

АО «СНПС – Актобемунайгаз»

Консолидированная финансовая
отчетность за год, закончившийся
31 декабря 2015 года

Содержание

Отчет независимых аудиторов	
Консолидированный отчет о финансовом положении	5-6
Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе	7
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	8
Консолидированный отчет о движении денежных средств	9
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	10-65



«КПМГ Аудит» жауапкершілігі
шектеулі серіктестік
050051 Алматы, Достық д-лы 180,
Тел./факс 8 (727) 298-08-98, 298-07-08

Товарищество с ограниченной
ответственностью «КПМГ Аудит»
050051 Алматы, пр. Достық 180,
E-mail: company@kpmg.kz

Отчет независимых аудиторов

Руководству АО «СНПС – Ақтобемұнайгаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности АО «СНПС – Ақтобемұнайгаз» и его дочерних предприятий (далее, «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2015 года и консолидированных отчетов о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, изменениях в капитале и движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний, состоящих из краткого обзора основных положений учетной политики и прочей пояснительной информации.

Ответственность руководства Группы за консолидированную финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за составление и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, и за внутренний контроль, который руководство считает необходимым для составления консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

Ответственность аудиторов

Наша ответственность заключается в выражении мнения о данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют соблюдения этических норм, а также планирования и проведения аудита таким образом, чтобы получить разумную 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 достоверным представлением консолидированной финансовой отчетности, чтобы разработать аудиторские процедуры, соответствующие обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности внутреннего контроля. Аудит также включает оценку надлежащего характера примененной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего аудиторского мнения.

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 год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.


 Косаев М. И.
 Сертифицированный аудитор
 Республики Казахстан
 Квалификационное свидетельство аудитора
 № 558 от 24 декабря 2003 года



ТОО «КПМГ Аудит»

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью № 0000021, выданная Министерством финансов Республики Казахстан 6 декабря 2006 года


 Хаирова А. А.
 Генеральный директор ТОО «КПМГ Аудит»,
 действующий на основании Устава
 5 марта 2016 года




тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	15	733,222,186	745,210,333
Нематериальные активы	16	17,974,978	21,955,831
Инвестиции, учитываемые методом долевого участия	17	5,140,014	6,349,270
Прочие долгосрочные активы		8,801,266	7,168,592
Исторические затраты		2,490,223	2,928,737
Отложенные налоговые активы	14	31,263,209	-
Прочие инвестиции		143,544	152,351
Итого долгосрочных активов		799,035,420	783,765,114
Краткосрочные активы			
Запасы	18	14,691,396	18,879,646
Торговая и прочая дебиторская задолженность	19	89,642,641	69,666,573
Предоплата по подоходному налогу		6,269,181	-
Денежные средства и их эквиваленты	20	9,110,085	4,410,503
Итого краткосрочных активов		119,713,303	92,956,722
Всего активов		918,748,723	876,721,836

тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Акционерный капитал	21	14,559,973	14,559,973
Прочие резервы		2,225,346	2,225,346
Нераспределенная прибыль		(44,706,370)	212,115,425
Итого капитала, принадлежащего собственникам Компании		(27,921,051)	228,900,744
Доля неконтролирующих акционеров		(6,011,087)	10,041,235
Итого капитала		(33,932,138)	238,941,979
Долгосрочные обязательства			
Кредиты и займы	23	674,227,231	358,417,381
Обязательства по вознаграждениям работникам		1,360,882	1,389,643
Резерв на восстановление месторождений	24	52,637,124	45,497,414
Обязательства по возмещению исторических затрат		2,610,352	2,927,781
Отложенные налоговые обязательства	14	1,984,176	34,345,821
Итого долгосрочных обязательств		732,819,765	442,578,040
Краткосрочные обязательства			
Кредиты и займы	23	145,970,385	1,977,387
Торговая кредиторская задолженность	25	35,267,559	134,618,182
Подходный налог к уплате		-	2,910,269
Прочие налоги к уплате	26	11,268,726	32,318,505
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	27	27,354,426	23,377,474
Итого краткосрочных обязательств		219,861,096	195,201,817
Итого обязательств		952,680,861	637,779,857
Итого капитала и обязательств		918,748,723	876,721,836

Консолидированная финансовая отчетность была утверждена руководством 5 марта 2016 года и от имени руководства ее подписали:

2016
 Ван Цзюньжэнь
 Генеральный директор




 Хасенов Б.Б.
 Главный бухгалтер

АО «СНПС – Актөбемұнайгаз»
Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе за год,
закончившийся 31 декабря 2015 года

тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
Доход	8	326,696,577	512,759,679
Себестоимость реализации	9	(160,855,281)	(194,719,169)
Валовый доход		165,841,296	318,040,510
Прочие доходы		3,344,885	2,401,373
Расходы по реализации	10	(97,028,963)	(156,662,087)
Административные расходы	11	(17,481,224)	(16,257,482)
Восстановление убытка от обесценения основных средств	15	-	2,333,572
Расходы по разведке	15	(10,975,651)	(2,415,075)
Прочие расходы		(65,151)	(95,255)
Прибыль от операционной деятельности		43,635,192	147,345,556
Финансовые доходы		418,591	163,193
Финансовые расходы	12	(377,455,159)	(45,162,523)
Чистые затраты на финансирование		(377,036,568)	(44,999,330)
Доля в (убытке)/прибыли объектов инвестиций, учитываемых методом долевого участия (за вычетом подоходного налога)	17	(898,256)	403,408
(Убыток)/прибыль до налогообложения		(334,299,632)	102,749,634
Экономия/(расход) по подоходному налогу	14	65,138,512	(43,762,693)
(Убыток)/прибыль и общий совокупный доход за год		(269,161,120)	58,986,941
Прибыль и общий совокупный доход, причитающиеся:			
Собственникам Компании		(256,821,795)	55,296,640
Неконтролирующим акционерам		(12,339,325)	3,690,301
(Убыток)/прибыль и общий совокупный доход за год		(269,161,120)	58,986,941

Консолидированная финансовая отчетность была утверждена руководством 5 марта 2016 года и от имени руководства ее подписали:



Ван Цзюньжэнь
Генеральный директор





Хасенов Б.Б.
Главный бухгалтер

тыс. тенге	Капитал, принадлежащий собственникам Компании			Доля неконтролирующих акционеров		Итого капитал
	Акционерный капитал	Прочие резервы	Нераспределенная прибыль	Итого	Итого	
Остаток по состоянию на 1 января 2014 года	14,559,973	2,225,346	250,707,026	267,492,345	6,350,934	273,843,279
Прибыль и общий совокупный доход за год	-	-	55,296,640	55,296,640	3,690,301	58,986,941
Операции с собственниками, отраженные непосредственно в составе капитала						
Дивиденды по простым акциям	-	-	(84,991,464)	(84,991,464)	-	(84,991,464)
Дивиденды по привилегированным акциям	-	-	(8,896,777)	(8,896,777)	-	(8,896,777)
Итого операций с собственниками	-	-	(93,888,241)	(93,888,241)	-	(93,888,241)
Остаток по состоянию на 31 декабря 2014 года	14,559,973	2,225,346	212,115,425	228,900,744	10,041,235	238,941,979
Остаток по состоянию на 1 января 2015 года	14,559,973	2,225,346	212,115,425	228,900,744	10,041,235	238,941,979
Убыток и общий совокупный доход за год	-	-	(256,821,795)	(256,821,795)	(12,339,325)	(269,161,120)
Операции с собственниками, отраженные непосредственно в составе капитала						
Дивиденды по простым акциям	-	-	-	-	(3,712,997)	(3,712,997)
Итого операций с собственниками	-	-	-	-	(3,712,997)	(3,712,997)
Остаток по состоянию на 31 декабря 2015 года	14,559,973	2,225,346	(44,706,370)	(27,921,051)	(6,011,087)	(33,932,138)

Консолидированная финансовая отчетность была утверждена руководством 5 марта 2016 года и от имени руководства ее подписали:

Ван Цзюньжэнь
 Генеральный директор



Хасенов Б.Б.
 Главный бухгалтер

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Денежные потоки от операционной деятельности		
<i>Поступление денежных средств:</i>		
Выручка от реализации товаров и услуг	355,687,481	568,573,412
Прочие	22,938,371	22,338,080
<i>Выбытие денежных средств:</i>		
Уплата налогов	(90,124,662)	(227,124,185)
Платежи за запасы, услуги и работы	(124,668,390)	(119,923,356)
Платежи по экспортной таможенной пошлине на нефть	(30,299,392)	(33,512,673)
Выплаты по заработной плате	(11,351,493)	(12,088,920)
Выплаты процентов	(18,770,733)	(10,683,749)
Прочие	(12,229,482)	(18,270,640)
Чистый поток денежных средств от операционной деятельности	91,181,700	169,307,969
Денежные потоки от инвестиционной деятельности		
Процентный доход	418,306	160,083
Дивиденды полученные	319,807	625,284
Краткосрочные инвестиции	(24,031,581)	(1,272,381)
Приобретение основных средств	(141,087,386)	(155,031,294)
Чистый отток денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности	(164,380,854)	(155,518,308)
Денежные потоки от финансовой деятельности		
Получение займов	96,675,750	138,931,800
Погашение займов	(14,980,000)	(69,181,300)
Выплата дивидендов	(3,797,014)	(83,649,347)
Чистый поток/(отток) денежных средств от/(использованных) в финансовой деятельности	77,898,736	(13,898,847)
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	4,699,582	(109,186)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	4,410,503	4,519,689
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	9,110,085	4,410,503

Денежные средства, полученные от операционной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2015 года включают выплаты по корпоративному подоходному налогу в сумме 8,079,566 тысяч тенге (в 2014 году: 38,793,300 тысяч тенге).


Денежные средства, использованные в операционной и инвестиционной деятельности, не включают суммы неденежных взаиморасчетов с контрагентами.

Суммы выплаченных дивидендов за год, закончившийся 31 декабря 2015 не включают выплаченный подоходный налог у источника выплаты в сумме 6,311,973 тысячи тенге (в 2014 году: 19,447,903 тысячи тенге).

Консолидированная финансовая отчетность была утверждена руководством 5 марта 2016 года и от имени руководства ее подписали:



 Ван Цзюньжонь
 Генеральный директор


 Хасенов Б.Б.
 Главный бухгалтер

1 Общие положения

(а) Условия осуществления финансово-хозяйственной деятельности в Республике Казахстан

Деятельность АО «СНПС-Актөбемұнайгаз» (далее, «Компания») и его дочерних предприятий (далее совместно именуемые «Группа») преимущественно осуществляется в Казахстане. Соответственно, на бизнес Группы оказывают влияние экономика и финансовые рынки Казахстана, которым присущи особенности развивающегося рынка. Правовая, налоговая и административная системы продолжают развиваться, однако сопряжены с риском неоднозначности толкования их требований, которые к тому же подвержены частым изменениям, что вкуче с другими юридическими и фискальными преградами создает дополнительные проблемы для предприятий, ведущих бизнес в Казахстане. Кроме того, недавнее существенное обесценение казахстанского тенге и снижение цены нефти на мировых рынках увеличили уровень неопределенности условий осуществления хозяйственной деятельности.

Представленная консолидированная финансовая отчетность отражает точку зрения руководства на то, какое влияние оказывают условия ведения бизнеса в Казахстане на деятельность и финансовое положение Группы. Фактическое влияние будущих условий хозяйствования может отличаться от оценок их руководством.

(б) Организационная структура и деятельность

Основной деятельностью Группы является разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, добыча нефти и газа в Актюбинской области Республики Казахстан. Другой деятельностью Группы является осуществление других видов мероприятий, связанных с обеспечением добычи и реализации нефти, газа и нефтепродуктов.

Компания была зарегистрирована в форме акционерного общества 29 декабря 1993 года. Все активы и обязательства, ранее принадлежавшие нефтегазодобывающему предприятию «Актюбинскнефть», образованному в июне 1981 года Министерством нефти и газа бывшего Советского Союза, перешли в собственность акционерного общества «Актөбемұнайгаз» с момента его регистрации.

По состоянию на 31 декабря 2015 года Компания имела следующие дочерние предприятия:

- ТОО «Управляющая Компания «Пекин Палас» (100%) - компания, зарегистрированная в Республике Казахстан, была образована в целях эксплуатации бизнес-центра «Пекин Палас», расположенного в городе Астана.
- АО «КМК Мунай» (далее, «КМК Мунай») (50% плюс одна акция) - компания, зарегистрированная в Республике Казахстан, основной деятельностью которой является разведка и разработка нефтяных месторождений, и добыча нефти в Актюбинской области Республики Казахстан. Компания приобрела контролирующую долю в КМК Мунай 28 декабря 2012 года.

Непосредственной материнской компанией Группы является компания CNPC Exploration and Development Company Ltd. (далее, «СНПС E&D»). Главной компанией, контролирующей Группу, является Китайская Национальная Нефтяная Корпорация (далее, «СНПС»). 26 сентября 1997 года компания China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation (далее, «СНОДС»), дочерняя компания СНПС, приобрела 66.7 % простых акций акционерного общества «Актөбемұнайгаз» у Правительства Республики Казахстан, представленного Департаментом приватизации Министерства финансов Республики Казахстан, на основании договора купли-продажи акций (далее, «Договор купли-продажи»).

1 Общие положения, продолжение

(б) Организационная структура и деятельность, продолжение

На эту же дату между Государственным комитетом по инвестициям, Компанией и CNODC был подписан Контракт на добычу нефти на месторождениях «Жанажол», «Кенкияк (надсолевой)» и «Кенкияк (подсолевой)» (далее, «Контракт на добычу углеводородов»). В 1999 году CNODC передала права собственности на акции Компании своей 100-процентной дочерней компании CNPC International Ltd. В мае 2003 года Правительство Республики Казахстан продало остальную часть своей доли участия (25.12%) в акционерном капитале Компании, которая в итоге была приобретена компанией CNPC International (Caspian) Ltd.

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов CNPC International (Caspian) Ltd. владеет 27.77% в акционерном капитале Компании. 17 июня 2004 года компания CNPC International Ltd. передала права собственности на акции Компании своей материнской компании CNODC. В декабре 2005 года было объявлено о внесении компанией CNODC своей доли участия в акционерном капитале Компании в качестве вклада в акционерный капитал вновь созданной компании CNPC E&D, контроль над которой осуществляется компанией «Петрочайна» (другой дочерней компанией CNPC). Финансовая отчетность компании «Петрочайна» составляется в соответствии с МСФО.

Компания является единственным оператором месторождений «Жанажол», «Кенкияк (надсолевой)», «Кенкияк (подсолевой)» и «Северная Трува», расположенных в Актюбинской области Республики Казахстан. Срок лицензий на разработку месторождений «Жанажол», «Кенкияк (надсолевой)» и «Кенкияк (подсолевой)» действует до сентября 2022 года. Компания имеет право на продление Контракта на добычу углеводородов после 2022 года.

В 2002 году Компания заключила контракт с Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (впоследствии Министерство нефти и газа Республики Казахстан и Министерство энергетики Республики Казахстан) на разведку углеводородного сырья на Центральном Блоке восточной части Прикаспийской впадины (далее, «Центральный Блок»). В мае 2012 года Компания подписала контракт на добычу полезных ископаемых на месторождении «Северная Трува», входящей в контрактную территорию Центрального Блока, до 2037 года. Компания продолжает разведочные работы на оставшейся территории Центрального Блока, в соответствии с дополнительным соглашением к контракту, срок которого в соответствии с дополнительным соглашением, заключенным в 2014 году, истекает в июне 2016 года. По состоянию на 31 декабря 2015 года руководство находилось в процессе согласования продления сроков действия контракта на разведку и получило предварительное утверждение продления сроков до июня 2020 года.

КМК Мунай осуществляет свою деятельность на основе утвержденных Правительством Республики Казахстан контрактов на недропользование на месторождениях «Кокжиде», «Кумсай» и «Мартук», в соответствии с дополнениями к контрактам на недропользование с января 2007 года, июля 2011 года, октября 2009 года, КМК Мунай перешло к этапу добычи по надсолевым структурам месторождений «Кокжиде», «Кумсай» и «Мартук», соответственно. Срок действия контрактов на недропользование по добыче действует в течение 22 лет с момента окончания разведки.

2 Основные принципы подготовки консолидированной финансовой отчетности

(а) Заявление о соответствии МСФО

Данная консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с требованиями Международных стандартов финансовой отчетности (далее, «МСФО»).

(б) База для оценки

Данная консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе исторической (первоначальной) стоимости.

3 Функциональная валюта и валюта представления отчетности

Национальной валютой Республики Казахстан является казахстанский тенге (далее, «тенге»), и эта же валюта является функциональной валютой Компании, а также валютой, в которой представлена настоящая консолидированная финансовая отчетность. Все числовые показатели, представленные в тенге, округлены до (ближайшей) тысячи.

4 Использование расчетных оценок и профессиональных суждений

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с требованиями МСФО обязывает руководство делать суждения, расчетные оценки и допущения, влияющие на применение учетной политики и величину представленных в консолидированной финансовой отчетности активов и обязательств, доходов и расходов. Фактические результаты могут отличаться от этих оценок.

Информация о наиболее важных суждениях, сформированных в процессе применения положений учетной политики и оказавших наиболее значительное влияние на суммы, отраженные в консолидированной финансовой отчетности, представлена в следующих примечаниях:

- Примечание 14 – расход по подоходному налогу;
- Примечание 15 – амортизация основных средств;
- Примечание 16 – амортизация нематериальных активов; и
- Примечание 18 – уценка запасов.

Информация о допущениях и неопределенности в отношении расчетных оценок, с которыми сопряжен значительный риск того, что в следующем отчетном году потребуются существенно изменить отраженные в консолидированной финансовой отчетности показатели, представлена в следующих примечаниях:

- Примечание 14 – признание отложенных налоговых активов: наличие будущей налогооблагаемой прибыли, против которой можно зачесть налоговые убытки, перенесенные на будущее;
- Примечание 15 – основные допущения, использованные в прогнозах дисконтированных денежных потоков в тестировании обесценения долгосрочных активов;
- Примечание 24 – резерв на восстановление месторождений; и
- Примечание 29 – условные активы и обязательства и резервы.

5 Основные положения учетной политики

Положения учетной политики, описанные ниже, применялись последовательно во всех отчетных периодах, представленных в настоящей консолидированной финансовой отчетности, и являются единообразными для предприятий Группы.

(a) Принципы консолидации

(i) *Дочерние предприятия*

Дочерними являются предприятия, контролируемые Группой. Группа контролирует дочернее предприятие, когда Группа подвержена рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций или имеет права на получение такого дохода, и имеет возможность использовать свои полномочия в отношении данного предприятия с целью оказания влияния на величину этого дохода. Показатели финансовой отчетности дочерних предприятий отражаются в составе консолидированной финансовой отчетности с даты получения контроля до даты его прекращения. Учетная политика дочерних предприятий подвергалась изменениям в тех случаях, когда ее необходимо было привести в соответствие с учетной политикой, принятой в Группе. Убытки, приходящиеся на неконтролирующую долю в дочернем предприятии, в полном объеме относятся на счет неконтролирующих долей, даже если это приводит к возникновению дебетового остатка («дефицита») на этом счете.

(ii) *Потеря контроля*

При потере контроля над дочерним предприятием Группа прекращает признание его активов и обязательств, а также относящихся к нему неконтролирующих долей и других компонентов капитала. Любая положительная или отрицательная разница, возникшая в результате потери контроля, признается в составе прибыли или убытка за период. Если Группа оставляет за собой часть инвестиции в бывшее дочернее предприятие, то такая доля оценивается по справедливой стоимости на дату потери контроля. Впоследствии эта доля учитывается как инвестиция в ассоциированное предприятие (с использованием метода долевого участия) или как финансовый актив, имеющийся в наличии для продажи, в зависимости от того, в какой степени Группа продолжает влиять на указанное предприятие.

(iii) *Участие в объектах инвестиций, учитываемых методом долевого участия*

Участие Группы в объектах инвестиций, учитываемых методом долевого участия, включает участие в ассоциированных и совместных предприятиях. Ассоциированными являются предприятия, на финансовую и операционную политику которых Группа оказывает значительное влияние. При этом Группа не осуществляет контроль или совместный контроль над финансовой и операционной политикой таких предприятий. Если Группе принадлежит от 20 до 50 процентов прав голосования в предприятии, то наличие значительного влияния предполагается.

Совместными предприятиями являются объекты соглашений, над которыми у Группы есть совместный контроль, при котором Группа обладает правами на чистые активы данных объектов. Группа не имеет прав на активы совместных предприятий и не несет ответственности по их обязательствам.

Доли в ассоциированных и совместных предприятиях учитываются методом долевого участия и при первоначальном признании отражаются по себестоимости. Себестоимость инвестиции включает также затраты по сделке.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(а) Принципы консолидации, продолжение

(iii) *Участие в объектах инвестиций, учитываемых методом долевого участия, продолжение*

В консолидированной финансовой отчетности Группа отражает свою долю в прибыли или убытке и в прочем совокупном доходе объектов инвестиций, учитываемых методом долевого участия. Данная доля рассчитывается с учетом корректировок, требующихся для приведения учетной политики конкретного объекта в соответствие с учетной политикой Группы, начиная с момента возникновения значительного влияния или осуществления совместного контроля и до даты прекращения этого значительного влияния или совместного контроля.

Когда доля Группы в убытках объекта инвестиций, учитываемого методом долевого участия, превышает ее долю участия в этом объекте, балансовая стоимость данной доли участия (включая любые долгосрочные инвестиции) снижается до нуля и дальнейшие убытки Группой не признаются, кроме тех случаев, когда Группа приняла на себя обязательства по компенсации убытков этого объекта инвестиций, либо произвела выплаты от его имени.

(iv) *Операции, исключаемые (элиминируемые) при консолидации*

Внутригрупповые остатки и операции, а также нереализованные доходы и расходы от внутригрупповых операций элиминируются. Нереализованная прибыль по операциям с объектами инвестиций, учитываемыми методом долевого участия, исключается за счет уменьшения стоимости инвестиции в пределах доли участия Группы в соответствующем объекте инвестиций. Нереализованные убытки элиминируются в том же порядке, что и нереализованная прибыль, но лишь в той степени, пока они не являются свидетельством обесценения.

(б) Иностранная валюта

Операции в иностранной валюте пересчитываются в соответствующие функциональные валюты предприятий Группы по обменным курсам на даты совершения этих операций.

Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте на отчетную дату, пересчитываются в функциональную валюту по обменному курсу, действующему на эту отчетную дату. Положительная или отрицательная курсовая разница по монетарным статьям представляет собой разницу между амортизированной стоимостью соответствующей статьи в функциональной валюте на начало отчетного периода, скорректированная на проценты, начисленные по эффективной ставке процента, и платежи за отчетный период, и амортизированной стоимостью этой статьи в иностранной валюте, пересчитанной по обменному курсу на конец данного отчетного периода.

Немонетарные статьи, которые оцениваются исходя из первоначальной стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по обменному курсу на дату совершения соответствующей операции. Курсовые разницы, возникающие при пересчете, признаются в составе прибыли или убытка за период.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(в) Финансовые инструменты

Группа классифицирует непроизводные финансовые активы по следующим категориям: финансовые активы, удерживаемые до погашения, займы и дебиторская задолженность, а также финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи.

(i) *Непроизводные финансовые активы и обязательства – признание и прекращение признания*

Группа первоначально признает займы и дебиторскую задолженность, а также выпущенные долговые ценные бумаги на дату их возникновения/выпуска. Первоначальное признание всех прочих финансовых активов и обязательств осуществляется на дату заключения сделки, в результате которой Группа становится стороной договорных положений инструмента.

Группа прекращает признание финансового актива в тот момент, когда истекает срок действия договорных прав на потоки денежных средств от этого финансового актива, либо когда Группа передает свои права на получение предусмотренных договором потоков денежных средств по этому финансовому активу в результате сделки, в которой другой стороне передаются практически все риски и выгоды, связанные с владением этим финансовым активом. Любое участие в переданном финансовом активе, возникшая или оставшаяся у Группы, признается в качестве отдельного актива или обязательства.

Группа прекращает признание финансового обязательства в тот момент, когда исполняются или аннулируются ее обязанности по соответствующему договору или истекает срок их действия. Финансовые активы и обязательства взаимозачитываются и представляются в отчете о финансовом положении в нетто-величине только тогда, когда Группа имеет юридически закрепленное право на их взаимозачет и намерена либо произвести расчет по ним на нетто-основе, либо реализовать актив и исполнить обязательство одновременно.

Займы и дебиторская задолженность

К категории займов и дебиторской задолженности относятся не котируемые на активном рынке финансовые активы, предусматривающие получение фиксированных или определенных платежей. Такие активы первоначально признаются по справедливой стоимости, которая увеличивается на сумму непосредственно относящихся затрат по сделке. После первоначального признания займы и кредиторская задолженность оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента.

В категорию займов и дебиторской задолженности были включены активы следующих классов: торговая и прочая дебиторская задолженность, как указывается в Примечании 19, и денежные средства и их эквиваленты как указывается в Примечании 20.

Денежные средства и их эквиваленты

К денежным средствам и их эквивалентам относятся денежные средства в кассе, банковские депозиты до востребования и высоколиквидные инвестиции, срок погашения которых составляет три месяца или меньше с даты приобретения, и которые подвержены незначительному риску изменения их справедливой стоимости.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(в) Финансовые инструменты, продолжение

(ii) *Непроизводные финансовые обязательства - оценка*

Группа классифицирует непроизводные финансовые обязательства в категорию прочих финансовых обязательств. Такие финансовые обязательства при первоначальном признании оцениваются по справедливой стоимости за вычетом непосредственно относящихся затрат по сделке. После первоначального признания, эти финансовые обязательства оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента.

К прочим финансовым обязательствам относятся кредиты и займы, торговая и прочая кредиторская задолженность и обязательства по возмещению исторических затрат.

(iii) *Уставный капитал*

Простые акции

Простые акции классифицируются как капитал. Дополнительные затраты, непосредственно связанные с выпуском простых акций и опционов на акции, отражаются с учетом налогового эффекта как вычет из величины капитала.

Привилегированные акции

Погашаемые привилегированные акции Компании классифицируются как финансовые обязательства, так как они предусматривают выплату обязательных дивидендов и подлежат погашению денежными средствами. Обязательные дивиденды по таким акциям признаются как процентные расходы в составе прибыли или убытка по мере начисления.

Непогашаемые привилегированные акции классифицируются как капитал, если они предусматривают выплату дивидендов по усмотрению Группы, не содержат обязательство по выплате денежных средств или передаче другого финансового актива и не требуют расчета на основе переменного количества долевых инструментов Группы. Дивиденды, выплачиваемые по усмотрению Группы по таким акциям, признаются как распределение капитала в момент их утверждения акционерами Компании.

Дивиденды

Дивиденды, кроме обязательных годовых дивидендов по привилегированным акциям, признаются как обязательства и вычитаются из капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до или на отчетную дату. Обязательные годовые дивиденды по привилегированным акциям отражаются как финансовые расходы в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе. Информация о дивидендах отражается в финансовой отчетности, если они были рекомендованы до отчетной, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(г) Основные средства

(i) Признание и оценка

Объекты основных средств отражаются по себестоимости за вычетом накопленных сумм амортизации и убытков от обесценения.

Фактическая стоимость включает затраты, непосредственно связанные с приобретением актива. В себестоимость активов, возведенных (построенных) собственными силами включаются затраты на материалы, прямые затраты на оплату труда, все другие затраты непосредственно связанные с приведением активов в рабочее состояние для использования их по назначению, затраты на демонтаж и удаление активов и восстановление занимаемого ими участка, и капитализированные затраты по займам.

В том случае, если объект основных средств состоит из отдельных компонентов, имеющих разные сроки полезного использования, каждый из них учитывается как отдельный объект (значительный компонент) основных средств.

Сумма прибыли или убытка от выбытия объекта основных средств определяется посредством сравнения поступлений от его выбытия с его балансовой стоимостью и признается в нетто-величине по строке «прочие доходы» или «прочие расходы» в составе прибыли или убытка за период.

(ii) Последующие затраты

Затраты, связанные с заменой значительного компонента объекта основных средств увеличивают балансовую стоимость этого объекта в случае, если вероятно, что Группа получит будущие экономические выгоды, связанные с указанным компонентом, и ее стоимость можно надежно оценить. Балансовая стоимость замененного компонента списывается. Затраты на повседневное обслуживание объектов основных средств признаются в составе прибыли или убытка за период в момент возникновения.

(iii) Амортизация

Амортизационные отчисления рассчитываются на основе себестоимости актива за вычетом остаточной стоимости этого актива. В случае если объект основных средств состоит из нескольких компонентов, имеющих различный срок полезного использования, такие компоненты отражаются как отдельные объекты основных средств.

Каждый компонент объекта основных средств амортизируется линейным методом на протяжении ожидаемого срока его полезного использования, поскольку именно такой метод наиболее точно отражает характер ожидаемого потребления будущих экономических выгод, заключенных в активе, и амортизационные отчисления включаются в состав прибыли или убытка за период. Арендные активы амортизируются на протяжении наименьшего из двух сроков: срока аренды и срока полезного использования активов, за исключением случаев, когда у Группы имеется обоснованная уверенность в том, что к ней перейдет право собственности на соответствующие активы в конце срока их аренды.

Ожидаемые сроки полезного использования основных средств в отчетном и сравнительном периодах были следующими:

- | | |
|--|-------------------------|
| • здания и сооружения | 15 - 30 лет; |
| • установки и оборудование | 5 - 15 лет; |
| • транспортные средства | 4 - 7 лет; |
| • прочие основные средства | 5 - 20 лет; |
| • нефтегазовые производственные активы | производственный метод. |

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(г) Основные средства, продолжение

(iii) Амортизация, продолжение

Нормы износа по производственному методу основаны на оценочных доказанных запасах нефти и газа, извлекаемых при имеющихся мощностях на условиях соответствующих договоров на добычу. Оценка запасов нефти и газа была проведена независимым специалистом, DeGolyer and MacNaughton, по состоянию на 31 декабря 2015 года.

Методы амортизации, ожидаемые сроки полезного использования и остаточная стоимость основных средств анализируются по состоянию на каждую дату окончания финансового года, и корректируются в случае необходимости.

(д) Запасы

Запасы отражаются по наименьшей из двух величин: себестоимости или чистой цене продажи. Себестоимость запасов определяется на основе средневзвешенной стоимости и в нее включаются затраты на приобретение запасов, затраты на производство или переработку и прочие затраты на доставку запасов до их настоящего местоположения и приведения их в соответствующее состояние. Применительно к запасам собственного производства и незавершенного производства, в себестоимость также включается соответствующая доля производственных накладных расходов, рассчитываемая исходя из нормальной загрузки производственных мощностей предприятия.

Чистая цена продажи представляет собой предполагаемую (расчетную) цену продажи запасов в ходе обычной деятельности предприятия, за вычетом расчетных затрат на завершение производства запасов и на их продажу.

(е) Нематериальные активы

Все нематериальные активы Группы имеют определенные сроки полезной службы и в основном включают капитализированное компьютерное программное обеспечение, лицензии и проекты по разработке месторождений нефти. Приобретенные лицензии на компьютерное программное обеспечение капитализируются в сумме затрат, понесенных на их приобретение и ввод в эксплуатацию.

(i) Амортизация

Амортизация по нематериальным активам начисляется прямолинейным методом в течение их срока полезной службы продолжительностью от 3 до 7 лет или производственным методом, см. Примечание 5(г)(iii). Используемый метод амортизации отражает структуру получения Группой будущих экономических выгод от актива.

Затраты по приобретенным лицензиям капитализируются и амортизируются прямолинейным методом в течение срока их полезной службы, не превышающего 20 лет. В случае обесценения балансовая стоимость нематериальных активов списывается до наибольшей из ценности использования и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу.

(ii) Бонус коммерческого обнаружения

Бонус коммерческого обнаружения, выплачиваемый государству с целью получения права недропользования на контрактной территории, капитализируются на основании понесенных расходов. Амортизация рассчитывается производственным методом. Нормы износа по производственному методу основаны на оценочных доказанных запасах нефти и газа, см. Примечание 5(г)(iii).

В конце каждого отчетного года методы амортизации, сроки полезного использования и величины остаточной стоимости анализируются на предмет необходимости их пересмотра и в случае необходимости пересматриваются.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(ж) Разведочные и оценочные активы

Разведочные и оценочные активы включают расходы, понесенные до подтверждения возможности осуществления коммерчески рентабельного производства, такие как затраты на геологические и геофизические исследования, затраты на бурение скважин и накладные расходы, связанные с разведкой.

В рамках затрат на приобретение прав на добычу нефти и газа, Группа обязана провести ликвидацию скважины и восстановление участка. Эти затраты являются обязательными в соответствии с условиями приобретения прав. Указанные затраты учитываются как часть стоимости приобретения при первоначальном признании, при этом соответствующее обязательство признается равным приведенной стоимости будущих выплат на ликвидацию скважины и восстановление участка в течение периода разведки.

В зависимости от успеха разведки и оценки запасов нефти и газа, или от решения Группы переходить или нет к стадии добычи, действие соответствующего контракта на недропользование может быть прекращено до завершения периода разведки и оценки.

Затраты на разведку и оценку капитализируются по мере того, как они понесены. Разведочные и оценочные активы классифицируются как материальные или нематериальные в зависимости от их природы.

Разведочные и оценочные активы более не классифицируются как таковые, когда техническая осуществимость и коммерческая рентабельность добычи минеральных ресурсов доказуемы. Разведочные и оценочные активы, после проведения теста на обесценение, реклассифицируются либо как материальные, либо как нематериальные активы для освоения, и амортизируются по производственному методу, основанному на оценках подтвержденных запасов.

Разведочные и оценочные активы оцениваются на предмет обесценения, когда факты и обстоятельства говорят о том, что балансовая стоимость разведочных и оценочных активов может превышать их возмещаемую величину, что имеет место в следующих случаях: срок действия лицензии на разведку истек и не ожидается его продления; значительные затраты на дальнейшую разведку не планируются; разведка не привела к коммерческому обнаружению запасов; существуют признаки того, что разведочные и оценочные активы не будут полностью возмещены путем успешной разработки месторождения или путем продажи. Разведочные и оценочные активы оцениваются на предмет обесценения на уровне единицы, генерирующей денежные средства, которая представлена отдельными месторождениями.

Административные расходы, не связанные напрямую с деятельностью по разведке и оценке, относятся на расходы по мере их понесения.

Все затраты, понесенные до даты получения Группой юридических прав на разведку на конкретной территории, такие как проектные работы, техническая и экономическая оценка проекта, разработка геологической и гидродинамической модели определения углеводородного сырья и его оценки, а также накладные расходы, относятся на расходы периода по мере их понесения.

Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого капитального актива, или незавершенному проекту, капитализируются и включаются в состав стоимости актива или проекта в течение периода строительства до тех пор, пока актив или проект не будут, в основном, готовы для своего целевого использования. В том случае, если средства были специально привлечены для финансирования актива или проекта, капитализированная сумма представляет собой фактическую сумму понесенных затрат по займам.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(ж) Разведочные и оценочные активы, продолжение

В том случае, если средства, использованные для финансирования актива или проекта, являются частью общих заимствований, то капитализированная сумма рассчитывается с использованием средневзвешенных ставок, применимых к соответствующим общим заимствованиям Группой в течение отчетного периода. Все прочие затраты по займам признаются в составе прибыли или убытка.

(з) Обесценение

(i) *Непроизводные финансовые активы*

По состоянию на каждую отчетную дату финансовый актив, не отнесенный к категории финансовых инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка, проверяется на предмет наличия объективных свидетельств его обесценения. Финансовый актив является обесценившимся, если существуют объективные свидетельства того, что после первоначального признания актива произошло событие, приводящее к убытку, и что это событие оказало негативное влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу, которое можно надежно оценить.

К объективным свидетельствам обесценения финансовых активов могут относиться неплатежи или иное невыполнение должниками своих обязанностей, реструктуризация задолженности перед Группой на условиях, которые в ином случае Группой даже не рассматривались бы, признаки возможного банкротства должника или эмитента.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизируемой стоимости

Признаки, свидетельствующие об обесценении займов и дебиторской задолженности, Группа рассматривает как на уровне отдельных активов, так и совместно, на уровне группы активов. Все займы и дебиторская задолженность, являющиеся значительными по отдельности, оцениваются на предмет обесценения в индивидуальном порядке. Все значительные по отдельности займы и дебиторская задолженность, в отношении которых не выявлено обесценение на уровне отдельного актива, совместно оцениваются на предмет обесценения, которое уже возникло, но еще не идентифицировано. Не являющиеся значительными по отдельности займы и дебиторская задолженность оцениваются на предмет обесценения совместно посредством объединения займов и дебиторской задолженности со сходными характеристиками риска.

При оценке обесценения на уровне группы активов Группа использует исторические тренды вероятности возникновения убытков, сроки восстановления и суммы понесенных убытков, скорректированные с учетом суждений руководства о том, являются ли текущие экономические и кредитные условия таковыми, что фактические убытки, возможно, окажутся больше или меньше ожидаемых исходя из исторических тенденций убытков.

В отношении финансового актива, учитываемого по амортизированной стоимости, сумма убытка от обесценения рассчитывается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков, дисконтированных по первоначальной эффективной ставке процента этого актива. 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 удерживаемых до погашения инвестиций в ценные бумаги. Проценты на обесценившийся актив продолжают начисляться через отражение «высвобождения дисконта». В случае наступления какого-либо последующего события, которое приводит к уменьшению величины убытка от обесценения, восстановленная сумма, ранее отнесенная на убыток от обесценения, отражается в составе прибыли или убытка за период.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(з) Обесценение, продолжение

(ii) *Нефинансовые активы*

Балансовая стоимость нефинансовых активов Группы, отличных от запасов и отложенных налоговых активов, анализируется на каждую отчетную дату для того, чтобы определить, существуют ли признаки их обесценения. При наличии любого такого признака рассчитывается возмещаемая стоимость соответствующего актива. Убыток от обесценения признается в том случае, если балансовая стоимость актива или соответствующей ему единицы, генерирующей денежные средства (ЕГДС), оказывается выше его (ее) расчетной возмещаемой стоимости.

Возмещаемая стоимость актива или ЕГДС, представляет собой наибольшую из двух величин: ценности использования этого актива (этой единицы) и его (ее) справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу. При расчете ценности использования, ожидаемые в будущем денежные потоки дисконтируются до их приведенной стоимости с использованием доналоговой ставки дисконтирования, отражающей текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, специфичные для данного актива или ЕГДС. Для целей проведения проверки на предмет обесценения активы, которые не могут быть проверены по отдельности, объединяются в наименьшую группу, которая генерирует приток денежных средств в результате продолжающегося использования соответствующих активов, в значительной степени независимый от других активов или ЕГДС.

Корпоративные активы Группы не генерируют независимые денежные потоки и ими пользуются более одной ЕГДС. Стоимость корпоративных активов распределяется между ЕГДС на разумной и последовательной основе и проверка их на обесценение осуществляется в рамках тестирования той ЕГДС, на которую был распределен соответствующий корпоративный актив.

Убытки от обесценения признаются в составе прибыли или убытка за период. Убытки от обесценения ЕГДС сначала относятся на уменьшение балансовой стоимости гудвила, распределенного сначала на соответствующую ЕГДС (или группу ЕГДС), а затем пропорционально на уменьшение балансовой стоимости активов в составе этой ЕГДС (группы ЕГДС).

На каждую отчетную дату проводится анализ убытка от их обесценения, признанного в одном из прошлых периодов, с целью выявления признаков того, что величину этого убытка следует уменьшить или что его более не следует признавать. Суммы, списанные на убытки от обесценения, восстанавливаются в том случае, если произошли изменения в оценках, использованных при расчете возмещаемой величины. Убыток от обесценения восстанавливается только в пределах суммы, позволяющей восстановить стоимость активов до их балансовой стоимости, по которой они бы отражались (за вычетом накопленных сумм амортизации), если бы не был признан убыток от обесценения.

(и) Вознаграждения работникам

(i) *Затраты на оплату труда и связанные отчисления*

Расходы на заработную плату, оплачиваемые ежегодные отпуска и больничные, премии и неденежные льготы начисляются и списываются на расходы в том году, в котором сотрудниками Группы выполняются соответствующие работы. В соответствии с законодательством Республики Казахстан Группа удерживает пенсионные отчисления из заработной платы сотрудников, перечисляя их в Единый Накопительный Пенсионный Фонд. При выходе работников на пенсию все выплаты осуществляются вышеуказанным пенсионным фондом.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(и) Вознаграждения работникам, продолжение

(ii) Прочие долгосрочные вознаграждения работникам

Группа предлагает своим работникам долгосрочные выплаты до и после выхода на пенсию в соответствии с положениями Коллективного трудового договора. Договор предусматривает выплату единовременных выходных пособий и пособий по случаю юбилеев, оказание финансовой помощи работникам Компании в случае нетрудоспособности и работникам, вышедшим на пенсию, а также финансовой помощи работникам Компании по случаю смерти. Право на получение отдельных пособий обычно предоставляется в зависимости от оставшегося срока работы до выхода на пенсию и наличия у работника минимального трудового стажа.

Начисление ожидаемых расходов, связанных с выплатой единовременных выходных пособий, осуществляется в том же порядке, что и начисление по пенсионным планам с установленными выплатами. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

При этом актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных допущениях, так и влияние корректировок на основе опыта, возникающих при различиях между первоначальными актуарными допущениями в отношении будущих событий и тем, что в действительности произошло. Прочие изменения чистого излишка или дефицита признаются в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние любых сокращений или расчетов.

Наиболее значимыми предположениями, использованными в учете обязательств по плану с установленными выплатами, являются ставка дисконта, ставка будущего увеличения заработной платы и предположения о смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год отмена дисконта по обязательствам относится на консолидированный отчет о совокупном доходе как процентные расходы. Предположения о смертности и будущем увеличении заработной платы используются для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется до чистой приведенной стоимости обязательств.

(к) Резервы

Резерв признается в том случае, если в результате прошлого события у Группы возникло правовое обязательство или обязательство, обусловленное сложившейся практикой, величину которого можно надежно оценить, и вероятен отток экономических выгод для урегулирования данного обязательства. Величина резерва определяется путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков по доналоговой ставке, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и рисков, присущих данному обязательству. Суммы, отражающие амортизацию дисконта, признаются в качестве финансовых расходов.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(к) Резервы, продолжение

Резерв на восстановление месторождения

В соответствии с опубликованной политикой Группы в отношении охраны окружающей среды и требованиями применимого законодательства, резерв по затратам на восстановление месторождения в связи с его загрязнением и соответствующий расход признаются в момент фактического загрязнения этого месторождения.

Группа проводит оценку будущих затрат на демонтаж основных средств и восстановление месторождения на основе оценок внутренних или внешних инженеров с учетом предполагаемого метода демонтажа и масштаба требуемого восстановления участков в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Резервы в отношении затрат на демонтаж нефтегазовых производственных активов и восстановление месторождения формируются в том периоде, в котором возникает обязательство, при возможности проведения обоснованной оценки справедливой стоимости. Соответствующие затраты на демонтаж и затраты на восстановление месторождения капитализируются как часть балансовой стоимости соответствующего имущества и амортизируются с использованием производственного метода. Изменения в оценке существующих обязательств по ликвидации активов, возникшие в результате изменения расчетных сроков или суммы выбытия ресурсов, либо в результате изменения ставки дисконта, отражаются как корректировка стоимости соответствующего актива в текущем периоде.

(л) Доход

(i) *Реализованная продукция*

Величина дохода от продажи товаров в ходе обычной деятельности оценивается по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению возмещения за минусом возвратов и всех предоставленных торговых или оптовых скидок. Доход признается в тот момент, когда существует убедительное доказательство (обычно имеющее форму исполненного договора продажи) того, что значительные риски и выгоды, связанные с правом собственности, переданы покупателю, получение соответствующего возмещения вероятно, понесенные затраты и потенциальные возвраты товаров можно надежно оценить, участие в управлении проданными товарами прекращено и величину выручки можно надежно оценить. Если вероятно, что скидки будут предоставлены, и их величина может быть с надежностью определена, то на эту сумму уменьшается доход в момент признания соответствующих продаж.

Момент передачи рисков и выгод варьируется в зависимости от конкретных условий договора купли-продажи. При экспортной продаже сырой нефти передача рисков и выгод обычно происходит в момент погрузки товаров на судно клиента (FOB – «франко-борт»), при отгрузке на местный рынок передача происходит после загрузки сырой нефти в магистральный трубопровод (DAP – «доставка до места»).

(ii) *Услуги*

Доход по договорам на оказание услуг признается в составе прибыли или убытка за период пропорционально стадии завершенности работ по договору по состоянию на отчетную дату. Стадия завершенности оценивается на основе обзоров (инспектирования) выполненных объемов работ. Услуги, оказываемые Группой, обычно носят краткосрочный характер и не требуют существенных суждений в отношении определения стадии завершенности работ.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(м) Прочие расходы

(i) *Арендные платежи*

Платежи по договорам операционной аренды признаются в составе прибыли или убытка за период линейным методом на протяжении срока аренды.

(ii) *Расходы на социальную сферу*

В дополнение к своим обязательствам по Договору купли-продажи Группа добровольно выделяет средства на техническое обслуживание и содержание местных объектов инфраструктуры и для повышения благосостояния работников Компании, включая вложения в строительство, развитие и обслуживание жилищного сектора и объектов отдыха. Эти расходы, включая затраты капитального характера, относятся на расходы по мере возникновения.

(н) Финансовые доходы и расходы

В состав финансовых доходов включаются процентные доходы по инвестированным средствам. Процентный доход признается в составе прибыли или убытка за период по мере начисления и его сумма рассчитывается с использованием метода эффективной ставки процента.

В состав финансовых расходов включается убыток от изменения курсов иностранных валют, амортизация дисконта по резерву на восстановление месторождений, дивиденды по привилегированным акциям и прочие финансовые расходы. Прибыли и убытки от изменения обменных курсов иностранных валют отражаются в нетто-величине.

Затраты по займам, которые не имеют непосредственного отношения к приобретению, строительству или производству актива, отвечающего определенным требованиям «квалифицируемого актива», признаются в составе прибыли или убытка за период с использованием метода эффективной ставки процента.

(о) Подоходный налог

Расход по подоходному налогу включает в себя текущий подоходный налог и отложенный налог и отражается в составе прибыли или убытка за период за исключением той их части, которая относится к сделке по объединению бизнеса или к операциям, признаваемым непосредственно в составе капитала или в составе прочего совокупного дохода.

(i) *Текущий налог*

Текущий подоходный налог включает сумму налога, которая, как ожидается, будет уплачена или возмещена в отношении налогооблагаемой прибыли или налогового убытка за год, и которая рассчитана на основе налоговых ставок, действующих или по существу действующих по состоянию на отчетную дату, а также корректировки по подоходному налогу прошлых лет. В расчет обязательства по текущему подоходному налогу также включается величина налогового обязательства, возникшего в связи с дивидендами.

(ii) *Отложенный налог*

Отложенный налог признается в отношении временных разниц, возникающих между балансовой стоимостью активов и обязательств, определяемой для целей их отражения в финансовой отчетности, и их налоговой базой.

5 Основные положения учетной политики, продолжение

(о) Подоходный налог, продолжение

(ii) Отложенный налог, продолжение

Отложенный налог не признается в отношении:

- временных разниц, возникающих при первоначальном признании активов и обязательств в результате осуществления сделки, не являющейся сделкой по объединению бизнеса и не оказывающей влияния ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль или налоговый убыток;
- временных разниц, относящихся к инвестициям в дочерние, ассоциированные предприятия и совместную деятельность, в той мере, в которой Группа способна контролировать сроки восстановления этих временных разниц и существует вероятность, что эти временные разницы не будут восстановлены в обозримом будущем; и
- налогооблагаемых временных разниц, возникающих при первоначальном признании гудвила.

Отложенный налоговый актив признается в отношении неиспользованных налоговых убытков, налоговых кредитов и вычитаемых временных разниц только в той мере, в какой вероятно получение будущей налогооблагаемой прибыли, за счет которой они могут быть реализованы. Величина отложенных налоговых активов анализируется по состоянию на каждую отчетную дату и уменьшается в той мере, в которой реализация соответствующих налоговых выгод более не является вероятной.

Величина отложенного налога определяется исходя из налоговых ставок, которые будут применяться в будущем, в момент восстановления временных разниц, основываясь на действующих или по существу введенных в действие законах по состоянию на отчетную дату.

Оценка отложенного налога отражает налоговые последствия, следующие из способа, которым Группа намеревается возместить или погасить балансовую стоимость своих активов или урегулировать обязательства на конец отчетного периода.

Отложенные налоговые активы и обязательства зачитываются в том случае, если имеется юридически закрепленное право проводить зачет текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и эти активы и обязательства относятся к налогам на прибыль, взимаемым одним и тем же налоговым органом с одного и того же налогооблагаемого предприятия, либо с разных налогооблагаемых предприятий, но эти предприятия намерены урегулировать текущие налоговые обязательства и активы на нетто-основе или реализация налоговых активов этих предприятий будет осуществлена одновременно с погашением их налоговых обязательств.

В соответствии с требованиями налогового законодательства Республики Казахстан компании Группы не могут зачитывать свои налоговые убытки и активы по текущему подоходному налогу против налоговых прибылей и обязательств по текущему подоходному налогу других компаний Группы. Кроме того, налоговая база определяется по каждому основному виду деятельности Группы в отдельности и поэтому налоговые убытки и налогооблагаемая прибыль по разным видам деятельности взаимозачету не подлежат.

6 Определение справедливой стоимости

Во многих случаях положения учетной политики Группы и правила раскрытия информации требуют определения справедливой стоимости как финансовых, так и нефинансовых активов и обязательств. Справедливая стоимость определялась для целей оценки и раскрытия информации с использованием методов, применимых для каждого актива и обязательства. Где это применимо, дополнительная информация о допущениях, сделанных в процессе определения справедливой стоимости актива или обязательства, раскрывается в примечаниях, относящихся к данному активу или обязательству.

7 Новые стандарты и разъяснения, еще не принятые к использованию

Ряд новых стандартов, изменений к стандартам и разъяснениям еще не вступили в силу по состоянию на 31 декабря 2015 года и их требования не учитывались при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности. Группа еще не проанализировала вероятные последствия введения новых стандартов с точки зрения его влияния на финансовое положение и результаты деятельности Группы. Следующие из указанных стандартов и разъяснений могут оказать потенциальное влияние на деятельность Группы. Группа планирует принять указанные стандарты и разъяснения к использованию после вступления их в силу.

- МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», опубликованный в июле 2014 года, заменяет существующий МФСО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка». МСФО (IFRS) 9 включает пересмотренное руководство в отношении классификации и оценки финансовых активов, включая новую модель ожидаемых кредитных убытков для оценки обесценения и новые общие требования по учету хеджирования. Также новый стандарт оставляет в силе руководство в отношении признания и прекращения признания финансовых инструментов, принятое в МСФО (IAS) 39. МСФО (IFRS) 9 вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. Разрешается досрочное применение стандарта.
- МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями» устанавливает общую систему принципов для определения того, должна ли быть признана выручка, в какой сумме и когда. Стандарт заменяет действующее руководство в отношении признания выручки, в том числе МСФО (IAS) 11 «Договоры на строительство», МСФО (IAS) 18 «Выручка» и разъяснение КРМФО (IFRIC) 13 «Программы лояльности клиентов». Основопологающий принцип нового стандарта состоит в том, что предприятие признает выручку, чтобы отразить передачу обещанных товаров или услуг покупателям в сумме, соответствующей возмещению, на которое предприятие, в соответствии со своими ожиданиями, получит право в обмен на эти товары или услуги. Новый стандарт предусматривает подробные раскрытия в отношении выручки, включает руководство по учету операций, которые ранее не рассматривались в полном объеме, а также улучшает руководство по учету соглашений, состоящий из многих элементов. МСФО (IFRS) 15 вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. Разрешается досрочное применение стандарта.
- МСФО (IFRS) 16 заменяет действующее руководство в отношении учета аренды, включая МСФО (IAS) 17 «Аренда», КРМФО (IFRIC) 4 «Определение наличия в соглашении признаков договора аренды», Разъяснение ПКР (SIC) 15 «Операционная аренда – стимулы» и Разъяснение ПКР (SIC) 27 «Анализ сущности сделок, имеющих юридическую форму аренды». Новый стандарт отменяет двойную модель учета, применяемую в настоящее время в учете арендатора. Данная модель требует классификацию аренды на финансовую аренду, отражаемую на балансе, и операционную аренду, учитываемую за балансом. Вместо нее вводится единая модель учета, предполагающая отражение аренды на балансе и имеющая сходство с действующим в настоящее время учетом финансовой аренды. Для арендодателей правила учета, действующие в настоящее время, в целом сохраняются – арендодатели продолжают классифицировать аренду на финансовую и операционную. МСФО (IFRS) 16 вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Разрешается досрочное применение стандарта при условии, что МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями» будет также применен.

8 Доход

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Реализация сырой нефти и газа	312,483,244	492,808,378
Реализация сжиженного газа	13,080,518	18,673,638
Прочие доходы по основной деятельности	1,132,815	1,277,663
	326,696,577	512,759,679

9 Себестоимость реализации

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Амортизация	73,468,958	86,193,823
Налоги	37,805,366	55,125,477
Заработная плата и связанные с ней налоги	12,768,250	13,624,226
Материалы	8,255,732	8,815,417
Транспортные услуги	6,665,277	7,633,727
Электроэнергия	5,911,111	3,820,347
Ремонт и прочие оказанные услуги	3,078,943	4,447,345
Исследования, наблюдения и тестирование добычи	2,469,982	3,063,099
Улучшение и отслеживание нефтедобычи	1,052,163	2,425,972
Топливо	1,048,577	1,034,916
Расходы по перфорации и свабированию	278,818	361,697
Возмещение ущерба по экологии	3,416	1,320,867
Прочие	8,048,688	6,852,256
	160,855,281	194,719,169

Ниже представлена расшифровка налогов, включенных в себестоимость реализации:

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	25,338,013	41,373,143
Налог на имущество	7,766,981	6,768,013
Плата за эмиссию в окружающую среду	3,940,017	6,172,747
Прочие	760,355	811,574
	37,805,366	55,125,477

10 Расходы по реализации

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Услуги по транспортировке	46,488,597	54,499,019
Экспортная таможенная пошлина на сырую нефть	28,882,904	34,067,055
Рентный налог	18,167,420	63,647,625
Амортизация	1,062,018	958,512
Прочие налоги и таможенные сборы	357,686	678,387
Консультационные услуги	336,744	162,632
Заработная плата и связанные с ней налоги	297,802	349,116
Услуги и работы сторонних организаций	151,514	674,188
Расходы по маркетингу	91,844	96,201
Материалы	67,680	536,037
Прочие	1,124,754	993,315
	97,028,963	156,662,087

11 Административные расходы

тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
Спонсорская помощь		5,949,957	2,463,893
Штрафы и пени		3,275,459	4,757,888
Заработная плата и связанные с ней налоги		2,314,632	3,289,488
Начисление резерва по неликвидным и устаревшим запасам	18	1,424,712	40,691
Услуги и работы сторонних организаций		1,320,809	1,634,977
Амортизация		1,249,264	2,246,654
Налоги		230,903	329,537
Командировочные и представительские расходы		115,874	257,826
Материалы		71,555	105,576
Страхование		27,467	8,854
Начисление резерва по неиспользованным отпускам		17,105	14,487
Прочие		1,483,487	1,107,611
		17,481,224	16,257,482

12 Финансовые расходы

тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
Нетто-величина убытка от изменения обменных курсов иностранных валют		357,980,399	36,740,501
Проценты по банковским займам		14,795,661	4,425,658
Высвобождение дисконта по резерву на восстановление месторождений	24	4,319,423	3,544,643
Дивиденды по привилегированным акциям	21	70,796	70,796
Прочие		288,880	380,925
		377,455,159	45,162,523

13 Расходы на персонал

Ниже представлена среднесписочная численность работников Группы за год (включая управляющих директоров):

Количество сотрудников	2015 г.	2014 г.
Добыча нефти и газа	1,601	1,582
Переработка нефти и газа	1,590	1,531
Ремонт и техническое обслуживание скважин	1,353	1,315
Администрация, социальная сфера и прочие	894	913
Транспортировка товаров и персонала	396	452
Строительство	303	304
Материально-техническое снабжение	300	341
Маркетинг	135	135
	6,572	6,573

Ниже представлена общая сумма затрат на содержание персонала Группы (включая управляющих директоров):

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Заработная плата и краткосрочные вознаграждения работников	15,737,373	17,031,635
Социальный налог и социальные отчисления	737,636	1,561,798
	16,475,009	18,593,433

14 (Экономия)/расход по подоходному налогу**(а) Суммы, признанные в составе прибыли или убытка**

Применимая налоговая ставка для Компании и его дочерних предприятий составляет 20% в 2015 году, которая представляет собой ставку подоходного налога казахстанских компаний.

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Текущий подоходный налог		
Корпоративный подоходный налог за отчетный год	333,462	29,190,009
Корректировки корпоративного подоходного налога за прошлые годы	(1,847,120)	(441,553)
Корректировки налога сверхприбыль за прошлые годы	-	12,226,797
	(1,513,658)	40,975,253
Отложенный подоходный налог		
Экономия по отложенному подоходному налогу	(62,268,818)	(779,388)
Изменение величины признанных вычитаемых временных разниц	6,879,217	(961,270)
(Экономия)/расход по отложенному налогу на сверхприбыль	(8,235,253)	4,528,098
	(63,624,854)	2,787,440
Общая сумма (экономии)/расхода по подоходному налогу	(65,138,512)	43,762,693

Сверка эффективной ставки налога:

	2015 г.		2014 г.	
	тыс. тенге	%	тыс. тенге	%
(Убыток)/прибыль до налогообложения	(334,299,632)	100.0	102,749,634	100.0
Подоходный налог, рассчитанный по применимой ставке	(66,859,926)	20.0	20,549,927	20.0
(Экономия)/расход по отложенному налогу на сверхприбыль	(8,235,253)	2.5	4,528,098	4.4
Изменение величины признанных вычитаемых временных разниц	2,510,386	(0.8)	-	-
Изменение в ставке налога	4,368,831	(1.3)	(961,270)	(0.9)
Корректировки подоходного налога за прошлые годы	(1,847,120)	0.6	(441,553)	(0.4)
Корректировки налога сверхприбыль за прошлые годы	-	-	12,226,797	11.9
Корпоративный подоходный налог за нефть на собственные нужды	413,754	(0.1)	1,181,707	1.2
Убытки текущего года, в отношении которых не был признан отложенный налоговый актив	969,640	(0.3)	284,306	0.3
Невычитаемые налоги, штрафы и пени	692,174	(0.2)	6,656,360	6.5
Изменение величины необлагаемых резервов по обесценению незавершенного строительства	1,101,993	(0.3)	(466,714)	(0.5)
Прочие невычитаемые расходы, нетто	1,747,009	(0.5)	205,035	0.2
	(65,138,512)	19.6	43,762,693	42.7

14 (Экономия)/расход по подоходному налогу, продолжение**(б) Признанные отложенные налоговые активы и обязательства**

Отложенные налоговые активы и обязательства относятся к следующим статьям:

тыс. тенге	Активы		Обязательства		Нетто-величина	
	2015 г.	2014 г.	2015 г.	2014 г.	2015 г.	2014 г.
Основные средства	-	-	(75,348,770)	(47,103,401)	(75,348,770)	(47,103,401)
Нематериальные активы	-	-	(3,989,100)	(4,309,287)	(3,989,100)	(4,309,287)
Резерв по восстановлению месторождений	12,982,923	9,726,515	-	-	12,982,923	9,726,515
Прочие налоги к уплате	2,815,662	5,855,670	-	-	2,815,662	5,855,670
Обязательства по возмещению исторических затрат	61,208	47,140	-	-	61,208	47,140
Кредиторская задолженность	635,117	729,094	-	-	635,117	729,094
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	90,877,203	-	-	-	90,877,203	-
Прочие оборотные активы	1,244,790	708,448	-	-	1,244,790	708,448
Налоговые активы/ (обязательства)	108,616,903	17,066,867	(79,337,870)	(51,412,688)	29,279,033	(34,345,821)
Зачет налогов	(77,353,694)	(17,066,867)	77,353,694	17,066,867	-	-
Чистые налоговые активы/(обязательства)	31,263,209	-	(1,984,176)	(34,345,821)	29,279,033	(34,345,821)

14 (Экономия)/расход по подоходному налогу, продолжение**(в) Движение временных разниц в течение года**

тыс. тенге	1 января 2014 г.	Признаны в составе прибыли или убытка	31 декабря 2014 г.	Признаны в составе прибыли или убытка	31 декабря 2015 г.
Основные средства	(49,646,858)	2,543,457	(47,103,401)	(28,245,369)	(75,348,770)
Нематериальные активы	(4,338,575)	29,288	(4,309,287)	320,187	(3,989,100)
Резерв по восстановлению месторождений	11,255,490	(1,528,975)	9,726,515	3,256,408	12,982,923
Прочие налоги к уплате	10,378,281	(4,522,611)	5,855,670	(3,040,008)	2,815,662
Обязательства по возмещению исторических затрат	42,604	4,536	47,140	14,068	61,208
Кредиторская задолженность	525,686	203,408	729,094	(93,977)	635,117
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	196,635	(196,635)	-	90,877,203	90,877,203
Прочие оборотные активы	28,356	680,092	708,448	536,342	1,244,790
Чистые налоговые активы/(обязательства)	(31,558,381)	(2,787,440)	(34,345,821)	63,624,854	29,279,033

Срок зачета налоговых убытков, возникших в результате деятельности Компании и его дочерних предприятий, истекает через десять лет. Срок зачета вычитаемых временных разниц, в соответствии с действующим законодательством, не ограничен.

Активы и обязательства по отложенному налогу в рамках разных контрактов на недропользование или разных юридических лиц не взаимозачитываются, так как взаимозачет текущих налоговых активов и обязательств не разрешен нормативными актами.

(г) Непризнанные отложенные налоговые активы

По состоянию на 31 декабря 2015 года отложенные налоговые активы в сумме 2,510,386 тысяч тенге (в 2014 году: отсутствует) не были признаны в отношении вычитаемых временных разниц, возникших по геологоразведочным расходам, понесенным Компанией. По состоянию на 31 декабря 2015 года отложенные налоговые активы в сумме 1,450,581 тысяча тенге (в 2014 году: 480,941 тысяча тенге) не были признаны в отношении налоговых убытков, сформировавшихся в КМК Мунай, в связи с низкой вероятностью получения будущей налогооблагаемой прибыли по отдельным месторождениям, против которой дочернее предприятие могло бы использовать эти налоговые выгоды.

15 Основные средства

тыс. тенге	Земля и здания	Нефтегазовые производственные активы	Установки и оборудование	Транспортные средства	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
<i>Историческая стоимость</i>							
Остаток на 1 января 2014 года	54,568,429	835,198,943	108,257,648	9,657,457	4,756,768	156,939,473	1,169,378,718
Поступления	70,935	251	-	-	48,120	185,012,087	185,131,393
Капитализированные затраты по восстановлению месторождений на нетто-основе, см. Примечание 24	-	(15,609,609)	-	-	-	-	(15,609,609)
Выбытия	(21,943)	(138,808)	(518,927)	(4,638)	(61,541)	(474,564)	(1,220,421)
Перемещения	2,227,142	93,460,941	4,663,728	75,451	79,521	(100,506,783)	-
Остаток на 31 декабря 2014 года	56,844,563	912,911,718	112,402,449	9,728,270	4,822,868	240,970,213	1,337,680,081
Остаток на 1 января 2015 года	56,844,563	912,911,718	112,402,449	9,728,270	4,822,868	240,970,213	1,337,680,081
Поступления	4,928	-	739,217	26,870	18,775	68,803,374	69,593,164
Капитализированные затраты по восстановлению месторождений на нетто-основе, см. Примечание 24	-	2,820,286	-	-	-	-	2,820,286
Выбытия	(7,441)	(76,139)	(266,925)	-	(26,388)	(144,442)	(521,335)
Перемещения	1,198,598	142,742,376	17,847,909	6,310	51,723	(161,846,916)	-
Остаток на 31 декабря 2015 года	58,040,648	1,058,398,241	130,722,650	9,761,450	4,866,978	147,782,229	1,409,572,196

15 Основные средства, продолжение

тыс. тенге	Земля и здания	Нефтегазовые производственные активы	Установки и оборудование	Транспортные средства	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
<i>Амортизация и убытки от обесценения</i>							
Остаток на 1 января 2014 года	(20,079,058)	(399,453,060)	(65,604,058)	(6,472,026)	(2,504,729)	(11,040,460)	(505,153,391)
Начисленная амортизация	(3,484,955)	(77,783,075)	(7,571,434)	(813,040)	(591,703)	-	(90,244,207)
Восстановление убытка от обесценения	-	-	-	-	-	2,333,572	2,333,572
Выбытия	21,746	111,573	435,218	4,638	21,103	-	594,278
Перемещения	322,766	(59,080)	(304,389)	44,884	(4,181)	-	-
Остаток на 31 декабря 2014 года	(23,219,501)	(477,183,642)	(73,044,663)	(7,235,544)	(3,079,510)	(8,706,888)	(592,469,748)
Остаток на 1 января 2015 года	(23,219,501)	(477,183,642)	(73,044,663)	(7,235,544)	(3,079,510)	(8,706,888)	(592,469,748)
Начисленная амортизация	(2,275,971)	(63,793,396)	(6,543,225)	(699,008)	(569,085)	-	(73,880,685)
Убыток от обесценения	-	(1,015,174)	-	-	-	(9,352,933)	(10,368,107)
Выбытия	7,441	58,587	276,114	-	26,388	-	368,530
Перемещения	(99,776)	1,503,477	(1,406,669)	30,195	(27,227)	-	-
Остаток на 31 декабря 2015 года	(25,587,807)	(540,430,148)	(80,718,443)	(7,904,357)	(3,649,434)	(18,059,821)	(676,350,010)
Чистая балансовая стоимость							
На 1 января 2014 года	34,489,371	435,745,883	42,653,590	3,185,431	2,252,039	145,899,013	664,225,327
На 31 декабря 2014 года	33,625,062	435,728,076	39,357,786	2,492,726	1,743,358	232,263,325	745,210,333
На 31 декабря 2015 года	32,452,841	517,968,093	50,004,207	1,857,093	1,217,544	129,722,408	733,222,186

15 Основные средства, продолжение

(а) Амортизация

Расходы по амортизации в размере 73,880,685 тысяч тенге (в 2014 году: 90,244,207 тысяч тенге) были отражены следующим образом:

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Себестоимость реализации	69,810,166	85,653,599
Капитализированная амортизация	1,712,694	1,486,188
Административные расходы	1,245,106	2,054,757
Расходы по реализации	1,061,330	957,801
Прочие расходы	51,389	91,862
	73,880,685	90,244,207

(б) Аренда машин и оборудования

Балансовая стоимость основных средств, переданных в аренду другим сторонам на условиях операционной аренды, по состоянию на 31 декабря 2015 года составила 631,049 тысяч тенге (в 2014 году: 1,559,952 тысячи тенге). Переданные в аренду основные средства, в основном представляют собой буровое оборудование, переданное в аренду ТОО «Великая Стена», являющейся связанной стороной и предоставляющее Группе услуги по бурению. Амортизация оборудования по бурению относится на стоимость бурения скважин.

(в) Капитализация затрат по финансированию

Поступления в состав незавершенного строительства на сумму 4,466,967 тысяч тенге (в 2014 году: 6,531,233 тысячи тенге) представляют собой капитализацию затрат по финансированию строительства Жанажольского ГПЗ и прочих объектов незавершенного строительства по ставке капитализации 3.53% (в 2014 году: 3.24%).

(г) Основные средства в стадии строительства

По состоянию на 31 декабря 2015 года незавершенное строительство включает капитализированные затраты, связанные с разведкой на Центральном Блоке восточной части Прикаспийского бассейна в сумме 8,622,910 тысяч тенге (в 2014 году: 14,757,783 тысячи тенге). В течение 2015 года Группа провела анализ разведочных и оценочных активов, по итогам которого начислила резерв по сухим скважинам на общую сумму 7,799,124 тысячи тенге. В течение 2015 года Группа и понесла расходы на разведку по Центральному Блоку в сумме 472,875 тысяч тенге (в 2014 году: 2,397,186 тысяч тенге), которые были отражены в составе расходов по разведке в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе.

По состоянию на 31 декабря 2015 года незавершенное строительство также включает капитализированные затраты, понесенные КМК Мунай, и относящиеся к месторождению «Кокжиде» в размере 9,884,576 тысяч тенге (в 2014 году: 9,953,491 тысячи тенге), месторождению «Кумсай» в размере 3,441,848 тысяч тенге (в 2014 году: 10,093,198 тысяч тенге) и месторождению «Мартук» в размере 6,415,197 тысяч тенге (в 2014 году: 5,599,990 тысяч тенге). В течение 2015 года Группа провела анализ признаков обесценения, по итогам которого было признано обесценение на разведочных территориях «Кумсай» и «Кокжиде» в сумме 2,568,983 тысячи тенге. В течение 2015 года КМК Мунай понесло геологические и геофизические расходы в сумме 134,669 тысяч тенге (в 2014 году: 17,889 тысяч тенге), которые были отражены в составе расходов по разведке в консолидированном отчете о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе.

15 Основные средства, продолжение

(д) Прочее

По состоянию на 31 декабря 2015 года балансовая стоимость нефтегазовых производственных активов включает капитализированные затраты на восстановление месторождений, в сумме 5,861,436 тысяч тенге (в 2014 году: 5,872,901 тысяча тенге).

По состоянию на 31 декабря 2015 года балансовая стоимость незавершенного строительства включает в себя запасные части и сервисное оборудование в сумме 9,234,132 тысячи тенге (в 2014 году: 12,286,957 тысяч тенге), которые будут использованы исключительно в связи с эксплуатацией объектов основных средств.

(е) Тест на обесценение

В течении 2015 года, ввиду значительного снижения цены на сырую нефть на мировых рынках, руководство рассмотрело признаки, свидетельствующие, что возмещаемая стоимость основных средств, относящихся к единицам, генерирующее денежные средства (далее, «ЕГДС»), «Северная Трува», «Кенкияк (подсолевое)» и «Мартук (надсолевой)», может быть меньше их балансовой стоимости.

Возмещаемая стоимость представляла собой ценность использования, рассчитанную посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков каждой ЕГДС, получаемых от постоянного использования основных средств и их последующего выбытия. Как было определено, балансовая стоимость ЕГДС не превышает их возмещаемую величину, поэтому убыток от обесценения не был признан.

Ключевые допущения, использование при анализе дисконтированных ЕГДС

Для целей анализа обесценения руководство использовало общие допущения, которые были применены последовательно для каждой ЕДГС:

- среднегодовые номинальные цены на нефть предполагаются на уровне 43 - 100 долларов США за баррель. Прогноз цен получен из отчета «Commodity price forecast» по состоянию на 1 января 2016 года, подготовленного «The Economist Intelligence Unit»;
- темпы инфляции и курсы иностранных валют получены из отчета «Country Outlook forecast» по состоянию на 1 января 2016 года, подготовленного «The Economist Intelligence Unit».

Как указано ниже, руководство также использовало специфические допущения применительно к каждой ЕДГС:

(i) Специфические допущения в отношении ЕГДС «Северная Трува»

- будущие денежные потоки прогнозируются в номинальном выражении до 2037 года;
- ежегодное снижение добычи нефти прогнозируется в размере 7 - 15%;
- ставка дисконтирования до налогообложения составляет 21.03%.

(ii) Специфические допущения в отношении ЕГДС «Кенкияк (подсолевое)»

- будущие денежные потоки прогнозируются в номинальном выражении до 2022 года;
- ежегодное снижение добычи нефти прогнозируется в размере 14 - 18%;
- ставка дисконтирования до налогообложения составляет 24.15%.

(ii) Специфические допущения в отношении ЕГДС «Мартук (надсолевой)»

- будущие денежные потоки прогнозируются в номинальном выражении до 2025 года;
- ежегодное снижение добычи нефти прогнозируется в размере 5 - 30%;
- ставка дисконтирования до налогообложения составляет 21.86%.

15 Основные средства, продолжение

Чувствительность к изменениям допущений

Руководство определило следующие основные допущения, обоснованное изменение которых может привести к превышению балансовой стоимости над возмещаемой величиной. В следующей таблице представлены значения, которых должны достичь отдельно взятые указанные допущения для того, чтобы расчетная возмещаемая величина была равна балансовой стоимости.

	Текущее превышение расчетной возмещаемой величины над балансовой стоимостью	Ставка дисконтирования до налогообложения (%)	Снижение цены (%)
«Северная Трува»	4,128,316 тысяч тенге (2%)	21.7%	2%
«Кенкияк (подсолевое)»	8,867,395 тысяч тенге (9%)	27.5%	8%
«Мартук (надсолевой)»	257,933 тысячи тенге (8%)	24.3%	2%

16 Нематериальные активы

тыс. тенге	Нефтегазовые активы	Программное обеспечение	Прочие	Итого
<i>Историческая стоимость</i>				
Остаток на 1 января 2014 года	27,644,524	1,175,684	1,339,955	30,160,163
Поступления	-	435,060	200,229	635,289
Выбытия	-	(168,379)	(42,137)	(210,516)
Остаток на 31 декабря 2014 года	27,644,524	1,442,365	1,498,047	30,584,936
Остаток на 1 января 2015 года	27,644,524	1,442,365	1,498,047	30,584,936
Поступления	-	106,751	43,996	150,747
Выбытия	-	(7,603)	(47,050)	(54,653)
Остаток на 31 декабря 2015 года	27,644,524	1,541,513	1,494,993	30,681,030
<i>Амортизация</i>				
Остаток на 1 января 2014 года	(5,619,101)	(780,704)	(666,542)	(7,066,347)
Начисленная амортизация	(1,300,225)	(166,507)	(138,547)	(1,605,279)
Выбытия	-	759	41,762	42,521
Остаток на 31 декабря 2014 года	(6,919,326)	(946,452)	(763,327)	(8,629,105)
Остаток на 1 января 2015 года	(6,919,326)	(946,452)	(763,327)	(8,629,105)
Начисленная амортизация	(3,886,270)	(138,401)	(169,155)	(4,193,826)
Выбытия	-	5,263	111,616	116,879
Остаток на 31 декабря 2015 года	(10,805,596)	(1,079,590)	(820,866)	(12,706,052)
Чистая балансовая стоимость				
На 1 января 2014 года	22,025,423	394,980	673,413	23,093,816
На 31 декабря 2014 года	20,725,198	495,913	734,720	21,955,831
На 31 декабря 2015 года	16,838,928	461,923	674,127	17,974,978

16 Нематериальные активы, продолжение

Балансовая стоимость нефтегазовых активов представлена капитализированным бонусом коммерческого обнаружения, возникшим в результате подписания контракта на добычу на месторождении «Северная Трува» в 2012 году, в размере 11,247,869 тысяч тенге. Балансовая стоимость данного актива по состоянию на 31 декабря 2015 года составила 6,918,048 тысяч тенге (в 2014 году: 7,512,087 тысяч тенге). Данный актив амортизируется производственным методом на основе доказанных запасов месторождения «Северная Трува».

Нефтегазовые активы также включают вознаграждение, выплаченное сверх справедливой стоимости приобретенной доли в чистых активах КМК Мунай с балансовой стоимостью по состоянию на 31 декабря 2015 года в сумме 9,920,880 тысяч тенге (в 2014 году: 13,213,111 тысяча тенге). Данный актив амортизируется производственным методом на основании оценочных доказанных запасов нефти по месторождениям, разрабатываемым КМК Мунай.

17 Инвестиции, учитываемые методом долевого участия

тыс. тенге	Страна регистрации	31 декабря 2015 г.		31 декабря 2014 г.	
		Доля владения	Балансовая стоимость	Доля владения	Балансовая стоимость
ТОО «Синоойл»	Казахстан	40%	3,707,758	40%	3,926,364
ТОО «СНПС Актюбинская транспортная компания»	Казахстан	40%	639,982	40%	1,497,331
ТОО «АктобеМунай МашКомплект»	Казахстан	49%	792,274	49%	925,575
ТОО «Великая Стена»	Казахстан	49%	-	49%	-
			5,140,014		6,349,270

В следующей таблице представлена сводная информация о балансовой стоимости и доле в прибыли и прочем совокупном доходе данных ассоциированных предприятий:

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Балансовая стоимость долей участия в ассоциированных предприятиях	6,349,270	6,565,862
Доля в (убытке)/прибыли	(898,256)	403,408
Дивиденды полученные	(311,000)	(620,000)
	5,140,014	6,349,270

17 Инвестиции, учитываемые методом долевого участия, продолжение

Ниже в таблице представлена сводная финансовая информация по ассоциированным компаниям:

тыс. тенге	Итого активов	Итого обязательств	Чистые активы	Доля Группы в чистых активах	Итого доходов	Чистая прибыль/ (убыток)	Доля Группы в прибыли/ (убытке)
ТОО «Синоойл»	57,677,149	(48,407,755)	9,269,394	3,707,758	105,588,158	(176,516)	(70,606)
ТОО «СНПС Актюбинская транспортная компания»	7,204,555	(5,604,599)	1,599,956	639,982	8,973,905	(2,143,372)	(857,349)
ТОО «АктобеМунайМашКомплект»	6,057,752	(4,440,866)	1,616,886	792,274	9,335,176	60,610	29,699
ТОО «Великая Стена»	41,412,931	(116,920,374)	(75,507,443)	-	13,692,307	(57,962,459)	-
На 31 декабря 2015 года	112,352,387	(175,373,594)	(63,021,207)	5,140,014	137,589,546	(60,221,737)	(898,256)
ТОО «Синоойл»	50,705,673	(40,889,764)	9,815,909	3,926,364	124,393,487	985,186	394,074
ТОО «СНПС Актюбинская транспортная компания»	8,486,192	(4,742,864)	3,743,328	1,497,331	10,654,192	206,859	82,744
ТОО «АктобеМунайМашКомплект»	11,161,708	(9,272,779)	1,888,929	925,575	13,720,509	329,197	161,307
ТОО «Великая Стена»	68,121,777	(85,666,761)	(17,544,984)	-	33,494,471	(16,222,798)	(234,717)
На 31 декабря 2014 года	138,475,350	(140,572,168)	(2,096,818)	6,349,270	182,262,659	(14,701,556)	403,408

18 Запасы

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Материалы	15,492,683	16,397,796
Готовая продукция	3,833,839	5,692,264
	19,326,522	22,090,060
Минус: резерв по неликвидным и устаревшим запасам	(4,635,126)	(3,210,414)
	14,691,396	18,879,646

Ниже представлены изменения в общей сумме резерва Группы по неликвидным и устаревшим запасам:

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Резерв по на 1 января	3,210,414	3,169,723
Резерв по неликвидным и устаревшим запасам за период	1,586,242	40,691
Уменьшение резерва по неликвидным и устаревшим запасам	(161,530)	-
Резерв на 31 декабря	4,635,126	3,210,414

19 Торговая и прочая дебиторская задолженность

тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
Краткосрочные депозиты		33,947,000	2,279,375
Торговая дебиторская задолженность от сторонних организаций		17,290,795	17,756,871
Торговая дебиторская задолженность от связанных сторон	30	9,400,406	12,221,854
Итого финансовых активов		60,638,201	32,258,100
Предоплаты по налогам и НДС к возмещению		13,062,972	27,508,528
Расходы будущих периодов		8,079,586	3,074,327
Предоплата по экспортной таможенной пошлине на сырую нефть		6,127,308	2,767,562
Авансы выданные		1,494,792	4,010,221
Прочие		254,129	115,029
Минус: резерв на обесценение		(14,347)	(67,194)
		89,642,641	69,666,573

Информация о подверженности Группы кредитному и валютному рискам, и об убытках от обесценения торговой и прочей дебиторской задолженности раскрыта в Примечании 28.

20 Денежные средства и их эквиваленты

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Остатки на банковских счетах	9,108,771	4,408,567
Денежные средства в кассе	1,314	1,936
	9,110,085	4,410,503

Балансовая стоимость денежных средств и их эквивалентов приравнивается к их справедливой стоимости в силу краткосрочности таких инструментов.

Информация о подверженности Группы процентному и кредитному риску, и анализ чувствительности в отношении финансовых активов и обязательств раскрыты в Примечании 28.

21 Капитал и резервы

(а) Уставный и дополнительный оплаченный капитал

	Простые акции		Невыкупаемые привилегированные акции	
	2015 г.	2014 г.	2015 г.	2014 г.
<i>Количество акций, если не указано иное</i>				
В обращении на начало года	8,946,470	8,946,470	943,955	943,955
В обращении на конец года, полностью оплаченные	8,946,470	8,946,470	943,955	943,955
Разрешенные к выпуску акции – номинальная стоимость	1,500 тенге	1,500 тенге	1,500 тенге	1,500 тенге

Все простые акции дают одинаковые права в отношении остаточных активов Компании.

тыс. тенге	Количество акций	Номинальная стоимость	Корректировка акционерного капитала	Стоимость в консолидированном отчете о финансовом положении
Простые акции – см. ниже	8,946,470	13,419,705	665,498	14,085,203
Привилегированные акции	943,955	1,415,933	70,218	1,486,151
Корректировка по привилегированным акциям МСФО (IAS) 39 ⁽¹⁾	-	-	-	(1,011,381)
Итого акции и акционерный капитал	9,890,425	14,835,638	735,716	14,559,973

⁽¹⁾ Компонент обязательства в структуре привилегированных акций классифицируется как долгосрочный заём, см. Примечание 23.

21 Капитал и резервы, продолжение

(а) Уставный и дополнительный оплаченный капитал, продолжение

Простые акции

Держатели простых акций имеют право на получение дивидендов, объявляемых время от времени, а также имеют право голосовать на собраниях Компании исходя из правила «одна акция – один голос».

Ниже перечислены держатели простых акций:

	31 декабря 2015 г.		31 декабря 2014 г.	
	Доля в процентах	Количество акций	Доля в процентах	Количество акций
CNPC Exploration and Development Company Ltd.	66.70	5,967,296	66.70	5,967,296
CNPC International (Caspian) Ltd.	27.77	2,484,653	27.77	2,484,653
ТОО «СНПС International (Kazakhstan) Inc.»	2.55	227,985	2.55	227,985
Физические лица и прочие юридические лица	2.98	266,536	2.98	266,536
Итого простые акции	100.00	8,946,470	100.00	8,946,470

Размер дивидендов определяется с учетом чистого дохода Группы и утверждается общим собранием акционеров по рекомендации Совета директоров.

Невыкупаемые привилегированные акции

Привилегированные акции дают преимущественные по сравнению с простыми акциями права в случае ликвидации Компании. Привилегированные акции дают право своим держателям участвовать в общих собраниях акционеров без права голоса, за исключением случаев, когда принимаются решения о реорганизации и ликвидации Компании и об ограничении прав держателей привилегированных акций. В случае невыплаты дивидендов по привилегированным акциям в полном объеме в течение 3 месяцев с момента окончания установленного срока их выплаты держатели привилегированных акций наделяются правом голоса до фактической выплаты дивидендов. Дивиденды по привилегированным акциям установлены в размере 75 тенге за акцию и имеют преимущество перед простыми акциями.

Дивиденды по привилегированным акциям не должны объявляться в сумме, меньшей суммы, объявленной по простым акциям.

21 Капитал и резервы, продолжение

(б) Дивиденды

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, величина доступных для распределения резервов Компании ограничивается величиной собственного капитала, отраженного в отдельной финансовой отчетности Компании, подготовленной в соответствии с МСФО. Не допускается начисление дивидендов при отрицательном размере собственного капитала или если размер собственного капитала станет отрицательным в результате начисления дивидендов по его акциям. По состоянию на 31 декабря 2015 года величина отрицательной нераспределенной прибыли Компании, включая убыток за отчетный год, составила 29,615,643 тысячи тенге (в 2014 году: нераспределенная прибыль в сумме 208,541,969 тысяч тенге).

В 2015 году, дочернее предприятие АО «КМК Мунай» объявила о выплате дивидендов по результатам финансового года, закончившийся 31 декабря 2014 года, в размере 5,692 тенге 33 тиын за одну простую акцию.

Дивиденды объявленные и выплаченные за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 годов, составили соответственно:

тыс. тенге (кроме дивидендов на акцию)	2015 г.			2014 г.		
	Простые акции	Привилегированные Акции	Обяза- тельство	Простые акции	Привилегированные Акции	Обяза- тельство
	Капитал	Капитал	Капитал	Капитал	Капитал	Капитал
Дивиденды к выплате на 1 января	13,176	1,041,926	70,796	68,907	2,344,450	70,796
Дивиденды, объявленные в течение года	-	70,796	70,796	84,991,464	8,896,777	70,796
Дивиденды, выплаченные в течение года*	(3,150)	(293,229)	(70,796)	(85,047,195)	(10,199,301)	(70,796)
Дивиденды к выплате на 31 декабря	10,026	819,493	70,796	13,176	1,041,926	70,796
Дивиденды на акцию, объявленные в течение года	-	75	75	9,500	9,500	75

* Дивиденды, выплаченные в 2014 году, включают неоплаченный налог у источника выплат, см. Примечание 26.

22 Управление капиталом

Политика Совета директоров направлена на поддержание устойчивой базы капитала, с тем чтобы сохранить доверие инвесторов, кредиторов и рынка, а также обеспечение будущего развития бизнеса. Совет директоров контролирует показатель доходности капитала; этот показатель определяется Группой как отношение результата от операционной деятельности к общей величине капитала, принадлежащего акционерам, за вычетом невыкупаемых привилегированных акций и неконтролирующих долей участия. Совет директоров также отслеживает уровень дивидендов, причитающихся держателям простых акций.

22 Управление капиталом, продолжение

Совет директоров стремится поддерживать баланс между более высокой доходностью, достижение которой возможно при более высоком уровне заимствований, и преимуществами и безопасностью, которые обеспечивает устойчивое положение в части капитала.

Группа проводит мониторинг капитала, используя соотношение скорректированного чистого долга к капиталу. Для этой цели скорректированный чистый долг определяются как общая сумма обязательств, состоящих из процентных кредитов и займов и обязательств по финансовой аренде, за вычетом денежных средств и их эквивалентов.

Соотношение скорректированного чистого долга к капиталу по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов было следующим:

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Итого обязательств	820,197,616	360,394,768
За вычетом: денежных средств и их эквивалентов	(9,110,085)	(4,410,503)
Чистый долг	811,087,531	355,984,265
Итого капитала	(33,932,138)	238,941,979
Соотношение чистого долга к капиталу по состоянию на 31 декабря	(23.90)	1.49

В течение отчетного года не произошло никаких изменений в подходах Группы к управлению капиталом.

Ни Компания ни какое-либо из ее дочерних предприятий не являются объектом внешних регулятивных требований в отношении капитала.

23 Кредиты и займы

В данном примечании представлена информация об условиях соответствующих соглашений по процентным займам и кредитам Группы, оцениваемым по амортизированной стоимости. Более подробная информация о подверженности Группы риску изменения процентной ставки, валютному риску и риску ликвидности представлена в Примечании 28.

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
<i>Долгосрочные обязательства</i>		
Необеспеченные кредиты банков	673,215,850	357,406,000
Привилегированные акции	1,011,381	1,011,381
	674,227,231	358,417,381
<i>Краткосрочные обязательства</i>		
Необеспеченные кредиты банков	144,465,733	805,847
Вознаграждение к уплате по необеспеченному кредитованию от сторонних организаций	1,433,856	1,100,744
Безусловные дивиденды по привилегированным акциям	70,796	70,796
	145,970,385	1,977,387

23 Кредиты и займы, продолжение**Условия погашения долга и график платежей**

Условия и сроки платежей по непогашенным займам были следующими:

тыс. тенге	Валюта	Номинальная ставка вознаграждения	Срок погашения	31 декабря 2015 года		31 декабря 2014 года	
				Номинальная стоимость	Балансовая стоимость	Номинальная стоимость	Балансовая стоимость
Необеспеченное банковское кредитование	Доллар США	ЛИБОР 3м + 3.0%	2018	170,218,867	170,218,867	91,422,352	91,422,352
Необеспеченное банковское кредитование	Доллар США	ЛИБОР 3м + 2.9%	2017	169,914,940	169,914,940	91,254,705	91,254,705
Необеспеченное банковское кредитование	Доллар США	ЛИБОР 3м + 3.4%	2019	154,646,194	154,646,194	69,363,200	69,363,200
Необеспеченное банковское кредитование	Доллар США	ЛИБОР 3м + 3.0%	2016	143,071,496	143,071,496	91,471,788	91,471,788
Необеспеченное банковское кредитование	Евро	ЕВРИБОР 3м + 2.47%	2020	111,481,609	111,481,609	-	-
Необеспеченное банковское кредитование	Доллар США	ЛИБОР 6м + 3.0%	2022	68,446,030	68,446,030	14,699,802	14,699,802
Необеспеченное кредитование от сторонних организаций	Доллар США	8.0%	2016	1,336,303	1,336,303	1,100,744	1,100,744
Привилегированные акции	Тенге	7.0%		1,082,177	1,082,177	1,082,177	1,082,177
				820,197,616	820,197,616	360,394,768	360,394,768

23 Кредиты и займы, продолжение

Банк Китая. В июне 2011 года, Группа подписала новое кредитное соглашение с Банком Китая на открытие дополнительной кредитной линии на общую сумму 500,000 тысяч долларов США для целей пополнения оборотных средств. Контрактная годовая процентная ставка по кредитной линии равна ЛИБОР 3М+ 3%, проценты по кредиту выплачиваются каждые три месяца. Согласно контракту кредитная линия действует в течение 3 лет. Основная сумма займов, полученных по этой кредитной линии, подлежит погашению в течение 5 лет с даты заключения контракта. По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов сумма основного долга, подлежащего уплате, составляла 420,000 тысяч долларов США и 500,000 тысяч долларов США, соответственно.

В октябре 2012 года, Группа подписала другое кредитное соглашение с Торгово-промышленным банком Китая в Малайзии, контролируемого правительством КНР на открытие кредитной линии на общую сумму 500,000 тысяч долларов США. Контрактная годовая процентная ставка по кредитной линии равна ЛИБОР 3М + 2.9%, проценты по кредиту выплачиваются каждые три месяца. Согласно контракту кредитная линия действует в течение 3 лет. Основная сумма займов, полученных по этой кредитной линии, подлежит погашению в течение 5 лет с даты заключения контракта. По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов сумма основного долга, подлежащего уплате, составляла 500,000 тысяч долларов США.

24 июля 2013 года, Группа подписала кредитное соглашение с Банком Китая на открытие кредитной линии на общую сумму 500,000 тысяч долларов США для целей строительства Жанажольского газоперерабатывающего завода 2-й и 3-й очереди. Контрактная годовая процентная ставка по кредитной линии равна ЛИБОР 3М + 3%. Согласно контракту кредитная линия действует в течение 3 лет. Основная сумма займов, полученных по этой кредитной линии, подлежит погашению в течение 5 лет с даты заключения контракта. По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов сумма основного долга, подлежащего уплате, составляла 500,000 тысяч долларов США.

Китайский Банк Развития. 20 мая 2014 года Группа подписала два кредитных соглашения с Китайским Банком Развития, контролируемого правительством КНР, на открытие кредитных линий на сумму 500,000 тысяч долларов США и 200,000 тысяч долларов США. Контрактная годовая процентная ставка по кредитным соглашениям равна ЛИБОР 3М + 3.4% и ЛИБОР 6М + 3.0%, соответственно. Основная сумма займов, полученных по этой кредитной линии, подлежит погашению в течение 5 лет с даты заключения контракта. В течение 2014 и 2015 годов Группа получила 460,000 тысяч долларов США и 195,000 тысяч долларов США по данным кредитным линиям, соответственно. По состоянию на 31 декабря 2015 года сумма основного долга, подлежащего уплате, составляла 655,000 тысяч долларов США (31 декабря 2014 года: 460,000 тысяч долларов США).

20 апреля 2015 года Группа подписала соглашения с Китайским Банком Развития на открытие кредитной линии на сумму 460,000 тысяч евро. Контрактная годовая процентная ставка по кредитным соглашениям равна ЕВРИБОР 3М + 2.47%. Основная сумма займов, полученных по этой кредитной линии, подлежит погашению в течение 5 лет с даты заключения контракта. В течение 2015 года Группа получила 300,000 тысяч евро по данной кредитной линии. По состоянию на 31 декабря 2015 года сумма основного долга, подлежащего уплате, составляла 300,000 тысяч евро.

Sunny Wonders Investment Ltd. В мае 2011 года КМК Мунай получила заем в сумме 10,000 тысяч долларов США от Sunny Wonders Investment Ltd., сроком на 4.5 года и контрактной процентной ставкой 8.0%. Начисленные проценты и основная сумма займов, полученных по этой кредитной линии, подлежали погашению по окончании действия соглашения. В 2014 году Группа погасила задолженность по основному долгу по данному кредитному соглашению. В 2015 году, Группа заключила дополнительное соглашение на продление основного соглашения до 31 декабря 2016 года. По состоянию на 31 декабря 2015 года сумма вознаграждения к уплате составляла 280,150 тысяч тенге (на 31 декабря 2014 года: 351,071 тысяча тенге).

23 Кредиты и займы, продолжение

Yukon Energy Holding S.A. В мае 2010 года КМК Мунай подписала контракт с Yukon Energy Holding S.A. на предоставление кредитной линии в сумме 30,000 тысяч долларов США сроком на 2 года и контрактной процентной ставкой 8.0%. В соответствии с дополнительным соглашением начисленные проценты и основная сумма займов, полученных по этой кредитной линии, подлежали погашению в декабре 2016 года.

В октябре 2010 года КМК Мунай подписало соглашение с Yukon Energy Holding S.A. на предоставление дополнительной кредитной линии в сумме 40,000 тысяч долларов США сроком на 4.5 года и контрактной процентной ставкой 8.0%. В соответствии с дополнительным соглашением начисленные проценты и основная сумма займов, полученных по этой кредитной линии, подлежали погашению в декабре 2016 года.

По состоянию на 31 декабря 2015 года Группа погасила задолженность по основному долгу по кредитным соглашениям с Yukon Energy Holding S.A. Вознаграждение в сумме 1,056,152 тысячи тенге подлежит погашению в 2016 году.

Привилегированные акции. Номинальная стоимость привилегированных акций составляет 1,415,933 тысячи тенге, см. Примечание 21. Держатели привилегированных акций имеют право на получение ежегодных дивидендов в размере 75 тенге за акцию (далее, «Безусловные дивиденды») независимо от результатов хозяйственной деятельности Компании. По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов Компания начислила безусловные дивиденды по привилегированным акциям в размере 70,796 тысяч тенге за каждый год. Компонент обязательства в привилегированных акциях в сумме 1,011,381 тысяча тенге классифицирован как долгосрочный заем.

24 Резерв на восстановление месторождений

Группа формирует резерв на оценочные затраты по демонтажу основных средств, включая затраты на ликвидацию скважин и восстановлению месторождений, на основе инженерных оценок предполагаемого метода, стоимости и объема работ по восстановлению месторождений в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой.

Кенкиякское (надсолевое) месторождение является старым месторождением со снижающимися объемами добычи, представляющее примерно 8% (в 2014 году: 8%) от общего объема добычи и имеющее 1,695 скважин различного типа (в 2014 году: 1,685 скважин).

Кенкиякское (подсолевое) месторождение является разрабатываемым месторождением с объемами добычи, составляющими примерно 18% (в 2014 году: 19%) от общего объема добычи, и имеющее 130 скважин различного производственного назначения (в 2014 году: 130 скважин).

Жаназольское месторождение имеет 940 скважин различного производственного назначения (в 2014 году: 939 скважины); на долю месторождения приходится около 46% (в 2014 году: 39%) от общего объема добычи.

Центральный Блок Прикаспийской впадины, включая месторождение «Северная Трува», имеет 293 скважин (в 2014 году: 279 скважин) с добычей, составляющей 19% от общего объема добычи за 2015 год (в 2014 году: 27%).

Кумсайское надсолевое месторождение имеет 158 скважин различного типа (в 2014 году: 137 скважины) с объемом добычи за 2015 год, составляющим примерно 6% от общего объема добычи за 2015 год (в 2014 году: 6%)

Месторождение «Кокжиде» имеет 148 скважин различного типа (в 2014 году: 145 скважин) и занимает 1% от общего объема добычи за 2015 год (в 2014 году: 1%).

Месторождение «Мартук», находящееся на этапе опытно-промышленной разработки, имеет 22 скважины различного типа (в 2014 году: 22 скважин).

24 Резерв на восстановление месторождений, продолжение

Основные работы по восстановлению месторождений еще не начаты, тем не менее, руководство Группы произвело оценку общей суммы затрат по восстановлению месторождений:

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Резерв на восстановление месторождений на 1 января	45,497,414	57,562,380
Изменение резерва в результате изменения учетных оценок	1,085,721	(17,441,545)
Высвобождение дисконта приведенной стоимости	4,319,423	3,544,643
Увеличение резерва за счет введения новых скважин	1,734,566	1,831,936
Резерв на восстановление месторождений на 31 декабря	52,637,124	45,497,414

Неопределенности при оценке затрат на восстановление месторождений включают потенциальные изменения требований нормативных актов, альтернативные способы демонтажа и рекультивации, ставку дисконта и уровень инфляции.

Размер резерва на восстановление месторождений определен на отчетную дату с использованием номинальных цен, действующих на эту дату в сумме 73,932,117 тысяч тенге (в 2014 году: 63,176,392 тысячи тенге), и применением долгосрочной ставки инфляции равной 5.58% (в 2014 году: 6.2%). Ставка дисконта, примененная для расчета приведенной стоимости обязательства по оценочным будущим затратам на восстановление участков месторождений по состоянию на 31 декабря 2015 года, составила 9.03% (в 2014 году: 9.24%).

25 Торговая кредиторская задолженность

тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
Кредиторская задолженность за основные средства перед связанными сторонами	30	12,122,974	84,662,439
Кредиторская задолженность за основные средства перед третьими сторонами		5,595,214	21,262,997
Кредиторская задолженность за услуги перед связанными сторонами	30	5,966,500	9,980,468
Кредиторская задолженность за услуги перед третьими сторонами		4,877,469	9,724,369
Кредиторская задолженность за материалы перед связанными сторонами	30	6,364,253	6,152,330
Кредиторская задолженность за материалы перед третьими сторонами		341,149	2,835,579
		35,267,559	134,618,182

Кредиторская задолженность за основные средства по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов представляет, в основном, кредиторскую задолженность за строительные и буровые работы.

Информация о подверженности Группы валютному риску и риску ликвидности в отношении торговой кредиторской задолженности раскрыта в Примечании 28.

26 Прочие налоги к уплате

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	6,874,250	11,322,219
Рентный налог	2,841,969	12,366,164
Плата за эмиссию в окружающую среду	1,115,972	1,757,730
Подходный налог у источника выплаты	11	6,329,854
Прочие	436,524	542,538
	11,268,726	32,318,505

Сумма подоходного налога у источника выплаты представляет собой обязательство Группы выплатить подоходный налог, удержанный из суммы выплаченных в 2015 и 2014 годах дивидендов.

27 Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства

тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
Прочая кредиторская задолженность перед поставщиками		2,261,688	1,362,544
Прочая кредиторская задолженность перед связанными сторонами	30	9,119,688	7,576,013
Дивиденды к выплате по простым и привилегированным акциям		829,519	1,055,102
Арендные платежи		44,262	44,262
Итого финансовые обязательства		12,255,157	10,037,921
Авансы от клиентов		5,800,839	8,708,953
Начисленные обязательства по спонсорской помощи		5,092,050	-
Прочие финансовые штрафы и начисленные резервы		1,383,180	1,580,532
Начисленные обязательства по отпускам		911,088	875,208
Задолженность по заработной плате		707,924	741,688
Начисленные обязательства по выплатам премий по заработной плате		556,128	1,000,000
Задолженность по отчислениям в пенсионный фонд		200,426	183,762
Прочее		447,634	249,410
		27,354,426	23,377,474

Информация о подверженности Группы валютному риску и риску ликвидности в отношении прочей кредиторской задолженности раскрыта в Примечании 28.

28 Справедливая стоимость и управление рисками

(а) Управление финансовыми рисками

Использование финансовых инструментов подвергает Группу следующим видам риска:

- кредитный риск;
- риск ликвидности;
- рыночный риск.

В данном примечании представлена информация о подверженности Группы каждому из указанных рисков, о целях Группы, ее политике и процедурах оценки и управления данными рисками, и о подходах Группы к управлению капиталом. Дополнительная информация количественного характера раскрывается по всему тексту данной консолидированной финансовой отчетности.

(i) Основные принципы управления рисками

Генеральный директор несет всю полноту ответственности за организацию системы управления рисками Группы и надзор за функционированием этой системы. Генеральный директор регулярно отчитывается о деятельности Группы перед акционерами.

Группа не имеет утвержденной политики или процедур, разработанных для управления финансовыми рисками; однако, Генеральный директор отвечает за выявление и анализ рисков, которым подвергается Группа, установление допустимых предельных значений риска и соответствующих механизмов контроля, а также мониторинг рисков и соблюдение установленных ограничений. Группа устанавливает стандарты и процедуры обучения и управления с целью создания упорядоченной и действенной системы контроля, в которой все работники понимают свою роль и обязанности.

(ii) 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, а также денежными средствами, размещенными на банковских счетах.

Балансовая стоимость финансовых активов отражает максимальную величину, в отношении которой Группа подвержена кредитному риску. Максимальный уровень кредитного риска по состоянию на отчетную дату составлял:

тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
Краткосрочные депозиты	19	33,947,000	2,279,375
Торговая дебиторская задолженность	19	26,691,201	29,978,725
Денежные средства и их эквиваленты размещенные на банковских счетах	20	9,108,771	4,408,567
		69,746,972	36,666,667

28 Справедливая стоимость и управление рисками, продолжение

(а) Управление финансовыми рисками, продолжение

(ii) Кредитный риск, продолжение

Торговая дебиторская задолженность

Торговая дебиторская задолженность Группы является краткосрочной, со сроками погашения до 30 дней. Хотя на погашение дебиторской задолженности могут повлиять экономические факторы, руководство считает, что Группа не имеет существенного риска убытка сверх суммы созданных резервов под снижение стоимости.

Группа не требует залогового обеспечения или других кредитных обеспечений от своих дебиторов.

Максимальная подверженность кредитному риску применительно к торговой и прочей дебиторской задолженности по состоянию на отчетную дату в разрезе географических регионов была следующей:

тыс. тенге	Балансовая стоимость	
	2015 г.	2014 г.
Китай	9,192,421	3,290,998
В пределах страны	9,099,925	14,402,236
Страны еврозоны	9,250,067	12,057,213
Другие регионы	-	228,278
	26,691,201	29,978,725

Балансовая стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности, приходящейся на трех наиболее значительных клиентов Группы – Petrochina International (Singapore) PTE Ltd., Euro-Asian Oil S.A. и АО «КазТрансГаз», составляла 26,434,291 тысяча тенге по состоянию на 31 декабря 2015 года (в 2014 году: компании Petrochina International (Singapore) PTE Ltd., Titan Oil Trading и АО «КазТрансГаз» составляли в сумме 29,750,440 тысяч тенге).

Исходя из статистики неплатежей за прошлые годы, Группа считает в отношении непросроченной или просроченной не более чем на 30 дней торговой дебиторской задолженности не требуется создавать оценочный резерв под ее обесценение.

Краткосрочные депозиты, денежные средства и их эквиваленты

По состоянию на 31 декабря 2015 года у Группы краткосрочные депозиты и денежные средства и их эквиваленты в сумме 33,947,000 тысяч тенге и 9,108,771 тысяча тенге, соответственно (в 2014 году: 2,279,375 тысяч тенге и 4,408,567 тысяч тенге, соответственно), размещенные в финансовых институтах, представляли максимальную величину подверженности данных активов кредитному риску. По состоянию на 31 декабря 2015 года краткосрочные депозиты, денежные средства и их эквиваленты были размещены в банках и финансовых институтах, имеющих рейтинг от 'CCC' до 'B' составили 41,981,386 тысяч тенге (в 2014 году: краткосрочные депозиты, денежные средства и их эквиваленты в сумме 2,674,457 тысячи тенге были размещены в банках и финансовых институтах, имеющих рейтинг от 'BB-' до 'B') на основе оценки рейтинговым агентством Fitch Ratings. Сумма денежных средств и их эквивалентов, размещенных в банках и финансовых институтах, не имеющих рейтинг составила 1,074,385 тысячи тенге (в 2014 году: 4,013,485 тысяч тенге). Финансовые институты, не имеющие кредитного рейтинга, представлены ДБ АО «Банк Китая в Казахстане» и АО «Сити банк».

28 Справедливая стоимость и управление рисками, продолжение

(a) Управление финансовыми рисками, продолжение

(ii) *Кредитный риск, продолжение*

Краткосрочные депозиты, денежные средства и их эквиваленты, продолжение

Группа ограничивает свою подверженность кредитному риску посредством инвестирования только в те депозиты, долгосрочный рейтинг которых не ниже 'BB-' на основе оценки рейтинговым агентством Fitch Ratings. Рейтинг 'ССС' был получен финансовым институтом в январе 2016 года. Сумма денежных средств, размещенных в банке с рейтингом 'ССС' составляла 835,011 тысячу тенге. Руководство не ожидает неисполнения обязательств со стороны своих контрагентов и считает денежные средства на счетах финансовых организаций полностью возмещаемыми, и что не требуется создавать резерва по обесценению.

Оставшаяся сумма включает денежные средства в кассе, находящиеся во владении Группы.

(iii) *Риск ликвидности*

Риск ликвидности – это риск того, что у Группы возникнут сложности по выполнению финансовых обязательств, расчёты по которым осуществляются путём 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 неприемлемых убытков и не подвергая риску репутацию Группы.

Практичное управление риском ликвидности предполагает поддержание достаточного объема денежных средств и ликвидных ценных бумаг, наличие источников финансирования за счет достаточного объема открытых кредитных линий и возможности закрывать рыночные позиции. В связи с динамичным характером основной деятельности Группа поддерживает гибкость в финансировании через договорные кредитные линии.

По состоянию на 31 декабря 2015 года Группа имела значительную сумму заемных средств, подлежащих погашению в течение шести месяцев после отчетной даты, см. Примечание 25. По состоянию на 31 декабря 2015 года краткосрочные обязательства Группы превысили краткосрочные активы на 100,147,793 тысяч тенге (в 2014 году: 102,245,095 тысяч тенге).

Способность Группы продолжать деятельность зависит от дальнейшей финансовой поддержки со стороны собственников и связанных сторон, а также благополучного завершения существующих проектов по капитальному строительству, которые как ожидается позволят Группе увеличить добычу, переработку и продажи сырой нефти и газа наряду со снижением себестоимости.

По состоянию на 31 декабря 2015 года величина неиспользованного кредитного лимита в рамках существующих у Группы кредитных соглашений с Китайским Банком Развития составляла 74,685,750 тысяч тенге (эквивалент 45,000 тысяч долларов США и 160,000 тысяч евро).

28 Справедливая стоимость и управление рисками, продолжение**(а) Управление финансовыми рисками, продолжение****(iii) Риск ликвидности, продолжение**

Ниже в таблице представлен анализ финансовых обязательств Группы по соответствующим группам погашения, исходя из срока, оставшегося на отчетную дату, до контрактной даты погашения. Приведенные в таблице суммы представляют собой контрактные недисконтированные потоки денежных средств (за исключением долгосрочной задолженности по привилегированным акциям). Так как влияние дисконтирования несущественно, суммы к погашению в течение 12 месяцев равны их балансовой стоимости.

31 декабря 2015 г.

тыс. тенге	Потоки денежных средств по договору					
	Балансовая стоимость	менее 1 года	от 1 до 2 лет	от 2 до 5 лет	свыше 5 лет	
Непроизводные финансовые обязательства						
Кредиты и займы	820,197,616	897,427,719	172,489,209	198,737,594	495,503,664	30,697,252
Торговая кредиторская задолженность	35,267,559	35,267,559	35,267,559	-	-	-
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	12,255,157	12,255,157	12,255,157	-	-	-
Обязательства по возмещению исторических затрат	2,610,352	2,714,855	463,584	457,225	1,237,864	556,182
	870,330,684	947,665,290	220,475,509	199,194,819	496,741,528	31,253,434

31 декабря 2014 г.

тыс. тенге	Потоки денежных средств по договору					
	Балансовая стоимость	менее 1 года	от 1 до 2 лет	от 2 до 5 лет	свыше 5 лет	
Непроизводные финансовые обязательства						
Кредиты и займы	360,394,768	400,123,160	15,154,932	102,681,045	272,193,809	10,093,374
Торговая кредиторская задолженность	134,618,182	134,618,182	134,618,182	-	-	-
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	10,037,921	10,037,921	10,037,921	-	-	-
Обязательства по возмещению исторических затрат	2,927,781	3,013,107	437,267	427,397	1,222,276	926,167
	507,978,652	547,792,370	160,248,302	103,108,442	273,416,085	11,019,541

Руководство считает, что выплаты займов и других финансовых обязательств будет финансироваться за счет денежных потоков от операционной деятельности, и что Группа сможет выполнить свои обязательства при наступлении срока платежа.

28 Справедливая стоимость и управление рисками, продолжение

(а) Управление финансовыми рисками, продолжение

(iv) Рыночный риск

Рыночный риск – это риск того, что изменения рыночных цен, например, обменных курсов иностранных валют и ставок процента, окажут негативное влияние на прибыль Группы или на стоимость имеющихся у нее финансовых инструментов. Цель управления рыночным риском заключается в том, чтобы контролировать подверженность рыночному риску и удерживать ее в допустимых пределах, при этом добиваясь оптимизации доходности инвестиций.

В отношении прочих монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранных валютах, Группа старается удерживать нетто-позицию, подверженную риску, в допустимых пределах посредством покупки или продажи иностранной валюты по курсам «спот», когда это необходимо, для устранения краткосрочной несбалансированности.

Группа экспортирует продукцию на внешние рынки и привлекла значительный объем долгосрочных займов в иностранной валюте, и, таким образом, подвержена валютному риску. Ниже в таблице представлена общая сумма активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по которым возникает валютный риск.

Подверженность валютному риску

Подверженность Группы валютному риску, исходя из условных (номинальных) величин, была следующей:

	31 декабря 2015 г.		31 декабря 2014 г.	
	Выражены в долларах США	Выражены в евро	Выражены в долларах США	Выражены в рублях
тыс. тенге				
Торговая дебиторская задолженность	49,641,309	-	27,796,620	-
Денежные средства и их эквиваленты	6,959,474	-	4,076,490	108
Необеспеченные банковские кредиты	(707,633,829)	(111,481,609)	(359,312,591)	-
Торговая кредиторская задолженность	(5,667,480)	-	(9,131,818)	(93,507)
Нетто-величина подверженности риску	(656,700,526)	(111,481,609)	(336,571,299)	(93,399)

28 Справедливая стоимость и управление рисками, продолжение

(а) Управление финансовыми рисками, продолжение

(iv) Рыночный риск, продолжение

В течение года применялись следующие основные обменные курсы иностранных валют:

в тенге	Средний обменный курс		Обменный курс «спот» на отчетную дату	
	2015 г.	2014 г.	2015 г.	2014 г.
1 доллар США	222.07	179.18	339.47	182.35
1 российский рубль	3.62	4.75	4.65	3.17
1 евро	246.48	238.03	371.31	221.97

Анализ чувствительности

Обоснованно возможное укрепление (ослабление) тенге, как показано ниже, по отношению к остальным валютам по состоянию на 31 декабря повлияло бы на оценку финансовых инструментов, выраженных в иностранной валюте, и величину прибыли или убытка за вычетом подоходного налога на указанные ниже суммы. Анализ проводился исходя из допущения, что все прочие переменные, в частности, ставки процента, остаются неизменными, и любое влияние прогнозного дохода и закупок не принималось во внимание.

тыс. тенге	Прибыль/(убыток)	
	Укрепление курса тенге (10%)	Ослабление курса тенге (20%)
31 декабря 2015 г.		
Доллар США	52,536,042	(105,072,084)
Евро	8,918,529	(17,837,057)
31 декабря 2014 г.		
Доллар США	26,925,704	(53,851,408)
Российский рубль	7,472	(14,944)

Ценовой риск

Группа не подвержена ценовому риску по долевым ценным бумагам в отношении инвестиций, принадлежащих Группе и классифицируемых в консолидированном отчете о финансовом положении как имеющиеся в наличии для продажи, так как руководство считает, что балансовая стоимость данных инвестиций незначительна, и, соответственно, любые колебания в цене этих долевым ценным бумагам не окажут существенного влияния на финансовые результаты Группы. Группа не подвержена ценовому риску по долевым ценным бумагам в отношении инвестиций, принадлежащих Группе и классифицируемых в консолидированном отчете о финансовом положении как финансовые инструменты по справедливой стоимости через прибыль или убыток, поскольку на отчетную дату Группа не имеет таких инвестиций.

28 Справедливая стоимость и управление рисками, продолжение

(а) Управление финансовыми рисками, продолжение

(v) Процентный риск

Изменения процентных ставок оказывают влияние, в основном, на привлеченные кредиты и займы, изменяя либо их справедливую стоимость (долговые обязательства с фиксированной ставкой процента), либо будущие потоки денежных средств по ним (долговые обязательства с переменной ставкой процента). Руководство Группы не имеет формализованной политики в части того, в каком соотношении должна распределяться подверженность Группы между фиксированной и переменной ставками процента. Однако при привлечении новых кредитов или займов, вопрос о том, какая ставка процента – фиксированная или переменная – будет более выгодной для Группы на протяжении ожидаемого периода до наступления срока погашения, руководство решает на основе собственного профессионального суждения.

Подверженность процентному риску

На отчетную дату структура процентных финансовых инструментов Группы, сгруппированных по типам процентных ставок, была следующей:

тыс. тенге	Балансовая стоимость	
	2015 г.	2014 г.
Инструменты с фиксированной ставкой процента		
Финансовые активы	33,947,000	2,279,375
Финансовые обязательства	(2,418,480)	(2,182,921)
	31,528,520	96,454
Инструменты с переменной ставкой процента		
Финансовые обязательства	(817,779,136)	(358,211,847)

Анализ чувствительности справедливой стоимости финансовых инструментов с фиксированной ставкой вознаграждения

Никакие финансовые активы и обязательства с фиксированной ставкой вознаграждения Группа не учитывает в порядке, предусмотренном для инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости, изменения которой отражаются в составе прибыли или убытка за период, и не определяет производные инструменты (свопы процентных ставок) в качестве инструментов хеджирования в рамках модели учета операций хеджирования справедливой стоимости. Поэтому какое-либо изменение ставок вознаграждения на отчетную дату не повлияло бы на показатель прибыли или убытка за период.

Анализ чувствительности потоков денежных средств по финансовым инструментам с переменной ставкой вознаграждения

Уменьшение/(увеличение) ставок вознаграждения на 100 базисных пунктов на отчетную дату увеличило/(уменьшило) бы величину капитала и прибыли или убытка за период на 6,542,233 тысячи тенге, за вычетом подоходного налога (в 2014 году: 2,865,695 тысяч тенге, за вычетом подоходного налога). Данный анализ проводился исходя из допущения о том, что все прочие переменные, в частности обменные курсы иностранных валют, остаются неизменными. Показатели 2014 года анализировались на основе тех же принципов.

(б) Классификация в отчетности и справедливая стоимость

Руководство Группы считает, что справедливая стоимость финансовых активов и обязательств Группы приближена к их балансовой стоимости.

29 Условные активы и обязательства и резервы

(а) Страхование

Группа страхует принадлежащие ей активы, осуществляемые операции, гражданскую ответственность и прочие риски, в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан и исходя из определенных руководством значительных рисков, присущих деятельности Группы. Группа самостоятельно несет риски убытков в отношении незастрахованных или не полностью застрахованных активов и операций.

(б) Условные налоговые обязательства в Республике Казахстан

Налоговая система Казахстана, будучи относительно новой, характеризуется частыми изменениями законодательных норм, официальных разъяснений и судебных решений, зачастую нечетко изложенных и противоречивых, что допускает их неоднозначное толкование различными налоговыми органами. Правильность расчетов по налогам подлежит проверке со стороны регулирующих органов различного уровня, имеющих право налагать крупные штрафы. Правильность исчисления налогов в отчетном периоде в общем может быть проверена в течение последующих пяти календарных лет; однако при определенных обстоятельствах этот срок может увеличиваться.

Данные обстоятельства могут привести к тому, что налоговые риски в Казахстане будут выше, чем в других странах. Руководство Группы, исходя из своего понимания применимого налогового законодательства, нормативных требований и судебных решений, руководство считает, что налоговые обязательства отражены в полной мере. Тем не менее, соответствующие регулирующие органы могут по-иному толковать положения действующего налогового законодательства, что может оказать существенное влияние на данную консолидированную финансовую отчетность в том случае, если их толкование будет признано правомерным.

(в) Существующие налоговые споры

По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов Компания вовлечена в судебное разбирательство в отношении акта налоговой проверки №139 от 31 марта 2014 года, полученный по результатам налоговой проверки на предмет правильности исчисления и своевременности уплаты бонуса коммерческого обнаружения. Разбирательства в отношении вышеуказанного акта находится на стадии рассмотрения в суде города Актөбе. По состоянию на 31 декабря 2015 года руководство Группы оценило вероятность оттока денежных ресурсов в отношении требований по вышеуказанному акту как «возможное», и вследствие этого налоговые обязательства не были признаны по состоянию на отчетную дату.

В августе 2014 года Налоговый департамент по Актөбинской области (далее, «Управление») завершил тематическая налоговую проверку на предмет правильности исчисления и своевременности уплаты налогов за 2009 - 2012 годы. По результатам проверки Управлением в отношении Компании было вынесено уведомление №94 от 22 августа 2014 года о дополнительном начислении налогов и пени в размере 5,672,773 тысячи тенге и 2,372,544 тысячи тенге, соответственно. По состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов руководство Группы оценило вероятность оттока денежных ресурсов в отношении налоговых требований по уведомлению №94 и консервативно отразило дополнительное начисление налога на прибыль в сумме 2,452,347 тысяч тенге. В сентябре 2014 года Руководство подало жалобу в Комитет по государственным доходам Республики Казахстан по результатам налоговой проверки. По состоянию на 31 декабря 2015 года жалоба находится на стадии рассмотрения.

29 Условные активы и обязательства и резервы, продолжение

(г) Обязательства Группы, предусмотренные Контрактом на добычу углеводородов и лицензиями

В соответствии с Законом о недропользовании Республики Казахстан от 24 июня 2010 года (далее, «Закон»), недропользователи должны иметь утвержденную общую рабочую программу в качестве обязательной части договора недропользования (далее, «Договор»). Общая рабочая программа должна быть подготовлена на основании программы по освоению месторождения и включать предполагаемые объемы ежегодной добычи, расходы и прочие данные на весь срок действия Договора.

Положения лицензий и Контракта на добычу углеводородов предусматривают ряд прочих обязательств Группы, включая:

- выполнение рабочего плана и рабочей программы согласно условиям, установленным по ним;
- применение в нефтегазовой операционной деятельности соответствующих и прогрессивных технологий и опыта управления на основе правильных методов разработки месторождений;
- соблюдение согласованных технологических планов и проектов по проведению операций по углеводородам, предусмотренных для обеспечения безопасности персонала и населения;
- предпочтительное использование оборудования, материалов и готовой продукции казахстанских производителей, при условии конкурентоспособности (по мнению Группы) их технических характеристик, надежности функционирования согласно экологическим требованиям, цен, технических спецификаций и условий поставок;
- предпочтительное привлечение казахстанских граждан при приеме на работу;
- разработка и реализация программ профессионального обучения казахстанских граждан и специалистов, задействованных в контрактной операционной деятельности;
- восстановление контрактного участка, поврежденного вследствие проведения Группой операций по углеводородам или другой деятельности Группы, для будущего использования в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан;
- предпочтительное привлечение услуг казахстанских компаний при осуществлении нефтегазовых операций, при условии конкурентоспособности (по мнению Группы) их технологических характеристик, надежности функционирования согласно экологическим и операционным требованиям, цен, технических спецификаций и условий оказания услуг. Однако данное положение может быть оспорено в силу противоречий между условиями лицензий и Контракта на добычу углеводородов. В соответствии с условиями лицензий Группы при осуществлении нефтегазовых операций должна использовать услуги только казахстанских подрядчиков.

В соответствии с условиями лицензий и Контрактов на добычу углеводородов существенное нарушение условий лицензий может повлечь отзыв лицензии и расторжение Контрактов на добычу углеводородов.

В 2014 году комиссии уполномоченного органа Министерства энергетики Республики Казахстан (ранее Министерство нефти и газа Республики Казахстан) была проведена комплексная проверка по соблюдению условия Контрактов на недропользование, лицензии и рабочих программ по месторождениям, эксплуатирующиеся Компанией, за 2012 и 2013 годы. Согласно доводов комиссий имели место несоответствия требованиям Закона, Контрактов на недропользование и рабочих программ. В течение 2015 года требования комиссии были урегулированы на основании решения суда на общую сумму 3,054,000 тысяч тенге. По состоянию на 31 декабря 2015 года, требуемая сумма была выплачена в полном размере.

29 Условные активы и обязательства и резервы, продолжение

(г) Обязательства Группы, предусмотренные Контрактом на добычу углеводородов и лицензиями, продолжение

Руководство Группы считает, что им предприняты все обоснованные меры по обеспечению соблюдения требований Закона, Контрактов на добычу углеводородов и рабочих программ в будущем.

(д) Контрактные обязательства по приобретению услуг, основных средств и товарно-материальных запасов

По состоянию на 31 декабря 2015 года Группа имеет контрактные обязательства по приобретению основных средств в сумме 12,693,205 тысяч тенге (в 2014 году: 20,406,672 тысячи тенге). На 31 декабря 2015 года Группа также имеет контрактные обязательства по приобретению услуг по бурению скважин в сумме 2,394,718 тысяч тенге (в 2014 году: 81,917,938 тысяч тенге), а также строительных услуг в сумме 544,068 тысяч тенге (в 2014 году: 33,753,637 тысяч тенге). Также по состоянию на 31 декабря 2015 года Группа обязалась произвести закуп материалов, запасных частей и услуги на сумму 3,547,646 тысяч тенге (в 2014 году: 7,072,744 тысячи тенге).

(е) Аккредитивы

По состоянию на 31 декабря 2015 года Группа не имеет непокрытых денежными средствами аккредитивов (в 2014 году: отсутствуют).

(ж) Резерв на восстановление месторождений

Сумма начисленного резерва на восстановление месторождений основана на оценках руководства по анализу контрактных обязательств в отношении рекультивации и восстановления месторождения, см. Примечание 24. Данная оценка может измениться по окончании последующих работ по изучению влияния на окружающую среду и переоценки существующих обязательств.

(з) Риск ограниченного доступа на рынок сбыта

Основная часть продукции Группы реализуется на экспорт. Географическое расположение производственных мощностей Группы, месторасположение потребителей и существующих путей транспортировки ограничивают возможности Группы по реализации продукции. Данные ограничения отражаются на деятельности Группы. Ограниченная пропускная способность путей транспортировки может негативно отразиться на деятельности Группы, вынуждая ее сокращать объемы производства из-за ограниченных объемов резервуаров для хранения нефти. В виду ограничительных квот на транспортировку трубопроводом, время от времени Группа вынуждена реализовывать продукцию железнодорожным транспортом. Стоимость транспортировки железнодорожным транспортом значительно выше стоимости транспортировки трубопроводом.

(и) Риск изменения товарных цен

Группа подвержена риску изменения цен на товары, так как на цену реализации нефти и нефтепродуктов влияют изменения цен на мировых рынках, которые в свою очередь зависят от общих и специфических рыночных изменений. В силу высокой степени неопределенности, связанной с будущими рыночными ценами на нефть, руководство не имеет возможности надежно оценить влияние любого дальнейшего ухудшения рыночных цен на нефть на финансовое положение Группы. Группа не заключала договоров хеджирования в отношении риска изменения цен на товары.

29 Условные активы и обязательства и резервы, продолжение

(к) Нестабильность глобальных финансовых рынков

Нестабильность в темпах роста, наблюдаемых в последнее время, ведущих развитых мировых экономик (США, Япония, Европейский Союз) оказывает влияние на способность Группы делать надежные среднесрочные прогнозы деловой активности. Цены на нефть и металлы резко меняются, и такая продукция является основными видами экспортной продукции в Казахстане. Финансовые риски, влияющие на финансовое положение Группы, раскрыты в Примечании 28.

Ситуация с низкой ликвидностью может также повлиять на дебиторов Группы, что, в свою очередь, может отразиться на их способности погашать свою задолженность. Ухудшающиеся операционные условия дебиторов могут также повлиять на прогнозы денежных потоков и оценку снижения стоимости финансовых и нефинансовых активов со стороны руководства. Используя существующую информацию, руководство считает, что оно должным образом отразило измененные оценки ожидаемых денежных потоков в его оценке снижения стоимости.

Руководство не имеет возможности оценить влияние на финансовое положение Группы любых прочих возможных ухудшений ликвидности финансовых рынков и их возросшей нестабильности. Руководство считает, что оно приняло все необходимые меры для поддержки стабильности и роста деятельности Группы в текущих обстоятельствах.

30 Операции со связанными сторонами

(а) Материнское предприятие и конечная контролирующая сторона

Непосредственным материнским предприятием Компании является CNPC E&D. Конечным материнским предприятием Компании является «Петрочайна», а ее конечной контролирующей стороной является CNPC, являющейся государственной корпорацией. Правительство Китайской Народной Республики является конечной контролирующей стороной CNPC. Материнское предприятие Компании и ее конечная контролирующая сторона представляют финансовую отчетность, находящуюся в открытом доступе.

(б) Вознаграждение старшего руководящего персонала

Вознаграждения, полученные старшим руководящим персоналом в отчетном году составили следующие суммы, отраженные в составе затрат на персонал, см. Примечание 13:

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Заработная плата	193,476	206,924
Вознаграждения членов Совета директоров	29,333	29,673
Премии	18,740	29,305
Дивиденды	214	36,299
	241,763	302,201
Количество лиц	29	32

30 Операции со связанными сторонами, продолжение

(в) Прочие операции со связанными сторонами

В соответствии с МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах» и для целей настоящей финансовой отчетности стороны считаются связанными, если одна из них имеет возможность контролировать, находится под общим контролем, или осуществлять значительное влияние на операционные и финансовые решения другой стороны. При решении вопроса о том, являются ли стороны связанными, принимается во внимание характер взаимоотношений сторон, а не только их юридическая форма.

Характер отношений со связанными сторонами, с которыми Группа проводила существенные операции или имела значительные остатки по расчетам на 31 декабря 2015 и 2014 годов, представлен ниже.

Компании, находящиеся под общим контролем главной материнской компании (CNPC): China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation («CNODC»), China National Petroleum Corporation International Ltd., CNPC International (Caspian) Limited, CNPC International (Kazakhstan), Представительство CNPC в Алматы, ТОО «CNLC International (Kazakhstan) Inc.», Петрочайна Инт. Казахстан, China National United Oil Corporation (далее «China Oil»), China Petroleum Technical Development Company («CPTDC»), Китайская Нефтяная Инженерно-Строительная Компания (КНИСК и «Актюбинский филиал Дочерняя компания КНИСК в Казахстане (ТОО «ДО КНИСГ»)), Генеральная компания Внешне-Экономических Связей («ГК ВЭС НУ СУАР»), BGP International Equipment FZE, China National Logging Corporation («CNLC»), Сычуаньское нефтяное управление, «Нефтяная компания по разведке и разработке ТУ-ХА», ТОО «Техсервис Дацинь Петролеум», ТОО «Арман Курьлыс», СЗТК «Мунайтас», ТОО «Востокнефть и сервисное обслуживание», ТОО «Актюбенефтемаш», «Дацинь Ойлфилд Инжиниринг Лимитэд», НК «СНПС Средняя Азия», ТОО «Центрально-азиатская инженерная Корпорация Хуань-Цю», Китайская Инженерная и Подрядная Корпорация «Хуань-Цю», ТОО «Север-Юг Казахстан», ТОО «Нефтепродукт», ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод», China Petroleum Engineering Company, CPE China Petroleum Engineering Company, ТОО «БИДИПИ Геофизические услуги (Казахстан)», Петрочайна Интернэшнл Хоргас Ко. Лтд., ТОО «Caspian Oiltech Services», Исследовательский центр CNPC International, ТОО «Петросан», ТОО «Сычуань Петролеум», «Компания нефтяных технических услуг ТУ-ХА», ТОО «ДПС Кызылорда», ТОО «Хуан Цу Сункар Мунай», и ТОО «СОЛАКС», ТОО «ВСП Интернациональ», ТОО СП «Фиал», «Китайская нефтяная инжиниринговая проектная компания, «Petrochina Int. (Singapore) PTE. LTD», ТОО «Казахстанский филиал по строительному проектированию китайской нефтяной корпорации (CPE)», ТОО «Хуа Ю Интернационал», ТОО «Танаис», «Password General Supply FZE».

Ассоциированные компании: ТОО «АктобеМунайМашКомплект», ТОО «Великая стена», ТОО «Синоойл», ТОО «СНПС Актюбинская Транспортная Компания».

Подробная информация по операциям с финансовыми институтами, связанными сторонами, и сальдо расчетов по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов раскрыта в Примечании 23.

30 Операции со связанными сторонами, продолжение**(в) Прочие операции со связанными сторонами, продолжение**

Ниже в таблице представлена дебиторская задолженность связанных сторон:

тыс. тенге	Приме- чание	2015 г.	2014 г.
Дебиторская задолженность			
PetroChina Int. (Singapore) PTE.LTD		9,192,421	12,057,206
ТОО «Фиал» СП		143,117	140,628
ТОО «ДО КНИСГ»		5,793	7,720
ТОО «Казахстанский филиал по строительному проектированию Китайской нефтяной корпорации»		2,103	-
Прочие связанные компании группы CNPC		53,719	12,032
Итого		9,397,153	12,217,586
Дебиторская задолженность от ассоциированных компаний			
ТОО «СНПС Актюбинская Транспортная Компания»		-	4,268
ТОО «Синоойл»		3,253	-
Итого		3,253	4,268
	19	9,400,406	12,221,854
Авансы выданные			
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»		2,557,564	185,671
СЗТК «Мунайтас»		44,453	411,337
Прочие связанные компании группы CNPC		1,512	5,948
Итого		2,603,529	602,956
		12,003,935	12,824,810
Авансы выданные ассоциированным компаниям			
ТОО «Синоойл»		12,233	-
Авансы за долгосрочные активы			
ТОО «АктюбеМунайМашКомплект»		-	301,724
		2,615,762	904,680

30 Операции со связанными сторонами, продолжение**(в) Прочие операции со связанными сторонами, продолжение**

Ниже в таблице представлена кредиторская задолженность перед связанными сторонами группы CNPC:

тыс. тенге	Примечание	2015 г.	2014 г.
Кредиторская задолженность			
ТОО «Caspian Oiltech Services»		6,661,327	15,904,224
ТОО «Восток Нефть Сервисное Обслуживание»		3,773,929	14,428,122
China Petroleum Technical Development Company		3,656,865	1,060,488
ТОО «Арман Курьлыс»		1,526,044	15,536,908
ТОО «АктобеНефтеМаш»		1,195,287	4,276,113
China National Logging Corporation		845,771	627,645
Нефтяная компания «ТУ-ХА»		260,901	178,566
«ГК ВЭС НУ СУАР»		164,241	183,994
ТОО «БИДИПИ Геофизические услуги»		125,460	1,373,835
ТОО «ВСП Интернациональ»		26,259	1,590,568
ТОО «Казахстанский филиал по строительному проектированию Китайской нефтяной корпорации»		18,089	-
ТОО «ДО КНИСГ»		9,955	15,624,475
ТОО «Сычуань Петролеум»		-	609,980
Управление «Сычуань Петролеум»		-	26,982
Прочие связанные компании группы CNPC		223,099	2,795,113
		18,487,227	74,217,013
Кредиторская задолженность перед ассоциированными компаниями			
ТОО «Великая Стена»		2,978,501	18,589,076
ТОО «АктобеМунайМашКомплект»		1,864,517	6,538,262
ТОО «СНПС Актюбинская Транспортная Компания»		1,123,482	1,450,886
		5,966,500	26,578,224
	25	24,453,727	100,795,237
Прочая кредиторская задолженность			
ТОО «ДО КНИСГ»		3,125,960	3,156,817
ТОО «Арман Курьлыс»		2,854,321	2,769,384
ТОО «АктобеМунайМашКомплект»		1,128,837	732,055
China Petroleum Technical Development Company		1,104,921	-
ТОО «ВСП Интернациональ»		473,872	507,002
ТОО «Сычуань Петролеум»		346,754	346,754
ТОО «Хуаньцю-Сункар-Мунай»		64,002	-
Прочие связанные компании группы CNPC		21,021	64,001
	27	9,119,688	7,576,013
		33,573,415	108,371,250

30 Операции со связанными сторонами, продолжение**(в) Прочие операции со связанными сторонами, продолжение**

В 2015 и 2014 годах Группа осуществила следующие операции со связанными сторонами:

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Реализация связанным сторонам		
Реализация нефти компании Petrochina International (Singapore) PTE LTD	100,158,583	128,353,488
Реализация нефти компании ТОО «Петросан»	91,849,176	163,291,090
Реализация нефти компании ТОО «PetrochinInternational Kazakhstan»	4,270,476	-
Реализация нефти компании ТОО «Великая Стена»	650,512	778,976
Реализация товарно-материальных запасов компании ТОО «СНПС Актюбинская Транспортная Компания»	56,056	465,242
Реализация транспортных услуг ТОО «ДО КНИСГ»	40,086	128,041
Реализация товарно-материальных запасов ТОО «АқтобеМұнайМашКомплект»	48,493	123,432
Реализация нефти компании ТОО «Арман Курьлыс»	56,960	73,807
Прочая реализация связанным компаниям группы CNPC	140,954	292,307
	197,271,296	293,506,383
Приобретение активов и услуг у связанных сторон:		
Приобретение оборудования у ТОО «Caspian Oiltech Services»	8,848,724	15,468,248
Приобретение товарно-материальных запасов и оборудования у ТОО «АқтобеМұнайМашКомплект»	2,042,077	-
Приобретение товарно-материальных запасов и оборудования у China Petroleum Technical Development	1,990,007	4,600,367
Приобретение оборудования и товарно-материальных запасов у ТОО «АқтобеНефтеМаш»	1,490,853	4,795,897
Приобретение товарно-материальных запасов и оборудования у ТОО «Арман Курьлыс»	1,247,414	21,190,980
Приобретение услуг по бурению у ТОО «Великая Стена»	544,875	17,362,041
Приобретение услуг по бурению у ТОО «Востокнефть и сервисное обслуживание»	481,328	17,070,593
Приобретение оборудования и услуг по разведке у Нефтяной компании по разведке и разработке «ТУ-ХА»	394,318	-
Приобретение нефтепродуктов у ТОО «Синоойл»	337,292	725,156
Приобретение оборудования у ТОО «ВСП Интернациональ»	325,057	6,378,543
Приобретение работ по каротажу и капитальному ремонту скважин у ТОО «CNLC International (Kazakhstan) Inc.»	134,035	4,247,052
Приобретение товарно-материальных запасов, оборудования и услуг у «СУАР»	40,030	46,843
Приобретение строительных материалов, оборудования и строительно-монтажных работ у ТОО «ДО КНИСГ»	-	23,390,187
Приобретение строительных работ у ТОО «Сычуань Петролеум»	-	462,524
Операции с прочими связанными сторонами группы CNPC	2,042,009	322,531
	19,918,019	116,060,962

30 Операции со связанными сторонами, продолжение**(в) Прочие операции со связанными сторонами, продолжение**

тыс. тенге	2015 г.	2014 г.
Расходы по операциям со связанными сторонами		
Приобретение транспортных услуг у ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	21,635,795	18,887,038
Приобретение транспортных услуг у ТОО «СНПС Актюбинская Транспортная Компания»	15,173,708	15,171,444
Приобретение услуг по техобслуживанию у ТОО «АктөбеМұнайМашКомплект»	13,274,803	14,824,722
Приобретение транспортных услуг у АО «Мунайгас»	3,260,269	3,136,125
Приобретение услуг по ремонту скважин у Нефтяной Компании по разведке и разработке «ТУ-ХА»	1,347,226	1,398,463
Приобретение геофизических услуг у ТОО «БИДИПИ Геофизические услуги (Казахстан)»	384,969	1,230,672
Операции с прочими связанными сторонами группы CNPC	529,268	756,559
Итого расходы по операциям со связанными сторонами	55,606,038	55,405,023
Итого приобретение у связанных сторон	75,524,057	171,465,985

Закупки основных средств, товарно-материальных запасов и услуг у компаний группы CNPC и связанных с ней сторон производились по ценам, определяемым в рамках тендерных процедур и путем согласования в ходе переговоров с поставщиками.

31 События после отчетной даты

22 января 2016 года, в соответствии с Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан ставка экспортной таможенной пошлины была снижена с 60 до 40 долларов США за сырой тонну. Приказом установлено, что данная ставка будет действовать с 1 января по 31 декабря 2016 года включительно.

Впоследствии, в соответствии с Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 февраля 2016 года были утверждены новые правила расчета размера ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и товары, выработанные из сырой нефти. Приказом предусматривается введение в действие с 1 марта 2016 года прогрессивной шкалы размеров экспортной таможенной пошлины, которая привязана к мировой цене сырой нефти. Согласно утвержденной шкале, при средней цене на сырую нефть ниже 25 долларов США за баррель предусмотрена нулевая ставка экспортной таможенной пошлины, при цене на сырую нефть от 25 до 30 долларов США за баррель ставка экспортной таможенной пошлины будет равняться 10 долларов США за тонну, при цене на сырую нефть 30 до 35 долларов США за баррель ставка будет равняться 20 долларов США, и т.д. Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины составляет 236 долларов США за тонну сырой нефти при цене свыше 185 долларов США за баррель.