвестиций в ассоциированные и совместные предприятия по состоянию на начало и на конец отчетного периода представлено ниже:

	2015	2014
Балансовая стоимость на 1 января	150 727	120 358
Доля в прибыли / (убытке) ассоциированных и совместных предприятий	24 956	(6 306)
Дивиденды объявленные	(2 862)	(7 453)
Доля в прочем совокупном доходе совместных предприятий и ассоциированных компаний	141	-
Увеличение инвестиций в ассоциированные и совместные предприятия	-	44 526
Прочие изменения в стоимости ассоциированных и совместных предприятий	(3 351)	(398)
Балансовая стоимость на 31 декабря	169 611	150 727

Общая сумма дивидендов, полученных от совместных предприятий в 2015 г., составила 2 415 млн. руб. (2014 г.: 7 453 млн. руб.). Группа не получала дивидендов от ассоциированных предприятий в 2015 г. и в 2014 г.

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 ОАО «НК «Роснефть».

ООО «СеверЭнергия»

Инвестиция Группы в ООО «СеверЭнергия» (СеверЭнергия) осуществляется через ООО «Ямал Развитие» (Ямал Развитие, предприятие под совместным контролем Группы и ОАО «Новатэк»). СеверЭнергия через свое дочернее общество ОАО «Арктикгаз» (Арктикгаз) занимается разработкой нефтегазоконденсатных месторождений Самбургское, Уренгойское и Яро-Яхинское, а также нескольких менее крупных нефтегазоконденсатных месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации.

Группа и Новатэк договорились провести ряд операций, которые, в конечном итоге, приведут к упрощению структуры владения и паритетному распределению долей в СеверЭнергии. Группа предоставила Ямал Развитию несколько долгосрочных займов, за счет которых Ямал Развитие финансировало сделку по приобретению 20% доли Arctic Russia B.V. на сумму 34,9 млрд. руб.. По завершении реструктуризации совместного предприятия данные займы станут вкладом Группы в капитал Ямал Развития. В июле 2015 г. Группой и Новатэк было принято решение по увеличению уставного капитала Ямал Развитие посредством частичной конвертации долгосрочных займов и передачи 6.4% акций Arctic Russia B.V. В августе 2015 г. Группа внесла вклад в уставный капитал Ямал Развития посредством частичной конвертации долгосрочных займов. В результате эффективная доля Группы выросла с 45,1% до 46,7%.

Балансовая стоимость инвестиций Группы на 18,3 млрд. руб. превышает долю Группы в нижеуказанных чистых активах СеверЭнергии по состоянию на 31 декабря 2015 г. вследствие сложной структуры владения, текущей схемы финансирования и гудвила, возникшего при приобретении (19,8 млрд. руб. на 31 декабря 2014 г.).

ЗАО «Нортгаз»

Инвестиция Группы в ЗАО «Нортгаз» (Нортгаз) осуществляется через ООО «Газпром Ресурс Нортгаз», которое владеет 50% долей в Нортгазе. Нортгаз занимается разработкой газовых месторождений и производством продуктов газопереработки. После получения Группой контроля над ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» (примечание 6) эффективная доля Группы в Нортгазе выросла до 50% (9,1% на 31 декабря 2014 г.).

Ниже представлена финансовая информация существенных совместных предприятий по состоянию на 31 декабря 2015 г., 31 декабря 2014 г. и за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г.

	Славнефть		СеверЭнергия		Нортгаз	
	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Денежные средств и их эквиваленты	8 078	13 709	13 875	698	2 160	4 000
Прочие оборотные активы	15 830	17 568	13 941	9 413	3 131	11 811
Внеоборотные активы	288 077	269 667	363 513	369 502	49 695	49 474
Краткосрочные финансовые обязательства	(49 748)	(68 967)	(31 762)	(112 478)	(6 110)	(5 906)
Прочие краткосрочные обязательства	(18 294)	(20 109)	(9 309)	(2 289)	(2 001)	(3 702)
Долгосрочные финансовые обязательства	(54 562)	(46 592)	(185 376)	(126 172)	(24 841)	(34 550)
Прочие долгосрочные обязательства	(30 034)	(24 973)	(49 297)	(49 065)	(3 645)	(2 122)
Чистые активы	159 347	140 303	115 585	89 609	18 389	19 005

	Год, закончив- шийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончив- шийся 31 декабря 2014 г.	Год, закончив- шийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончив- шийся 31 декабря 2014 г.	Год, закончив- шийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончив- шийся 31 декабря 2014 г.
Выручка	224 224	197 453	125 450	32 110	28 888	13 750
Износ, истощение и амортизация	(32 169)	(30 637)	(20 786)	(5 966)	(2 328)	(3 656)
Финансовые доходы	2 074	1 472	2 354	75	1 151	452
Финансовые расходы	(5 279)	(1 530)	(36 041)	(14 263)	(5 275)	(929)
Итого (расходы) / доходы по налогу на прибыль	(6 486)	1 999	(3 570)	1 152	(2 004)	(854)
Прибыль / (убыток) за период	19 566	(10 282)	20 991	(4 341)	8 008	3 338
Итого совокупный (убыток) / доход	19 054	(9 876)	20 991	(4 341)	8 008	3 338

Долгосрочные и краткосрочные обязательства СеверЭнергии включают 146 млрд. руб. обязательств в пользу Группы и российских банков на 31 декабря 2015 г. (130 млрд. руб. на 31 декабря 2014). Прочее изменение чистых активов СеверЭнергии связано с оценкой активов по справедливой стоимости в результате приобретения дополнительной доли в 2015 году.

Представленная информация по Нортгазу по состоянию на 31 декабря 2014 включает активы и обязательства ООО «Газпром Ресурс Нортгаз».

Прочие

Агрегированная балансовая стоимость остальных, незначительных в отдельности, совместных и ассоциированных предприятий, а также доля Группы в прибыли или убытке и прочем совокупном доходе таких ассоциированных и совместных предприятий составляют несущественную величину.

15. Совместные операции

Согласно МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность» 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).

16. Долгосрочные финансовые активы

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. долгосрочные финансовые активы представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Долгосрочные займы выданные	41 047	28 229
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	11 534	10 266
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	3	112
Минус: резерв под обесценение	(1 700)	(976)
Итого долгосрочные финансовые активы	50 884	37 631

17. 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 2015 г.			
Основные средства	11 775	(93 593)	(81 818)
Нематериальные активы	6	(3 887)	(3 881)
Инвестиции	732	(630)	102
Товарно-материальные запасы	747	(997)	(250)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	611	(27)	584
Кредиты и займы	-	(1 066)	(1 066)
Резервы	5 498	(29)	5 469
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	32 896	-	32 896
Прочее	2 897	(1 586)	1 311
Сворачивание	(33 063)	33 063	-
Налоговые активы / (обязательства)	22 099	(68 752)	(46 653)
По состоянию на 31 декабря 2014 г.			
Основные средства	8 612	(72 655)	(64 043)
Нематериальные активы	7	(4 144)	(4 137)
Инвестиции	2 220	(505)	1 715
Товарно-материальные запасы	342	(858)	(516)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	428	(98)	330
Кредиты и займы	-	(1 132)	(1 132)
Резервы	3 029	(40)	2 989
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	13 958	-	13 958
Прочее	2 864	(1 600)	1 264
Налоговые активы / (обязательства)	31 460	(81 032)	(49 572)

Ниже показано движение временных разниц в течение отчетного года:

	По состоянию на 1 января 2015 г.	Признание в прибыли / убытке	Признание в прочем совокупном доходе	Приобретение / Выбытие	По состоянию на 31 декабря 2015 г.
Основные средства	(64,043)	(14,552)	(3,346)	123	(81,818)
Нематериальные активы	(4,137)	256	-	-	(3,881)
Инвестиции	1,715	1,132	(2,745)	-	102
Товарно-материальные запасы	(516)	266	-	-	(250)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	330	183	71	-	584
Кредиты и займы	(1,132)	66	-	-	(1,066)
Резервы	2,989	2,368	28	84	5,469
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	13,958	19,088	(150)	-	32,896
Прочее	1,264	(33)	82	(2)	1,311
	(49,572)	8,774	(6,060)	205	(46,653)

	По состоянию на 1 января 2014 г.	Признание в прибыли / убытке	Признание в прочем совокупном доходе	Приобретение / Выбытие	По состоянию на 31 декабря 2014 г.
Основные средства	(48 614)	(9 774)	(4 785)	(870)	(64 043)
Нематериальные активы	(2 875)	191	-	(1 453)	(4 137)
Инвестиции	1 358	195	162	-	1 715
Товарно-материальные запасы	(433)	(83)	-	-	(516)
Торговая и прочая дебиторская задолженность	286	(86)	130	-	330
Кредиты и займы	(545)	(490)	(97)	-	(1 132)
Резервы	2 911	38	40	-	2 989
Налоговые убытки, перенесенные на будущее	6 062	7 821	71	4	13 958
Прочее	629	492	149	(6)	1 264
	(41 221)	(1 696)	(4 330)	(2 325)	(49 572)

18. Прочие внеоборотные активы

Прочие внеоборотные активы, главным образом, состоят из авансов, выданных на капитальные вложения (55,2 млрд. руб. и 38,4 млрд. руб. по состоянию на 31 декабря 2015 г. и 31 декабря 2014 г. соответственно).

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

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. краткосрочные кредиты и займы Группы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Банковские кредиты	24 193	4 875
Прочие займы	1 731	14 251
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	121 395	41 995
Итого краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	147 319	61 121

Краткосрочные банковские кредиты и прочие займы включают сумму процентов к уплате по краткосрочным кредитам и займам. Текущая часть долгосрочных кредитов и займов включает сумму процентов к уплате по долгосрочным кредитам и займам.

В январе 2015 г. Группа получила 300 млн. долларов США (16,9 млрд. руб.) в рамках возобновляемой кредитной линии по соглашению о предоставлении синдицированного кредита с рядом банков со сроком погашения через шесть месяцев и процентной ставкой LIBOR+1% годовых. В июле и декабре 2015 г. Группа рефинансировала кредит в сумме 300 млн. долларов США в рамках возобновляемой кредитной линии по соглашению о предоставлении синдицированного кредита с рядом банков со сроком погашения 30 июня 2016 г. и процентной ставкой LIBOR+1% годовых.

22 марта 2015 г. компании группы ОАО «НК «Роснефть» заключили мировое соглашение с компаниями группы ЮКОС (далее по тексту – соглашение). По данному соглашению стороны отказались от всех взаимных претензий и прекратили все существующие судебные споры, связанные с банкротством и ликвидацией ОАО «НК «ЮКОС». Соглашение не предусматривает денежных или иных выплат со стороны компании группы ОАО «НК «Роснефть». В результате чего компании группы ЮКОС отказались от всех требований к ОАО «Томскнефть» ВНК. В результате исполнения данного соглашения (апрель 2015 года) Группа списала в своей доле соответствующее обязательство ОАО «Томскнефть» ВНК на сумму 16,1 млрд. руб. Результат от списания отражен в составе прочих расходов в консолидированном отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

20. Торговая и прочая кредиторская задолженность

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. кредиторская задолженность представлена следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Торговая кредиторская задолженность	76 372	65 624
Кредиторская задолженность по дивидендам	2 659	2 509
Прочая кредиторская задолженность	2 254	5 762
Форвардные контракты - хеджирование денежных потоков	23 545	9 922
Итого торговая и прочая кредиторская задолженность	104 830	83 817

21. Прочие краткосрочные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. прочие краткосрочные обязательства представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Авансы полученные	23 008	28 863
Задолженность перед персоналом	2 864	2 180
Прочие	6 998	9 878
Итого прочие краткосрочные обязательства	32 870	40 921

22. Прочие налоги к уплате

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. прочие налоги к уплате представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Налог на добавленную стоимость	17 578	12 933
Налог на добычу полезных ископаемых	14 898	16 270
Акциз	6 738	9 276
Налог на имущество	2 329	2 389
Взносы по социальному страхованию	4 275	3 110
Прочие налоги	3 193	1 810
Итого прочие налоги к уплате	49 011	45 788

Налоги, за исключением налога на прибыль, за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г., представлены ниже:

	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	256 477	236 027
Акциз	68 358	84 184
Взносы по социальному страхованию	15 599	11 886
Налог на имущество	9 529	9 477
Прочие налоги	3 182	2 002
Итого налоги, за исключением налога на прибыль	353 145	343 576

23. Резервы предстоящих расходов и платежей

Движение резервов предстоящих расходов и платежей за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г. представлены ниже:

	Резерв по выводу из эксплуатации объектов основных средств	Прочие	Итого резервы
По состоянию на 1 января 2014 г.	20 773	15 266	36 039
<i>Краткосрочная часть</i>	33	10 125	10 158
<i>Долгосрочная часть</i>	20 740	5 141	25 881
Новые обязательства	1 596	657	2 253
Поступление в результате сделок по объединению бизнеса	-	420	420
Списание за счет резерва	(1 963)	(778)	(2 741)
Изменение оценок	(839)	3 260	2 421
Амортизация дисконта	1 422	-	1 422
Курсовые разницы	2 467	2 159	4 626
По состоянию на 31 декабря 2014 г.	23 456	20 984	44 440
<i>Краткосрочная часть</i>	168	18 396	18 564
<i>Долгосрочная часть</i>	23 288	2 588	25 876
Новые обязательства	2 085	8 634	10 719
Списание за счет резерва	(123)	(11 557)	(11 680)
Изменение оценок	(2 939)	-	(2 939)
Амортизация дисконта	2 172	-	2 172
Курсовые разницы	1 446	845	2 291
По состоянию на 31 декабря 2015 г.	26 097	18 906	45 003
<i>Краткосрочная часть</i>	121	13 817	13 938
<i>Долгосрочная часть</i>	25 976	5 089	31 065

24. Долгосрочные кредиты и займы

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. долгосрочные кредиты и займы представлены следующим образом:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Банковские кредиты	451 887	258 087
Облигации	51 748	61 609
Сертификат участия в займе	280 193	221 107
Прочие займы	8 346	3 498
Минус: текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(121 395)	(41 995)
Итого долгосрочные кредиты и займы	670 779	502 306

Банковские кредиты

В мае 2011 г. Группа привлекла 870 млн. долларов США по соглашению с синдикатом международных банков о привлечении синдицированного кредита (агент по обслуживанию кредита – SMBC) с процентной ставкой LIBOR+1,5% годовых и окончательным сроком погашения в сентябре 2016 г. По состоянию на 31 декабря 2015 г. непогашенная сумма кредита составляет 25,5 млрд. руб.

В июле 2012 г. Группа привлекла 258 млн. евро по соглашению с группой международных банков о привлечении кредитной линии под гарантию экспортного кредитного агентства (агент по обслуживанию кредита – HSBC) с процентной ставкой EURIBOR+1,45% годовых и окончательным сроком погашения в декабре 2022 г. По состоянию на 31 декабря 2015 г. непогашенная сумма кредита составляет 14,4 млрд. руб.

В апреле 2013 г. Группа привлекла 700 млн. долларов США по соглашению с группой международных банков о привлечении синдицированного кредита (агент по обслуживанию кредита – Commerzbank) с процентной ставкой LIBOR+1,75% годовых и окончательным сроком погашения в октябре 2018 г. По состоянию на 31 декабря 2015 г. непогашенная сумма кредита составляет 43,7 млрд. руб.

В ноябре 2013 г. Группа получила 2 150 млн. долларов США по соглашению с группой международных банков о привлечении синдицированного кредита (агент по обслуживанию кредита – Mizuho) с процентной ставкой LIBOR+1,50% годовых и окончательным сроком погашения в марте 2019 г. По состоянию на 31 декабря 2015 г. непогашенная сумма кредита составляет 156,8 млрд. руб.

В сентябре 2014 г. Группа подписала соглашение о предоставлении долгосрочного кредита с ПАО «Россельхозбанк» на сумму 30 млрд. руб. с процентной ставкой 11,9% и окончательным сроком погашения в сентябре 2019 г. По состоянию на 31 декабря 2015 г. непогашенная сумма кредита составляет 30 млрд. руб.

В сентябре 2014 г. Группа подписала соглашения о предоставлении долгосрочных кредитов с ПАО «Сбербанк» на сумму 35 млрд. руб. с окончательным сроком погашения в сентябре 2019 г. По состоянию на 31 декабря 2015 г. процентная ставка находится в диапазоне от 13,48% до 13,58% годовых и непогашенная сумма кредита составляет 35 млрд.руб.

В марте 2015 г. Группа подписала соглашения о предоставлении долгосрочной кредитной линии на сумму 350 млн. долл. США с одним из российских частных банков со сроком погашения в сентябре 2020 г. На 31 декабря 2015 г. процентная ставка равна LIBOR+5% годовых и непогашенная сумма по соглашению составляет 350 млн. долларов США (25,5 млрд. руб.).

В первой половине 2015 г. Группа подписала несколько соглашений о предоставлении долгосрочных кредитных линий с окончательным сроком погашения в январе 2018 г. По состоянию на 31 декабря 2015 г. непогашенная сумма по данным соглашениям составляет 72,9 млрд. руб.

В августе 2015 г. Группа подписала соглашение о предоставлении долгосрочного кредита на сумму 13,9 млрд. руб. с ПАО «Сбербанк». Процентная ставка определяется как процентная ставка, устанавливаемая Центральным банком Российской Федерации при предоставлении Центральным Банком Российской Федерации ПАО «Сбербанк» кредитных средств в целях рефинансирования кредита по данному соглашению в соответствии с Программой поддержки инвестиционных проектов плюс 2,5% годовых; ставка фиксируется на три года. Срок погашения по кредиту – август 2025 г. В ноябре и декабре 2015 г. Группа получила кредит на сумму 7,2 млрд. руб. по данному соглашению.

Кредитные соглашения содержат специальное условие, в соответствии с которым вводятся определенные ограничения к значению «Отношение консолидированной задолженности по кредитам и займам к консолидированной EBITDA». Группа соблюдала указанное требование по состоянию на 31 декабря 2015 г.

Облигации

В феврале 2012 г. Группа разместила десятилетние рублевые облигации (11 серий) с общей номинальной стоимостью 10 млрд. руб. В феврале 2015 г. был реализован опцион на продажу и осуществлен выкуп облигаций в сумме 9,6 млрд. руб.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. непогашенная сумма рублевых облигаций (серии 4, 8, 9, 10, 11, 12) составляет 51,7 млрд. руб. Ставка купона находится в диапазоне от 8,2% до 12% годовых и облигации подлежат погашению в 2016-2018 гг.

Сертификаты участия в займе

В 2012 г. и 2013 г. Группа получила 3 000 млн. долларов США и 750 млн. евро по сертификату участия в займе на десятилетний срок и пятилетний срок соответственно. По состоянию на 31 декабря 2015 г. непогашенная сумма по данному сертификату составляет 280,2 млрд. руб.

25. Прочие долгосрочные финансовые обязательства

По состоянию на 31 декабря 2015 г. прочие долгосрочные финансовые обязательства, главным образом, включают отложенное вознаграждение, подлежащее уплате в пользу ПАО «Газпром», в сумме 60,6 млрд. руб. (по состоянию на 31 декабря 2014 г. 53,7 млрд. руб.) и обязательства по форвардным контрактам, связанные с хеджированием денежных потоков, в сумме 52,7 млрд. руб. (по состоянию на 31 декабря 2014 г. 48,4 млрд. руб.). Дисконтированное обязательство является беспроцентным и его погашение зависит от будущих поступлений денежных средств от проекта Приразломное (предварительно будет погашено до 2020 года).

26. Уставный капитал и собственные акции, выкупленные у акционеров

Уставный капитал по состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. включает:

	Обыкновенные акции		Собственные акции, выкупленные у акционеров	
	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Количество акций (млн.)	4 741	4 741	23	23
Утверждено акций к выпуску (млн.)	4 741	4 741	23	23
Номинальная стоимость (руб. за 1 акцию)	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016
Выпущено и полностью оплачено по состоянию на 31 декабря (млн. руб.)	8	8	(1 170)	(1 170)

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

30 сентября 2015 г. общее собрание акционеров ПАО «Газпром нефть» утвердило распределение промежуточных дивидендов по обыкновенным акциям за 6 месяцев, окончившихся 30 июня 2015 г., в размере 5,92 руб. на акцию.

5 июня 2015 г. годовое общее собрание акционеров ПАО «Газпром нефть» утвердило распределение дивидендов по обыкновенным акциям за 2014 г. в размере 6,47 руб. на акцию.

30 сентября 2014 г. общее собрание акционеров ПАО «Газпром нефть» утвердило распределение промежуточных дивидендов по обыкновенным акциям за 6 месяцев, окончившихся 30 июня 2014 г. в размере 4,62 руб. на акцию.

6 июня 2014 г. годовое общее собрание акционеров ПАО «Газпром нефть» утвердило распределение дивидендов по обыкновенным акциям за 2013 г. в размере 9,38 руб.

27. Расходы на персонал

Расходы на персонал за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг. включают:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Оплата труда	71 288	56 006
Выплаты сотрудникам, основанные на стоимости акций (SAR)	657	594
Прочие расходы	5 103	3 655
Итого расходы на персонал	77 048	60 255
Взносы на социальное страхование (социальные налоги)	15 593	11 886
Итого расходы на персонал (включая социальные налоги)	92 641	72 141

28. Прочие убытки, нетто

Прочие убытки за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 гг. включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Списание кредиторской задолженности	16 107	-
Обесценение активов	(15 582)	(4 116)
Списание активов	(7 772)	-
Резервы (судебные дела, восстановление окружающей среды и т.д.)	1 041	(1 460)
Штрафные санкции	4	(1 826)
Прочие расходы, нетто	(7 886)	(1 069)
Итого прочие убытки, нетто	(14 088)	(8 471)

29. Убыток от курсовых разниц, нетто

Убыток от курсовых разниц, нетто за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г., включает:

	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Убыток от курсовых разниц, полученных от финансовой деятельности, нетто, в том числе:	(111 816)	(122 299)
прибыль от курсовых разниц	53 989	74 755
убыток от курсовых разниц	(165 805)	(197 054)
Прибыль от курсовых разниц, полученных от операционной деятельности, нетто	43 906	70 034
Убыток от курсовых разниц, нетто	(67 910)	(52 265)

Капитализированные затраты по кредитам и займам включают проценты по кредитам и займам и убыток от курсовых разниц, возникший по кредитам и займам, полученным в иностранной валюте. За год, закончившийся 31 декабря 2015 г., убыток от курсовых разниц включен в состав затрат по займам в размере 5,9 млрд. руб. (4,8 млрд. руб. за год, закончившийся 31 декабря 2014 г.).

30. Финансовые доходы

Финансовые доходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г., включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Процентный доход по выданным займам	7 383	3 170
Процентный доход от размещения депозитов в банках	5 076	2 346
Прочие финансовые доходы	2 273	1 559
Итого финансовые доходы	14 732	7 075

31. Финансовые расходы

Финансовые расходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г., включают:

	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Процентные расходы	40 411	19 220
Резерв по выводу из эксплуатации объектов основных средств:		
амортизация дисконта	2 172	1 863
Минус: капитализированные проценты	(8 640)	(5 804)
Финансовые расходы	33 943	15 279

32. Расходы по налогу на прибыль

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

	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.		Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.	
	млн. руб.	%	млн. руб.	%
Итого расходы по налогу на прибыль	34 943	23,1	18 144	12,5
Прибыль до налогообложения за минусом доли в прибыли до налогообложения ассоциированных и совместных предприятий	120 494		152 176	
Прибыль до налогообложения ассоциированных и совместных предприятий	30 645		(7 267)	
Прибыль до налогообложения	151 139		144 909	
Условный налог по российской ставке (20%)	30 228	20,0	28 982	20,0
Эффект от разницы в налоговых ставках по иностранному законодательству	3 892	2,6	(659)	(0,5)
Разница в налоговой ставке по российским предприятиям	(2 983)	(2,0)	(1 894)	(1,3)
Доходы и расходы, не учитываемые при налогообложении	3 517	2,3	(3 034)	(2,1)
Корректировки за предыдущие периоды	2 803	1,9	(2 146)	(1,5)
Изменение налоговой ставки	-	-	(73)	(0,1)
Прибыль / убыток от курсовых разниц	(2 514)	(1,7)	(3 032)	(2,1)
Итого расходы по налогу на прибыль	34 943	23,1	18 144	12,5

Сверка эффективной ставки по налогу на прибыль:

	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Расходы по текущему налогу на прибыль		
Текущий год	34 057	15 879
Корректировки за предыдущие годы	3 969	1 639
	38 026	17 518
Расход по отложенному налогу на прибыль		
Возникновение и восстановление временных разниц	(8 774)	1 769
Изменение налоговой ставки	-	(73)
	(8 774)	1 696
Итого расходы по налогу на прибыль	29 252	19 214
Доля в расходах по налогу на прибыль ассоциированных и совместных предприятий	5 691	(1 070)
Расход по налогу на прибыль, включая долю в расходах по налогу на прибыль ассоциированных и совместных предприятий	34 943	18 144

33. 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 2015 г.					
Форвардные контракты					
Обязательства	(76 258)	(22 609)	(935)	(49 280)	(3 434)
Итого	(76 258)	(22 609)	(935)	(49 280)	(3 434)
По состоянию на 31 декабря 2014 г.					
Форвардные контракты					
Обязательства	(58 312)	(8 576)	(1 345)	(28 433)	(19 958)
Итого	(58 312)	(8 576)	(1 345)	(28 433)	(19 958)

По состоянию на 31 декабря 2015 г. и 2014 г. Группа имеет форвардные контракты условной стоимостью 1 237 млн. долларов США и 1 642 млн. долларов США соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2015 г., 13 044 млн. руб. переклассифицировано из состава капитала в расход в отчете о прибылях и убытках (за год, закончившийся 31 декабря 2014 г., 827 млн. руб.).

Влияние курсовых разниц по инструментам хеджирования денежных потоков в составе прочего совокупного дохода отражено ниже:

	2015			2014		
	До налого- обложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль	До налого- обложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль
Признано в составе прочего совокупного (расхода) / дохода на начало периода	(58 312)	1 885	(56 427)	(2 885)	1 723	(1 162)
Возникло курсовых разниц по инструментам хеджирования денежных потоков за период	(30 990)	5 819	(25 171)	(54 600)	142	(54 458)
Перенесено в финансовый результат от курсовых разниц в составе прибылей и убытков	13 044	(1 382)	11 662	(827)	20	(807)
Корректировки за предыдущие периоды	-	4 176	4 176	-	-	-
Итого признано в составе прочего совокупного дохода / (расхода) за период	(17 946)	8 613	(9 333)	(55 427)	162	(55 265)
Признано в составе прочего совокупного (расхода) / дохода на конец периода	(76 258)	10 498	(65 760)	(58 312)	1 885	(56 427)

Ниже представлен прогноз реклассификации накопленных убытков от переоценки инструментов хеджирования, признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибылей и убытков по состоянию на 31 декабря 2015 г.:

Год	2016	2017	2018	2022	Итого
Итого за вычетом налога на прибыль	(20 222)	(14 693)	(27 770)	(3 076)	(65 761)

В качестве справедливой стоимости Группа использует оценку независимых финансовых институтов. Результаты оценки анализируются менеджментом на регулярной основе. За отчетный период существенных неэффективных договоров нет.

34. 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 активов и обязательств, которые выражены в иностранной валюте: текущая структура выручки и обязательств действует как механизм хеджирования, где разнонаправленные денежные потоки компенсируют друг друга. Группа применяет учет с использованием метода хеджирования в отношении указанных денежных потоков, выраженных в иностранной валюте, для предотвращения нестабильности показателей прибыли и убытка. Группа применяет учет с использованием метода хеджирования в основном для операций по привлечению финансирования.

В таблице ниже представлена текущая стоимость финансовых инструментов Группы по валютам.

По состоянию на 31 декабря 2015 г.

	Российский рубль	Доллар США	Евро	Сербский динар	Прочие валюты
Финансовые активы					
<i>Оборотные</i>					
Денежные средства и их эквиваленты	22 142	81 112	2 514	6 271	2 159
Банковские депозиты	1 956	45 959	636	-	655
Займы выданные	15 728	-	74	-	-
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	37 553	35 464	6 063	14 716	1 445
<i>Внеоборотные</i>					
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	1 184	-	7 684	-	-
Займы выданные	33 983	6 959	91	-	-
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	-	3	-	-	-
Финансовые активы, предназначенные для продажи	9 748	-	-	99	-
Финансовые обязательства	-	-	-	-	-
<i>Краткосрочные</i>					
Краткосрочные кредиты и займы	(23 774)	(117 713)	(5 813)	-	(19)
Торговая и прочая финансовая кредиторская задолженность	(57 946)	(9 046)	(4 133)	(8 076)	(2 084)
Форвардные контракты	-	(23 545)	-	-	-
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные кредиты и займы	(107 072)	(479 958)	(83 255)	(1)	(493)
Форвардные контракты	-	(52 713)	-	-	-
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	(62 654)	(7)	-	-	-
Чистая сумма риска	(129 152)	(513 485)	(76 139)	13 009	1 663

По состоянию на 31 декабря 2014 г.

	Российский рубль	Доллар США	Евро	Сербский динар	Прочие валюты
Финансовые активы					
<i>Оборотные</i>					
Денежные средства и их эквиваленты	17 543	21 780	4 661	2 058	7 125
Банковские депозиты	630	66 558	1 146	-	8 324
Займы выданные	2 162	22	-	-	-
Форвардные контракты	-	-	-	-	-
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	39 287	33 673	1 988	26 789	1 277
<i>Внеоборотные</i>					
Торговая и прочая финансовая дебиторская задолженность	265	-	-	-	-
Займы выданные	25 680	2 544	5	-	-
Форвардные контракты	-	-	-	-	-
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	-	109	-	-	-
Финансовые активы, предназначенные для продажи	9 276	-	-	14	-
Финансовые обязательства					
<i>Краткосрочные</i>					
Краткосрочные кредиты и займы	(25 918)	(30 211)	(4 980)	-	(12)
Торговая и прочая финансовая кредиторская задолженность	(46 170)	(17 195)	(1 442)	(7 198)	(1 891)
Форвардные контракты	-	(9 921)	-	-	-
<i>Долгосрочные</i>					
Долгосрочные кредиты и займы	(69 858)	(365 559)	(66 613)	(1)	(275)
Форвардные контракты	-	(48 391)	-	-	-
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	(57 553)	-	-	-	-
Чистая сумма риска	(104 656)	(346 591)	(65 235)	21 662	14 548

Применялись следующие обменные курсы основных валют:

	Курс на отчетную дату	
	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Доллар США 1	72,88	56,26
Евро 1	79,70	68,34
Сербский динар 1	0,66	0,57

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 или убыток, которые будут получены при изменении обменного курса на конец отчетного периода при условии, что состав инвестиций и прочие переменные останутся неизменными на отчетные даты:

	Снижение курса рубля	
	Капитал	Прибыль или убыток
31 декабря 2015 г.		
Доллар / рубль (повышение курса на 30%)	(19 357)	(135 791)
Евро / рубль (повышение курса на 30%)	(3)	(22 923)
Сербский динар / рубль (повышение курса на 30%)	(19 891)	(2)
31 декабря 2014 г.		
Доллар / рубль (повышение курса на 70%)	(24 159)	(225 022)
Евро / рубль (повышение курса на 70%)	149	(46 606)
Сербский динар / рубль (повышение курса на 70%)	61 837	-

Снижение курса 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 процентных ставок 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 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Инструменты с фиксированной ставкой		
Финансовые активы	220 239	160 238
Финансовые обязательства	(474 639)	(319 395)
	(254 400)	(159 157)
Инструменты с переменной ставкой		
Финансовые обязательства	(343 459)	(244 032)
	(343 459)	(244 032)

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 бы по состоянию на отчетные даты 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 2015 г.	
Увеличение на 100 б.п.	(3 435)
31 декабря 2014 г.	
Увеличение на 100 б.п.	(2 440)

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 2015 г. и 2014 г. представлен ниже:

	Всего 31 декабря 2015 г.	Резерв 31 декабря 2015 г.	Всего 31 декабря 2014 г.	Резерв 31 декабря 2014 г.
Не просроченная	95 916	(134)	87 434	(88)
Просроченная от 0 до 180 дней	11 190	(4 796)	9 291	(93)
Просроченная от 180 до 365 дней	3 199	(3 012)	799	(623)
Просроченная от 1 года до 3 лет	7 976	(6 371)	11 075	(5 101)
Просроченная более чем на три года	10 412	(10 272)	7 656	(7 071)
	128 693	(24 585)	116 255	(12 976)

Движение резерва по сомнительным долгам в отношении торговой и прочей дебиторской задолженности за период представлено ниже:

	2015	2014
По состоянию на начало отчетного периода	12 976	8 991
Увеличение в течение года	6 284	662
Списание дебиторской задолженности за счет резерва	110	104
Снижение за счет восстановления	(4 426)	(284)
Реклассификация из других строк	7 946	-
Прочие движения	(610)	(239)
Курсовая разница	2 305	3 742
По состоянию на конец отчетного периода	24 585	12 976

В 2015 г. Группой был отражен резерв по сомнительным долгам в отношении торговой дебиторской задолженности ОАО «Авиационная компания «ТРАНСАЭРО» в сумме 5,7 млрд. руб.

Восстановление резерва в сумме 4,4 млрд.руб. в основном связано с благоприятным исходом переговоров с государственными органами Сербии в отношении погашения дебиторской задолженности сербских государственных компаний. Переговоры завершились принятием закона о переводе данной дебиторской задолженности на государственные органы Сербии. В результате произошла реструктуризация дебиторской задолженности и в декабре 2015 г. Группа получила первый транш в счет погашения данной задолженности.

Движение резерва по сомнительным долгам в отношении прочих активов за период представлено ниже:

	2015	2014
По состоянию на начало отчетного периода	16 951	10 461
Увеличение в течение года	1 410	1 949
Списание за счет резерва	(4 047)	(312)
Реклассификация в другие строки	(7 946)	-
Прочие движения	903	(284)
Курсовая разница	1 722	5 137
По состоянию на конец отчетного периода	8 993	16 951

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 2015 г. и 2014 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 2015 г.					
Денежные средства и их эквиваленты	-	84 361	19 825	5 642	109 828
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	-	42 652	6 554	-	49 206
Долгосрочные займы выданные	-	-	-	41 047	41 047
По состоянию на 31 декабря 2014 г.					
Денежные средства и их эквиваленты	8 993	26 499	6 051	8 491	50 034
Депозиты со сроком погашения более трех месяцев, но менее года	65 758	5 739	1 719	3 442	76 658
Долгосрочные займы выданные	-	-	-	28 229	28 229

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. Стабильное финансовое состояние Группы 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:

	Балансовая сумма	Выплаты по контракту	Менее 6 месяцев	6 - 12 месяцев	1 - 2 года	2 - 5 лет	Более 5 лет
По состоянию на 31 декабря 2015 г.							
Банковские кредиты	476 080	540 886	67 680	68 683	108 054	282 073	14 396
Облигации	51 748	63 783	25 678	2 159	14 272	21 674	-
Сертификат участия в займе	280 193	363 090	10 104	5 672	12 509	94 967	239 838
Прочие займы	10 077	11 928	5 024	690	2 807	1 413	1 994
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	62 662	62 662	-	-	60 601	2 061	-
Торговая и прочая кредиторская задолженность	81 285	81 285	78 774	2 511	-	-	-
	962 045	1 123 634	187 260	79 715	198 243	402 188	256 228
По состоянию на 31 декабря 2014 г.							
Банковские кредиты	262 962	293 629	15 797	23 460	78 335	169 132	6 905
Облигации	61 609	70 129	12 452	2 031	23 212	32 434	-
Сертификат участия в займе	221 107	295 615	5 880	2 532	6 566	80 530	200 107
Прочие займы	17 749	18 118	14 362	311	220	1 219	2 006
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	57 553	85 171	-	-	1 031	67 951	16 189
Торговая и прочая кредиторская задолженность	73 896	73 896	71 188	2 708	-	-	-
	694 876	836 558	119 679	31 042	109 364	351 266	225 207

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 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Долгосрочные кредиты и займы	670 779	502 306
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочных кредитов и займов	147 319	61 121
Минус: денежные средства, их эквиваленты и депозиты	(163 404)	(129 825)
Чистый долг	654 694	433 602
Итого EBITDA	345 160	300 761
Соотношение чистого долга к EBITDA на конец отчетного периода	1,90	1,44
Операционная прибыль	207 615	212 645
Операционная прибыль, скорректированная на расход по налогу на прибыль	157 213	185 796
Плюс / (минус): доля в прибыли / (убытке) ассоциированных и совместных предприятий	24 956	(6 306)
Средний используемый капитал	1 733 285	1 373 665
ROACE	10,51%	13,07%

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 валютные контракты и процентные свопы, 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, справедливая стоимость которых 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 2015 г. и 2014 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. Справедливая стоимость форвардных валютных контрактов определяется исходя из форвардного обменного курса на отчетную дату с учетом дисконтирования для приведения к текущей стоимости.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. справедливая стоимость облигаций и сертификатов участия в займе составляет 307 493 млн. руб. (по состоянию на 31 декабря 2014 г. – 232 210 млн. руб.) Справедливая стоимость формируется из котировок на активном рынке и относится к уровню 1 иерархии уровней определения справедливой стоимости. 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 2015 г.	
Форвардные валютные контракты	(76 258)
Прочие финансовые обязательства	(657)
Итого обязательства	<u>(76 915)</u>
По состоянию на 31 декабря 2014 г.	
Форвардные валютные контракты	(58 312)
Прочие финансовые обязательства	(2 228)
Итого обязательства	<u>(60 540)</u>

В Группе применяется программа по выплате вознаграждения, основанного на приросте стоимости акций (SAR). Программа является составной частью долгосрочной стратегии роста Группы и предусматривает выплату вознаграждения менеджменту за повышение стоимости Группы для акционеров за определенный период. Стоимость Группы определяется на основе ее рыночной капитализации. Программа доступна для сотрудников менеджмента Группы с учетом выполнения определенных обязанностей. Сумма вознаграждения оценивается по справедливой стоимости на конец каждого отчетного периода и выплачивается в конце трехлетнего срока программы. Вознаграждение зависит от определенных рыночных условий и обязанностей, которые учитываются при определении суммы, возможной к выплате указанным сотрудникам. Расходы признаются в течение всего периода действия плана. В 2015 г. вступил в действие новый трехлетний план программы SAR.

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-Мертон на 31 декабря 2015 г.:

Волатильность	4,1%
Безрисковая процентная ставка	10,4%
Дивидендная доходность	6,1%

В консолидированном отчете о совокупном доходе Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г., отражены расходы по выплате вознаграждения по плану SAR на сумму 657 млн. руб. и 594 млн. руб. соответственно. Данные расходы включены в состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов. По состоянию на 31 декабря 2015 г. Группой отражен оценочный резерв за один год по выплате вознаграждения по плану SAR на сумму 657 млн. руб. По состоянию на 31 декабря 2014 г. отражен оценочный резерв за три года на сумму 2 228 млн. руб.

35. Операционная аренда

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

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
До 1 года	8 179	15 425
1 год - 5 лет	17 169	24 211
Более 5 лет	65 404	69 062
	90 752	108 698

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

36. 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 вызывали 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 2012, 2013 и 2014 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, девять из которых в отношении самых существенных внутригрупповых операций (включая экспортные) уже были заключены в 2012-2014 годах. 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.

Условия ведения хозяйственной деятельности в Российской Федерации

Экономика Российской Федерации проявляет некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Нормы административного права Российской Федерации (включая налоговое, валютное и таможенное законодательство) допускают возможность разных толкований и создают дополнительные трудности для компаний, осуществляющих свою деятельность в Российской Федерации. Политическая и экономическая нестабильность, неопределенность и волатильность фондового рынка и другие риски могут оказать негативное влияние на российский финансовый и корпоративный сектор. Будущее экономическое развитие Российской Федерации зависит от внешних факторов и мер внутреннего характера, предпринимаемых правительством для поддержания роста и внесения изменений в налоговую и нормативно-правовую среду. Руководство полагает, что им предпринимаются все необходимые меры для поддержания устойчивости и развития бизнеса Группы в современных условиях, сложившихся в бизнесе и экономике.

В 2014 году США, Европейский Союз и некоторые другие страны ввели санкции в отношении российского энергетического сектора, которые частично применимы и к Группе. Информация об основных ограничениях, связанных с санкциями, была представлена в Консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2014 г. В течение 2015 существенных изменений относительно условий санкций не произошло.

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 нарушением природоохранного законодательства.

Обязательства капитального характера

По состоянию на 31 декабря 2015 г. Группа имеет договорные обязательства по приобретению основных средств, которые составляют 281 503 млн. руб. (203 749 млн. руб. на 31 декабря 2014 г.).

37. Предприятия Группы

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

Дочернее общество	Страна регистрации	Процент владения	
		31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Разведка и добыча			
ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть-Оренбург»	Россия	100%	100%
ООО «Заполярьефть»	Россия	100%	100%
ООО «Газпром нефть шельф»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть-Хантос»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть-Восток»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть-Ямал»	Россия	90%	90%
АО «Южуралнефтегаз»	Россия	87,5%	87,5%
Переработка			
АО «Газпромнефть-Омский НПЗ»	Россия	100%	100%
АО «Газпромнефть-МНПЗ»	Россия	100%	100%
Сбыт			
ПАО «Газпромнефть-Тюмень»	Россия	99,5%	99,5%
ОАО «Газпромнефть-Омск»	Россия	100%	100%
АО «Газпромнефть-Урал»	Россия	100%	100%
АО «Газпромнефть-Новосибирск»	Россия	100%	100%
ОАО «Газпромнефть-Ярославль»	Россия	92,5%	92,5%
ОАО «Газпромнефть-Центр»	Россия	100%	100%
ОАО «Газпромнефть-Региональные продажи»	Россия	100%	100%
АО «Газпромнефть-Северо-Запад»	Россия	100%	100%
АО «Газпромнефть-Кузбасс»	Россия	100%	100%
ЗАО «Газпромнефть-Аэро»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть Марин Бункер»	Россия	100%	100%
Прочие операции			
ООО «Газпромнефть-Лубрикантс»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть - Битумные материалы»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть - НТЦ»	Россия	100%	100%
ОАО «Центр научных технологий»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефтьфинанс»	Россия	100%	100%
ООО «Газпромнефть-Инвест»	Россия	100%	100%
Многопрофильные компании			
Naftna industrija Srbije A.D.	Сербия	56,2%	56,2%

В следующей таблице приведена консолидированная финансовая информация по существенному дочернему предприятию Группы Naftna industrija Srbije A.D. и его дочерним предприятиям и ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» (примечание 6). Балансовая стоимость неконтролирующей доли участия остальных компаний в отдельности незначительна.

На 31 декабря 2015 г. и за год, закончившийся 31 декабря 2015 г.:

	Балансовая стоимость неконтроли- рующей доли участия	Прибыль, относящаяся к неконтроли- рующей доле участия	Оборот- ные активы	Внеоборот- ные активы	Краткосроч- ные обяза- тельства	Долгосроч- ные обяза- тельства
Naftna industrija Srbije A.D. и ее дочерние общества	71 528	26 616	56 620	243 131	(43 006)	(76 400)
ООО «Газпром Ресурс Нортгаз»	15 460	3 319	2 009	8 197	(7)	-
			Выручка		Прибыль	
Naftna industrija Srbije A.D. и ее дочерние общества				183 022		7 071
ООО «Газпром Ресурс Нортгаз»				-		4 058

На 31 декабря 2014 г. и за год, закончившийся 31 декабря 2014 г.:

	Балансовая стоимость неконтроли- рующей доли участия	Прибыль, относящаяся к неконтроли- рующей доле участия	Оборот- ные активы	Внеоборот- ные активы	Краткосроч- ные обяза- тельства	Долгосроч- ные обяза- тельства
Naftna industrija Srbije A.D. и ее дочерние общества	58 536	25 225	62 066	192 646	(42 726)	(62 027)
			Выручка		Прибыль	
Naftna industrija Srbije A.D. и ее дочерние общества				153 706		11 053

Дивиденды, выплаченные Naftna industrija Srbije A.D. неконтролирующей доле участия, в 2015 г. составили 2,6 млрд. руб. (в 2014 г. 2,3 млрд. руб.). ООО «Газпром Ресурс Нортгаз» не осуществлял выплату дивидендов в 2015 г.

38. 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 ходе обычной деятельности Группа заключает сделки с естественными монополиями, транспортными компаниями и прочими компаниями, подконтрольными Правительству РФ. Подобные продажи и закупки индивидуально незначительны и в основном осуществляются с использованием рыночных или регулируемых цен. Операции с государством подлежат налогообложению, результаты которого раскрыты в примечаниях 11, 22 и 32. 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. Краткосрочные и долгосрочные займы выданные, так же как и займы полученные, выдавались на рыночных условиях, доступных для несвязанных сторон.

Ниже представлены остатки по операциям со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2015 г. и 31 декабря 2014 г.:

31 декабря 2015 г.

	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Денежные средства и их эквиваленты	-	15 402	-
Краткосрочные финансовые активы	-	3 135	14 901
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1 232	2 895	17 941
Прочие активы		4 527	1 253
Долгосрочные финансовые активы	10	503	30 791
Итого активы	1 242	26 462	64 886
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	-	-	1 672
Торговая и прочая кредиторская задолженность	3 203	2 737	1 567
Прочие краткосрочные обязательства	2 107	1 107	241
Долгосрочные кредиты и займы и прочие долгосрочные финансовые обязательства	62 650	72 883	-
Итого обязательства	67 960	76 727	3 480

31 декабря 2014 г.

	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Денежные средства и их эквиваленты	-	13 780	-
Краткосрочные финансовые активы	-	1 719	1 295
Торговая и прочая дебиторская задолженность	1 257	3 038	13 190
Прочие активы	38	3 762	1 889
Долгосрочные финансовые активы	-	-	23 541
Итого активы	1 295	22 299	39 915
Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	-	-	981
Торговая и прочая кредиторская задолженность	1 096	2 217	1 956
Прочие краткосрочные обязательства	2 108	507	328
Долгосрочные кредиты и займы и прочие долгосрочные финансовые обязательства	57 552	-	-
Итого обязательства	60 756	2 724	3 265

За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г. отражены следующие операции со связанными сторонами:

Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	18 678	34 597	56 641
Прочая выручка	8	1 088	31 739
Закупки нефти, газа и нефтепродуктов	-	41 799	98 785
Расходы, связанные с производством	31	14 332	17 730
Расходы на транспортировку	6 000	1 811	8 130
Процентный доход	370	1 588	3 580
Процентный расход	5 993	94	160

Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.	Материнская компания	Дочерние и зависимые общества материнской компании	Ассоциированные и совместные предприятия
Продажи нефти, газа и нефтепродуктов	14 259	22 523	42 790
Прочая выручка	16	414	10 830
Закупки нефти, газа и нефтепродуктов	-	38 825	84 599
Расходы, связанные с производством	-	14 737	19 092
Расходы на транспортировку	8 176	1 519	2 717
Процентный доход	-	821	1 772
Процентный расход	942	-	-

За год, закончившийся 31 декабря 2015 г., Группа совершила сделку с дочерним предприятием ПАО «Газпром» (примечание 6).

Операции с ключевым управленческим персоналом

За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г., вознаграждение ключевого управленческого персонала (члены Совета Директоров и Правления) составило 1 564 млн. руб. и 1 664 млн. руб., соответственно. Начиная с консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2014 г. Группа включает ежеквартальное начисление резерва SAR в состав вознаграждения ключевого управленческого персонала в дополнение к заработной плате премиям и прочим выплатам.

39. Информация по сегментам

Ниже представлена информация по операционным сегментам Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г. 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 следующие операции Группы: 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 цен, действующих на внутреннем рынке и зависящих от мировых котировок.

Скорректированный показатель EBITDA представляет собой EBITDA Группы и долю в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий. 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 2015 г.	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Исключено	Итого
Выручка от продаж:				
внешним покупателям	74 802	1 393 141	-	1 467 943
межсегментная	534 625	18 373	(552 998)	-
Итого выручка от продаж	609 427	1 411 514	(552 998)	1 467 943
Скорректированный показатель EBITDA	266 879	137 932	-	404 811
Износ, истощение и амортизация	71 153	27 348	-	98 501
Обесценение активов	(15 582)			(15 582)
Капитальные затраты	244 958	104 078	-	349 036
Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.	Разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Исключено	Итого
Выручка от продаж:				
внешним покупателям	24 226	1 384 012	-	1 408 238
межсегментная	454 755	10 114	(464 869)	-
Итого выручка от продаж	478 981	1 394 126	(464 869)	1 408 238
Скорректированный показатель EBITDA	160 320	182 294	-	342 614
Износ, истощение и амортизация	64 223	21 728	-	85 951
Капитальные затраты	208 796	62 534	-	271 330

Ниже представлена выручка и капитальные затраты Группы в разбивке по географическим сегментам за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г.:

Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Российская Федерация	СНГ	Экспорт и международные операции	Итого
Продажа нефти	81 187	28 416	189 386	298 989
Продажа нефтепродуктов	740 520	78 134	432 480	1 251 134
Продажа газа	28 243	-	3 411	31 654
Прочие продажи	66 235	2 085	5 678	73 998
Минус: экспортные пошлины и акцизы, начисляемые при реализации	-	(899)	(186 933)	(187 832)
Выручка от реализации внешним покупателям, нетто	916 185	107 736	444 022	1 467 943
Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.				
Продажа нефти	42 624	15 889	233 101	291 614
Продажа нефтепродуктов	715 854	64 582	546 498	1 326 934
Продажа газа	24 406	-	1 604	26 010
Прочие продажи	40 695	1 430	3 874	45 999
Минус: экспортные пошлины и акцизы, начисляемые при реализации	-	(593)	(281 726)	(282 319)
Выручка от реализации внешним покупателям, нетто	823 579	81 308	503 351	1 408 238

	Российская Федерация	СНГ	Экспорт и международные операции	Итого
Внеоборотные активы на 31 декабря 2015 г.	1 548 035	13 861	390 726	1 952 623
Капитальные затраты за период, закончившийся 31 декабря 2015 г.	301 070	1 277	46 689	349 036
Обесценение активов	(4 023)	-	(11 559)	(15 582)
Внеоборотные активы на 31 декабря 2014 г.	1 288 625	15 332	253 751	1 557 708
Капитальные затраты за период, закончившийся 31 декабря 2014 г.	235 337	1 737	34 256	271 330

Ниже представлен скорректированный показатель EBITDA за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 г. и 2014 г.:

	Год, закончившийся 31 декабря 2015 г.	Год, закончившийся 31 декабря 2014 г.
Прибыль за период	116 198	126 656
Итого расходы по налогу на прибыль	29 252	19 214
Финансовые расходы	33 943	15 279
Финансовые доходы	(14 732)	(7 075)
Износ, истощение и амортизация	98 501	85 951
Убыток от курсовых разниц, нетто	67 910	52 265
Прочие расходы, нетто	14 088	8 471
EBITDA	345 160	300 761
(минус) / плюс: доля в (прибыли) / убытке ассоциированных и совместных предприятий	(24 956)	6 306
Плюс доля в EBITDA ассоциированных и совместных предприятий	84 607	35 547
Итого скорректированная EBITDA	404 811	342 614

40. События после отчетной даты

В феврале 2016 г. был осуществлен выкуп рублевых облигаций (серии 8, 9 и 11) с общей номинальной стоимостью 20,4 млрд. руб.

Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)

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 с 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.

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.

Ниже представлена информация по затратам на разведку и разработку месторождений нефти и газа:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Недоказанные нефтегазовые активы	78 442	70 295
Доказанные нефтегазовые активы	1 199 223	1 163 584
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(474 857)	(373 218)
Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	802 808	860 661
Доля в ассоциированных и совместных предприятиях		
Доказанные нефтегазовые активы	472 931	366 771
Минус: Накопленный износ, истощение и амортизация	(101 596)	(80 870)
Чистые капитализированные затраты на основные средства, связанные с разведкой и добычей нефти и газа	371 335	285 901
Итого капитализированные затраты консолидируемых дочерних компаний и ассоциированных и совместных предприятий	1 174 143	1 146 562

Группа Газпром нефть

Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные)

За год, закончившийся 31 декабря 2015 г.

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 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Затраты на геологоразведку	922	936
Затраты на разработку	242 400	179 461
Понесенные затраты	243 322	180 397
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия		
Затраты на геологоразведку	311	583
Затраты на разработку	55 792	51 676
Итого затраты, понесенные консолидируемыми обществами и компаниями, учитываемыми по методу долевого участия	299 425	232 656

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа, за годы, закончившиеся:

	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
Выручка:		
Продажи	120 476	100 567
Передача	426 604	396 928
Итого выручка	547 080	497 495
Затраты на добычу	(99 138)	(84 089)
Расходы на геологоразведку	(922)	(936)
Износ истощение и амортизация	(70 978)	(63 405)
Налоги, кроме налога на прибыль	(268 750)	(245 484)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	107 292	103 581
Расходы по налогу на прибыль	(19 211)	(12 058)
Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа	88 081	91 523
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия		
Итого выручка	165 500	98 849
Затраты на добычу	(19 521)	(20 311)
Расходы на геологоразведку	(311)	(583)
Износ, истощение и амортизация	(24 046)	(16 293)
Налоги, кроме налога на прибыль	(64 248)	(50 604)
Прибыль от операций по добыче до налогообложения	57 374	11 058
Расход по налогу на прибыль	(5 274)	1 979
Результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа	52 100	13 037
Итого результаты операций по деятельности, связанной с добычей нефти и газа по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия	140 181	104 560

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 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
<i>На начало года</i>	5 051	4 981
Добыча	(315)	(307)
Приобретение новых запасов	-	105
Пересмотр предыдущих оценок	106	272
<i>На конец года</i>	4 842	5 051
Доля меньшинства в доказанных запасах	(27)	(16)
Доказанные запасы, скорректированные на долю меньшинства	4 815	5 035
Доказанные разработанные запасы	2 573	2 747
Доказанные неразработанные запасы	2 270	2 304
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия	-	-
<i>На начало года</i>	1 362	1 189
Добыча	(92)	(77)
Приобретение новых запасов	73	58
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	71	192
<i>На конец года*</i>	1 414	1 362
Доказанные разработанные запасы	681	614
Доказанные неразработанные запасы	734	748
Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и компаний, учитываемых по методу долевого участия – на конец года	6 256	6 413
Доказанные запасы газа - в млрд. куб. футов	31 декабря 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Консолидируемые дочерние компании и доля в совместных операциях		
<i>На начало года</i>	6 321	6 323
Добыча	(479)	(455)
Приобретение новых запасов	-	23
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	295	430
<i>На конец года</i>	6 137	6 321
Доля меньшинства в доказанных запасах	(51)	(29)
Доказанные запасы, скорректированные на долю меньшинства	6 086	6 292
Доказанные разработанные запасы	3 598	3 821
Доказанные неразработанные запасы	2 539	2 500
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия		
<i>На начало года</i>	10 188	7 069
Добыча	(557)	(150)
Приобретение новых запасов	3 202	1 677
Пересмотр предыдущих оценок и увеличение нефтеотдачи	524	1 592
<i>На конец года</i>	13 357	10 188
Доказанные разработанные запасы	6 846	4 357
Доказанные неразработанные запасы	6 511	5 831
Итого доказанные запасы консолидируемых обществ и компаний, учитываемых по методу долевого участия – на конец года	19 494	16 509

*Включая неконтролирующую долю участия в Газпром Ресурс Нортгаз (82%)

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 2015 г.	31 декабря 2014 г.
Консолидируемые дочерние компании		
Поступление денежных средств будущих периодов	10 101 648	12 756 212
Затраты будущих периодов на добычу	(6 506 491)	(7 734 833)
Затраты будущих периодов на разработку	(804 747)	(938 935)
Налог на прибыль будущих периодов	(428 252)	(665 167)
Потоки денежных средств будущих периодов	2 362 158	3 417 277
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(1 237 504)	(1 936 851)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков	1 124 654	1 480 426
Доля в компаниях, учитываемых по методу долевого участия		
Поступление денежных средств будущих периодов	3 560 911	3 593 104
Затраты будущих периодов на добычу	(1 840 372)	(2 003 356)
Затраты будущих периодов на разработку	(231 270)	(254 790)
Налог на прибыль будущих периодов	(243 400)	(228 982)
Потоки денежных средств будущих периодов	1 245 869	1 105 976
Движения денежных средств с учетом 10% ставки дисконтирования	(752 451)	(668 192)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых движений денежных средств	493 418	437 784
Итого стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков по консолидируемым обществам и компаниям, учитываемым по методу долевого участия	1 618 072	1 918 210

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

Директор акционерного общества
«ПрайсвотерхаусКуперс Аудит»
И.В. Шанина
1 марта 2016 года

Пронумеровано, прошнуровано и скреплено печатью 66 (шестьдесят шесть) листов.

