

Утвержден
решением Единственного акционера
АО «КазТрансОйл»
(протокол заседания Правления
АО НК «КазМунайГаз»
от «2» августа 2012 года № 92)

**Годовой отчет
АО «КазТрансОйл»
за 2011 год**

г. Астана, 2012 год

Содержание

I. О компании

1. Миссия, видение, стратегическая цель, история создания и основные виды деятельности
2. Структура АО «КазТрансОйл», дочерние, совместно-контролируемые и прочие организации
3. Ключевые результаты деятельности по итогам года, а также в динамике за последние три года
4. Ключевые рынки

II. Производственная деятельность

1. Транспортировка нефти и подача воды
2. Инвестиционные проекты
3. Тарифная политика
4. Мероприятия по ликвидации несанкционированных врезок в нефтепроводы
5. Система управления информационной безопасностью
6. Интегрированная система менеджмента

III. Корпоративная социальная ответственность

1. Социальная политика и ответственность
2. Развитие кадрового потенциала и корпоративная этика
3. Охрана труда и окружающей среды

IV. Корпоративное управление

1. Органы корпоративного управления
2. Состав Совета директоров
3. Состав Правления
4. Критерии отбора членов Совета директоров и Правления, а также определения их независимости
5. Взаимодействие с дочерними и совместно – контролируемыми организациями

V. Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

VI. Система управления рисками

VII. Основные события 2011 года

Приложение

I. О компании

1. Миссия, видение, стратегическая цель, история создания и основные виды деятельности

Миссия

Обеспечение максимальных выгод для Республики Казахстан путем предоставления качественных, своевременных, эффективных и конкурентоспособных услуг по транспортировке нефти по системе магистральных нефтепроводов с обеспечением равных условий доступа потребителей к регулируемым услугам АО «КазТрансОйл».

Видение

АО «КазТрансОйл» – публичная, конкурентоспособная и динамично развивающаяся компания, предоставляющая широкий спектр услуг по транспортировке нефти по современной, диверсифицированной трубопроводной системе, соответствующая наилучшей практике в области обеспечения безопасности производственной деятельности и защиты окружающей среды.

АО «КазТрансОйл» будет стремиться удерживать лидирующие позиции в отрасли и стать национальным оператором Республики Казахстан по транспортировке нефти, участвуя в крупнейших нефтетранспортных проектах в Республике Казахстан и за ее пределами.

Стратегическая цель

Увеличение рыночной стоимости (капитализации) компании путем реализации следующих задач:

- 1) увеличение объемов транспортировки и грузооборота нефти, подачи воды и оказание конкурентоспособных, надежных и безопасных услуг;
- 2) стабильный рост эффективности деятельности и оптимизация затрат АО «КазТрансОйл» и его дочерних, совместно - контролируемых организаций;
- 3) эффективная инвестиционная политика и участие в крупных транспортных проектах;
- 4) продуманная финансовая стратегия, нацеленная на поддержание стабильных денежных потоков;
- 5) поддержание высоких стандартов корпоративного управления, управления рисками, человеческими ресурсами, а также в области безопасности и охраны труда, пожарной безопасности, охраны окружающей среды.

История создания

В целях соблюдения интересов Республики Казахстан в вопросах транспортировки нефти, экспорта и импорта нефти и нефтепродуктов, постановлением Правительства Республики Казахстан от 2 апреля 1997 года №461 было создано закрытое акционерное общество «Национальная компания по транспортировке нефти «КазТрансОйл» (ЗАО «НКТН «КазТрансОйл») со 100-процентным участием государства в его уставном капитале.

В 2001 году государственный пакет акций ЗАО «НКТН «КазТрансОйл» (переименованного в ЗАО «КазТрансОйл») был передан в уставный капитал закрытого акционерного общества «Национальная компания «Транспорт Нефти и Газа», созданного в соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан от 2 мая 2001 года №591.

Указом Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года №811 на базе реорганизованных путем слияния закрытых акционерных обществ «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл» и «Национальная компания

«Транспорт Нефти и Газа» было образовано закрытое акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз», которое стало единственным акционером ЗАО «КазТрансОйл».

31 мая 2004 года ЗАО «КазТрансОйл» переименовано в АО «КазТрансОйл» (далее – Общество).

Основные виды деятельности

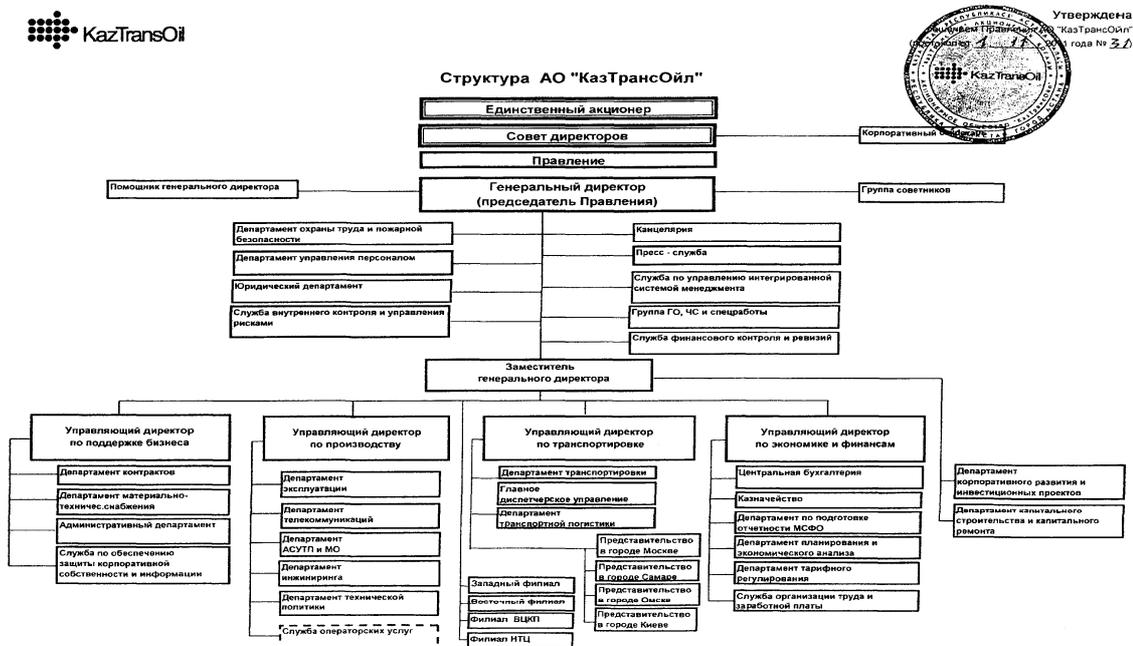
Предметом деятельности Общества являются: оказание услуг по транспортировке нефти (перекачка, перевалка, слив, налив, хранение, смешение) по магистральным трубопроводам, организация транспортировки казахстанской нефти по трубопроводным системам других государств (операторская деятельность по единой маршрутизации), осуществление деятельности по эксплуатации и техническому обслуживанию магистральных трубопроводов, принадлежащих иным юридическим лицам, оказание услуг по подаче воды по магистральному трубопроводу, оказание услуг по производству, передаче и распределению тепловой энергии, передаче и распределению электрической энергии, а также иная деятельность, не запрещенная законодательством Республики Казахстан.

2. Структура АО «КазТрансОйл», дочерние, совместно-контролируемые и прочие организации

В состав Общества входят четыре филиала: Западный филиал (г. Атырау), Восточный филиал (г. Павлодар), Вычислительный центр коллективного пользования (г. Астана), Научно - Технический Центр (г. Алматы).

Общество имеет три представительства в Российской Федерации в городах Москва, Самара, Омск и одно представительство в Украине в городе Киев.

Структура Общества¹



¹ Структура Общества по состоянию на 31 декабря 2011 года.

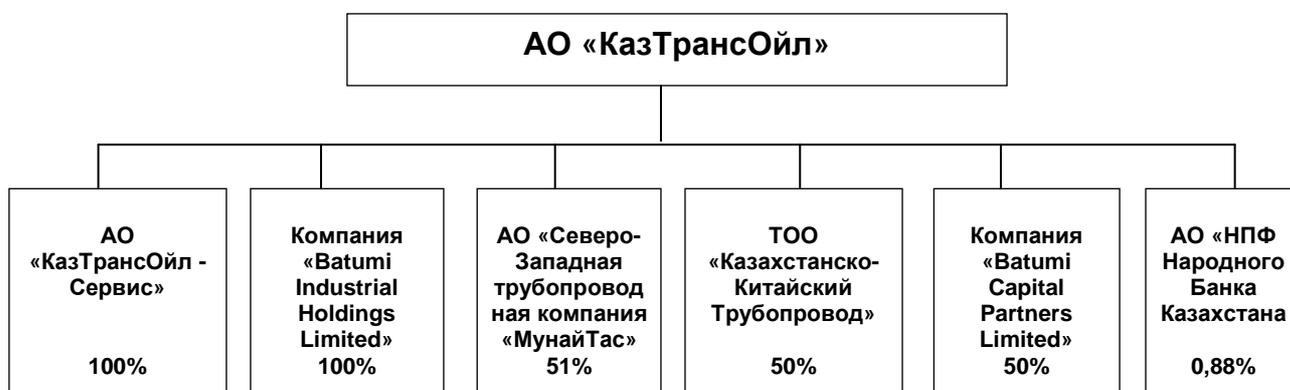
Структура производственных активов

Общество эксплуатирует следующие производственные объекты (по состоянию на 31 декабря 2011 года):

Магистральные трубопроводы:	
<i>протяженность:</i>	7 643,33 км
в том числе:	
магистральные нефтепроводы:	
<i>протяженность:</i>	5 495,23 км
магистральные водоводы:	
<i>протяженность:</i>	2 148,1 км
резервуарные парки:	1 415,3 тыс.куб.м.
<i>в том числе:</i>	
для нефти	1 259 тыс.куб.м.
для воды	156,3 тыс.куб.м.
нефтеперекачивающие станции	39 шт.
станции/пункты подогрева нефти	7 шт.
печи подогрева	64 шт.
сливно-наливные эстакады	4 шт.
головные очистные сооружения	1 шт.
водонасосные станции	3 шт.
водоочистные сооружения	1 шт.

Общество владеет акциями (долями) в следующих организациях:

Дочерние, совместно-контролируемые (далее – ДСКО) и прочие организации



Организация	Доля Общества, %	Дочерние и совместно-контролируемые организации	Доля, %
АО «КазТрансОйл-Сервис»	100	ТОО «ММЦ Мейірім»	100
Компания «Batumi Industrial Holdings Limited»	100	Batumi Services Limited	100
		Batumi Capital Partners Limited	50
		Batumi Terminals Limited	52,19

АО «Северо-Западная трубопроводная компания «МунайТас»	51	-	-
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	50	KCP Finance B.V.	100
Компания «Batumi Capital Partners Limited»	50	Batumi Terminals Limited	47,81
АО «НПФ Народного Банка Казахстана»	0,88	-	-

3. Ключевые результаты деятельности по итогам года, а также в динамике за последние три года

Основные консолидированные производственные показатели

Показатели	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2011 г. к 2010г., %
Объем транспортировки нефти ² , тыс. тонн	64 187	65 825	66 873	1,6
Грузооборот нефти, млн. тн. км	38 709	41 351	42 244	2,2
Подача воды, тыс. куб.м.	18 926	21 361	21 192	-0,8
Численность персонала, чел.	9 993	10 034	9 992	-0,4

Основные консолидированные финансовые показатели, млн. тенге

Показатели	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2011 г. к 2010г., %
Доходы от реализации продукции и оказания услуг	126 181	138 241	140 478	1,6
Себестоимость	71 443	82 407	96 299	16,8
Валовая прибыль	54 739	55 834	44 179	-20,9
Прибыль до учета подоходного налога	28 395	26 082	32 673	25,2
Итоговая прибыль	15 538	19 618	25 945	32,2
Активы на конец года	325 333	418 715	450 029	7,5
Долгосрочные обязательства на конец года	38 899	44 214	45 206	2,2
Текущие обязательства на конец года	43 632	36 186	33 324	-7,9
Капитал	242 803	338 315	371 498	9,8

Консолидированные активы Общества по состоянию на 31 декабря 2011 года выросли до 450 млрд. тенге, что на 7,5% выше показателя 2010 года (418,7 млрд. тенге). Консолидированный доход Общества от основной деятельности за 2011 год составил 140,4 млрд. тенге, что выше аналогичного

² Объем транспортировки нефти включает данные по перевалке нефтепродуктов компании «Batumi Industrial Holdings Limited».

показателя 2010 года (138,2 млрд. тенге) на 1,6% и выше аналогичного показателя 2009 года (126,1 млрд. тенге) на 11,3%. Основной причиной роста доходов Общества является рост объемов транспортировки нефти в 2011 году.

Итоговая прибыль Общества за 2011 год составила 25,9 млрд. тенге, что выше уровня 2010 года на 32,2% (19,6 млрд. тенге).

4. Ключевые рынки

В ближайшие годы в Республике Казахстан прогнозируется значительный прирост добычи за счет увеличения добычи нефти на месторождениях Тенгиз, Карачаганак, а также начало добычи на месторождении Кашаган и других месторождениях казахстанского сектора Каспийского моря. При этом, на месторождениях на суше, которые являются основной ресурсной базой для Общества уже с 2015 годов прогнозируется снижение уровня добычи.

Учитывая тесную взаимосвязь нефтетранспортных систем Республики Казахстан и государств - участников СНГ в увеличении объемов транспортировки нефти немаловажную роль играет укрепление сотрудничества Общества с нефтетранспортными предприятиями России, Азербайджана и Белоруссии, осуществляющими транспортировку казахстанской нефти.

Нефтепроводные системы Российской Федерации являются одним из наиболее приоритетных направлений транспортировки нефти, куда направляются значительные объемы нефти для поставок в Европу.

Значительную долю в транспортируемой Обществом нефти на перспективный и быстрорастущий рынок Китая занимает нефтепровод «Казахстан-Китай».

Кроме того, важным экспортным направлением для казахстанских нефтяных компаний (грузоотправителей) является каспийский порт Актау, где Общество осуществляет перевалку нефти с трубопроводного и железнодорожного транспорта в танкеры.

Помимо транспортировки нефти на экспорт, Общество обеспечивает транспортировку нефти на нефтеперерабатывающие заводы Казахстана, что является важной задачей для обеспечения внутреннего рынка нефтепродуктами.

II. Производственная деятельность

1. Транспортировка нефти и подача воды

В 2011 году консолидированный объем транспортировки нефти составил 66,9 млн. тонн, что превышает показатель 2010 года на 1,6%. Увеличение объемов транспортировки нефти по трубопроводной системе Общества связано с увеличением сдачи нефти в систему магистральных нефтепроводов от нефтегазовых и добывающих организаций.

Консолидированный грузооборот нефти по системе магистральных нефтепроводов Общества за 2011 год составил 42,2 млрд.тн.км, что выше показателя 2010 года на 2,2%.

В 2011 году объем транспортировки нефти по нефтепроводу «Атырау – Самара» составил 15,4 млн. тонн (в 2010 году – 15,3 млн. тонн). По итогам 2011 года объем перевалки нефти в нефтепровод «Атасу-Алашанькоу» составил 10,9 млн. тонн нефти, что на 0,8 млн. тонн нефти больше, чем 2010 году (10,1 млн. тонн).

Общество осуществляет подачу волжской воды потребителям Атырауской и Мангистауской областей Казахстана по водоводу «Астрахань-Мангышлак». В 2011 году объем подачи воды составил 21,2 млн.куб.м, что на 0,2 млн.куб.м. меньше показателя 2010 года.

2. Инвестиционные проекты

Общество проводит работу по реализации инвестиционных проектов, направленных на всестороннее и перспективное развитие собственной системы магистральных нефтепроводов, в соответствии с потребностями грузоотправителей.

В 2011 году продолжилась работа по реструктуризации структуры группы компаний «Batumi Industrial Holdings Limited»³ (далее – BIHL) с целью сокращения промежуточных уровней управления между Обществом и основными производственными активами и ликвидации непроизводственных компаний группы BIHL.

В рамках проводимой реструктуризации группы компаний BIHL в 2011 году были проведены мероприятия по слиянию компаний «Rodio Investments Ltd», «Dakino Investments Ltd», «Port Capital Partners Ltd» с компанией «Batumi Terminals Ltd». Также была ликвидирована компания «Batumi Port Holdings Ltd» посредством слияния с компанией «Petrotrans Ltd».

Завершение реструктуризации структуры группы компании BIHL планируется в 2015 году.

3. Тарифная политика

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О естественных монополиях и регулируемых рынках», Общество включено в Республиканский раздел Государственного регистра субъектов естественной монополии, утвержденного приказом Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий (далее – АРЕМ) от 24 января 2005 года № 16-ОД, в следующих сферах естественной монополии:

- услуги по транспортировке нефти и (или) нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- услуги водохозяйственной и (или) канализационной систем;
- услуги по производству, передаче, распределению и (или) снабжению тепловой энергией;
- услуги по передаче и (или) распределению электрической энергии.

Кроме того, приказом Председателя АРЕМ от 24 марта 2011 года № 98-ОД Общество включено в Республиканский раздел Государственного регистра субъектов естественной монополии по следующим видам регулируемых услуг:

- услуги по подаче воды по распределительным сетям;
- услуги по отводу сточных вод.

Таким образом, Общество оказывает 53 регулируемых услуги.

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О естественных монополиях и регулируемых рынках» тарифы на регулируемые услуги субъекта естественной монополии должны быть не ниже стоимости затрат, необходимых для предоставления регулируемых услуг, и учитывать возможность получения прибыли, обеспечивающей эффективное функционирование субъекта. Тарифы на регулируемые услуги утверждаются уполномоченным органом – АРЕМ.

Действующая в настоящее время Методика расчета тарифов на услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам утверждена приказом АРЕМ от 27 июля 2007 года № 202-ОД. В соответствии с данной Методикой, тарифы на перекачку нефти по участкам рассчитываются на основе удельного тарифа, т.е. тарифа на перекачку 1 тонны нефти на 1000 км. Кроме того, приказом АРЕМ от 5 июля 2004 года № 304-ОД утверждена Инструкция по расчету ставки прибыли на регулируемую базу задействованных активов

³ 100% пакет акций компании BIHL приобретен Обществом в 2008 году.

субъектов естественной монополии, оказывающих услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам.

В 2011 году в установленном порядке утверждены новые тарифы на следующие регулируемые услуги Общества:

- тариф на услугу по перевалке нефти на ЛПДС «Кенкияк» в размере 83,03 тенге за 1 тонну без учета НДС;

- тариф на услугу по перевалке нефти на НПС «Макат» в нефтепровод «Кенкияк - Атырау» в размере 1 071,57 тенге за 1 тонну без учета НДС;

- тариф на услугу по перевалке нефти на НПС «Атырау» в систему Каспийского трубопроводного консорциума без подогрева нефти в размере 84,50 тенге за 1 тонну без учета НДС;

- тариф на услугу по перевалке нефти на НПС «Атырау» в систему Каспийского трубопроводного консорциума с подогревом нефти в размере 125,49 тенге за 1 тонну без учета НДС;

- тариф на услугу по наливу нефти в танкера на ГНПС «Актау» в размере 259,87 тенге за 1 тонну без учета НДС;

- тариф на услугу по сливу нефти с железнодорожных цистерн на НПС «Атырау» в размере 704,54 тенге за 1 тонну без учета НДС;

- тариф на услугу по наливу нефти в железнодорожные цистерны на НПС «Атырау» в размере 396,31 тенге за 1 тонну без учета НДС. Срок ввода в действие указанных тарифов – с 1 апреля 2012 года.

Кроме того, с 1 июля 2011 года введены новые тарифы на регулируемые услуги Общества:

- тариф на услугу по подаче воды по распределительным сетям в размере 30,77 тенге за куб.м. без учета НДС;

- тариф на услугу по отводу сточных вод в размере 44,03 тенге за куб.м. без учета НДС.

4. Мероприятия по ликвидации несанкционированных врезок в нефтепроводы

С введением в действие Закона Республики Казахстан «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты по вопросам усиления ответственности в сфере оборота нефти и отдельных видов нефтепродуктов», который в октябре 2010 года был подписан Главой государства, активизировалась работа правоохранительных органов, повысилась эффективность взаимодействия сотрудников правоохранительных органов и работников охранной организации - ТОО «Semser Security» по выявлению и пресечению преступлений. Данные меры приносят положительные результаты.

Если в 2010 году была зарегистрирована 161 незаконная врезка в магистральные нефтепроводы Общества, в том числе в магистральные нефтепроводы АО СЗТК «МунайТас» и ТОО «Казахстанско-Китайский трубопровод», то за 2011 год, этот показатель составил 46 врезок. Налицо факт снижения в 2011 году количества врезок на 71,4%.

Тем самым, принятие вышеупомянутого Закона, предусматривающего усиление уголовной ответственности за незаконные врезки в трубопроводы, хищение нефти и ее незаконный оборот (кража, совершенная из нефтегазопровода, приобретение или сбыт нефти и нефтепродуктов, заведомо добытых преступным путем, транспортировка, приобретение, реализация, хранение или переработка нефти без документов, подтверждающих законность ее происхождения, умышленное повреждение или разрушение трубопроводов) позволило значительно снизить количество противоправных посягательств, тогда как ранее наблюдался ежегодный рост, как это отражено в таблице.

Сведения по количеству несанкционированных врезок в МН АО «КазТрансОйл» и его ДСКО за 2009-2011 г.г.			
Западный филиал	2009 год	2010 год	2011 год
Жанажол - Кенкияк	10	4	0
Алибекмола - Кенкияк	0	1	1
Кенкияк - Орск	47	32	0
Узень - Жетыбай-Актау	2	3	5
Узень - Опорная	0	0	0
НПС-3 - Косчагыл	2	0	1
Узень - Атырау - Самара	8	12	2
Каламкас - Каражанбас - Актау	7	5	0
<i>Кенкияк – Атырау, АО «СЗТК «МунайТас»</i>	<i>16</i>	<i>21</i>	<i>10</i>
<i>Кенкияк-Кумколь, (0-394 км), ТОО «Казахстанско-Китайский трубопровод»</i>	<i>27</i>	<i>23</i>	<i>0</i>
Итого по Западному филиалу	119	101	19
Восточный филиал	2009 год	2010 год	2011 год
Кумколь - Каракоин	23	9	1
Павлодар - Шымкент(уч.Барсенгир)	6	3	2
Павлодар-Шымкент (уч.Жуан-Тюбе)	3	1	0
Павлодар - Атасу- Караганда	2	7	2
Шымкент - Чарджоу	1	0	0
Павлодар-Шолаккурган - Шымкент	21	8	4
<i>Кенкияк-Кумколь (394-794 км), ТОО «Казахстанско- Китайский трубопровод»</i>	<i>5</i>	<i>32</i>	<i>13</i>
<i>Атасу-Алашанкоу, ТОО «Казахстанско- Китайский трубопровод»</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>5</i>
Итого по Восточному филиалу	61	60	27
Итого по Обществу и ДСКО	180	161	46

Помимо физической охраны, для повышения уровня безопасности линейной части нефтепроводов Общества, расположенных в наиболее криминогенных регионах страны, продолжаются работы по внедрению и эксплуатации технических систем охраны. Система основана на методе акустического мониторинга несанкционированных вторжений в охранную зону нефтепровода и позволяет проводить круглосуточный мониторинг в режиме реального времени.

Для предотвращения несанкционированных врезок, на магистральных трубопроводах Общества в 2009 - 2010 годы были внедрены системы охраны, обеспечивающие круглосуточный мониторинг за технологическими параметрами нефтепроводов, в части обнаружения возможных утечек и несанкционированных действий посторонних лиц в охранной зоне нефтепровода. Системы охраны нефтепроводов установлены в наиболее криминогенных районах с высокой вероятностью осуществления несанкционированных врезок.

Всего системами охраны нефтепроводов охвачено 44% всех нефтепроводов Общества (системы охраны нефтепроводов – 243,1 км, системы обнаружения утечек – 2 091,1 км).

5. Система управления информационной безопасностью

На сегодняшний день Общество сертифицировано на соответствие требованиям ISO/IEC 27001:2005 международному стандарту информационной безопасности. Областью действия сертификата системы управления информационной безопасностью (далее – СУИБ) являются процессы ведения финансовой документации на базе модуля FI системы SAP R/3. В настоящее время СУИБ внедрена только в центральном аппарате Общества и филиале «ВЦКП АО «КазТрансОйл».

В рамках улучшения бизнес-процессов СУИБ в 2012-2013 годах планируется внедрение (расширение области действия) СУИБ в Западном и Восточном филиалах Общества, а также в филиале «НТЦ АО «КазТрансОйл».

Так одним из шагов к улучшению стало проведение конференции в марте 2011 года по системе управления информационной безопасностью для высшего руководства Общества. В конференции участвовали следующие компании: BSI (Би-Эс-Ай) (г.Москва), Инфосистемы Джет (г.Москва), Информзащита (г.Москва), Аладдин-Россия (г.Москва), представительство Symantec (Симантек) (г. Алматы).

В период с 30 мая по 2 июня 2011 года аудиторами центрального аппарата и филиала «ВЦКП АО «КазТрансОйл» был проведен внутренний аудит по СУИБ.

В период с 20 июня по 24 июня 2011 года прошел ре-сертификационный аудит по СУИБ, при проведении ре-сертификационного аудита Общество подтвердило степень соответствия и результативность СУИБ в связи, с чем срок действия сертификата был продлен до 2014 года.

В рамках СУИБ в 2011 году разработаны следующие документы:

– Правила по управлению и техническому обслуживанию интегрированной системы безопасности административного здания центрального аппарата АО «КазТрансОйл», утвержденные решением Правления Общества от 25 июля 2011 года (протокол №24);

– Правила по организации пропускного и внутриобъектного режима в административном здании центрального аппарата АО «КазТрансОйл», утвержденные решением Правления Общества от 25 июля 2011 года (протокол №24).

В целях ознакомления других структурных подразделений Общества с СУИБ были проведены выездные семинары. В рамках выездных семинаров также предусматривалось определение информационных и технических ресурсов подлежащих защите, выявлению потенциально возможных угроз и каналов утечки информации, проверки системы видеонаблюдения и системы контроля.

В октябре 2011 года проведена актуализация и тестирование плана обеспечения бесперебойной деятельности СУИБ.

6. Интегрированная система менеджмента

В 2011 году Обществом успешно пройден ресертификационный аудит интегрированной системы менеджмента на соответствие требованиям ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007, по результатам которого органом по сертификации DNV (Det Norske Veritas) выданы сертификаты соответствия на новый трехгодичный срок.

Для 161 работника Общества (из которых 146 работников - производственный персонал) проведены семинары-совещания по системам менеджмента качества, экологии, здоровья и безопасности на производственных объектах Общества.

III. Корпоративная социальная ответственность

1. Социальная политика и ответственность

Одним из мотивирующих факторов, способствующих высокоэффективной деятельности Общества, является социальная политика Общества, включающая следующие направления:

- спонсорская (благотворительная) помощь;
- координация вопросов по социальным выплатам (материальная помощь работникам и неработающим пенсионерам);
- выплаты компенсационного характера;
- организация работы по медицинскому обслуживанию работников Общества;
- организация спортивных мероприятий (посещение фитнес-клуба, универсального зала, ледового поля, а также проведение спартакиад и турниров).

В 2011 году в рамках спонсорской (благотворительной) помощи Обществом была оказана поддержка социально-незащищенным слоям населения, ветеранам, общественному объединению инвалидов, различным общественным фондам на сумму более 1 284 млн. тенге. Из них 1 000 млн. тенге на строительство жилых домов для пострадавшего от наводнения населения Западно-Казахстанской области, а более 227 млн. тенге на строительство 6 типовых многофункциональных спортивных площадок в рамках утвержденной Программы АО НК «КазМунайГаз» в городах Усть-Каменогорск, Семей, Кокшетау, Костанай, Караганда и Петропавловск.

В Обществе уделяется большое внимание культурно-оздоровительным мероприятиям, которые способствуют формированию корпоративной культуры, поддержанию и развитию здорового образа жизни.

Неотъемлемой частью социальной политики Общества является забота о здоровье персонала, работающего на участках с вредными условиями труда.

Общество, осознавая социальную ответственность бизнеса, в целях обеспечения максимальных выгод народу Республики Казахстан от своей деятельности, принимает добровольные обязательства по социально-ответственному участию в жизни работников Общества и населения в целом. Общество выделяет следующие основные принципы социальной ответственности:

- транспарентность / прозрачность;
- инициативность;
- экономическая эффективность;
- социально-ответственное регулирование вопросов труда, занятости и производственных отношений;
- качество условий труда, жизни работников и их семей;
- охрана труда и окружающей среды;
- экономика регионов;
- спорт и культура;
- спонсорская (благотворительная) деятельность Общества;
- осуществление непрерывного контроля над социальными расходами;
- повышение эффективности производства социальных услуг;
- реализация принципов совместного финансирования;
- социально ответственное инвестирование;
- социально ответственные отношения с подрядчиками и поставщиками.

Общество выражает убеждение, что социальный аспект приобретает все большее значение для деловой репутации, поддерживает распространение этой тенденции в мире и является одним из инструментов, который позволяет:

- повышать деловую репутацию бизнеса, устанавливать эффективные и сбалансированные отношения со всеми заинтересованными сторонами – государством, Единственным акционером, потребителями, персоналом, партнерами и т.д.;

- эффективно управлять непроизводственными рисками, возникающими в бизнес-процессе;

- обеспечивать поступательное развитие бизнеса, посредством качественного исполнения договорных обязательств с партнерами и поставщиками услуг.

2. Развитие кадрового потенциала и корпоративная этика

Развитие кадрового потенциала

Общество уделяет особое внимание вопросам привлечения, отбора, подготовки и развития кадров.

В соответствии с кадровой политикой Общества, утвержденной решением Совета директоров Общества от 10 марта 2010 года, одними из главных целей Общества являются эффективное управление персоналом, укрепление и развитие человеческого капитала Общества, повышение стоимости Общества путем получения конкурентного преимущества в человеческом капитале.

Ключевыми приоритетами кадровой политики Общества являются:

- привлечение, развитие и удержание высокопрофессиональных работников;

- внедрение передовых методов управления персоналом Общества;

- управление пулом высокопотенциальных работников Общества;

- поддержка инноваций и преобразований в Обществе;

- создание и выработка совместных ценностей, социальных норм, установок, регламентирующих поведение работника Общества.

Основные принципы кадровой политики:

- долгосрочный характер взаимоотношений;

- соответствие квалификации работников требованиям к рабочим местам;

- взаимосвязь интересов и целей Общества и работников;

- преемственность знаний и опыта, акцент на развитии и обучении работников;

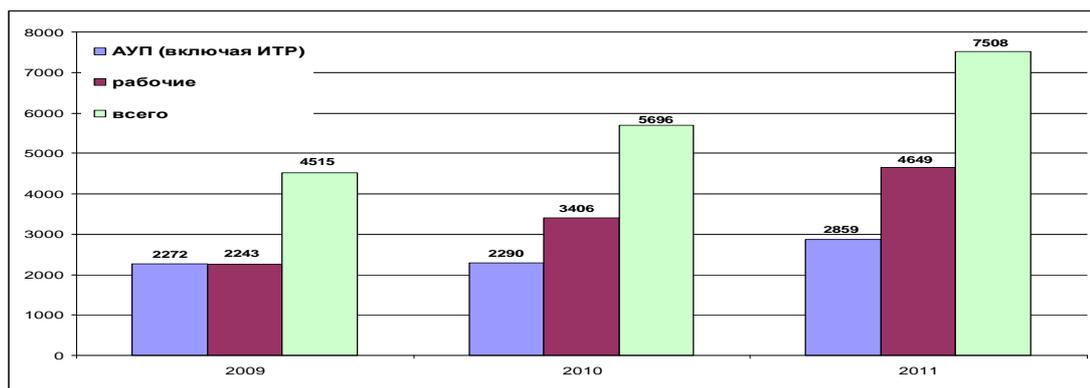
- вознаграждение и продвижение по заслугам и достигнутым результатам деятельности.

Обучение и повышение квалификационного уровня сотрудников являются одними из приоритетов Общества.

Существующая система обучения персонала – предоставление равных возможностей и поддержки в профессиональном развитии каждому работнику компании посредством регулярного прохождения курсов повышения квалификации для приобретения или развития необходимых знаний и навыков, способствующих более эффективному выполнению поставленных задач.

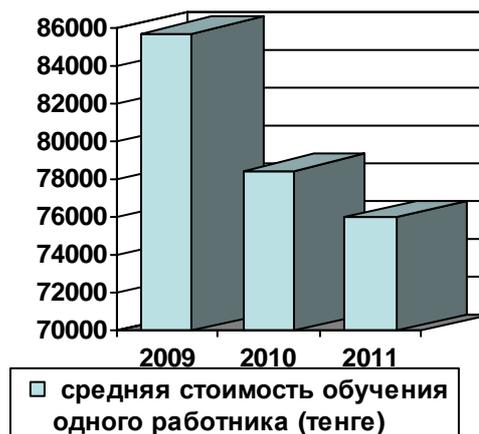
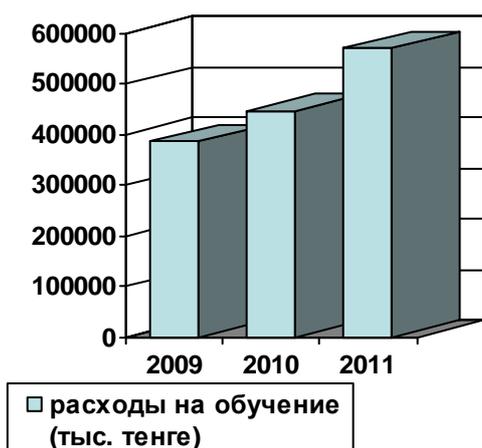
Стратегической целью в области совершенствования системы обучения персонала в Обществе является внедрение единых корпоративных подходов к обучению и развитию персонала в соответствии со стратегическими целями Общества, позволяющих активно реагировать на потребности в профессиональной подготовке персонала для качественного выполнения бизнес-задач.

Динамика численности работников Общества, прошедших обучение в 2009-2011 гг.



В 2011 году было проведено 285 обучающих мероприятий, в которых приняли участие 7 508 работников Общества, в том числе: 4 649 работников производственного персонала и 2 859 работников административно - управленческого персонала.

Затраты на обучение персонала за 2009 – 2011 гг.



В 2011 году средняя стоимость обучения одного работника составила 75 998 тенге, при общих затратах на обучение персонала в сумме 570 606 тыс. тенге, что свидетельствует о большей экономической эффективности корпоративного вида обучения.

Программа «Молодой специалист»

С 2002 года в Обществе успешно реализуется программа «Молодой специалист». Цель программы - привлечение лучших выпускников вузов и создание канала подготовки будущих специалистов, обеспечение потребностей Общества в молодых специалистах. В рамках данной программы Общество принимает на учебно – производственную практику свыше 100 студентов ежегодно.

Программа «Кадровый резерв»

В 2011 году Общество продолжило реализацию программы «Кадровый резерв», которая нацелена на выявление самых сильных, потенциально успешных работников и поиска правильного применения их способностей. Сформирована единая база данных внутренних кандидатов – приоритетная форма поиска специалистов, в т.ч. для назначения (избрания) на руководящие

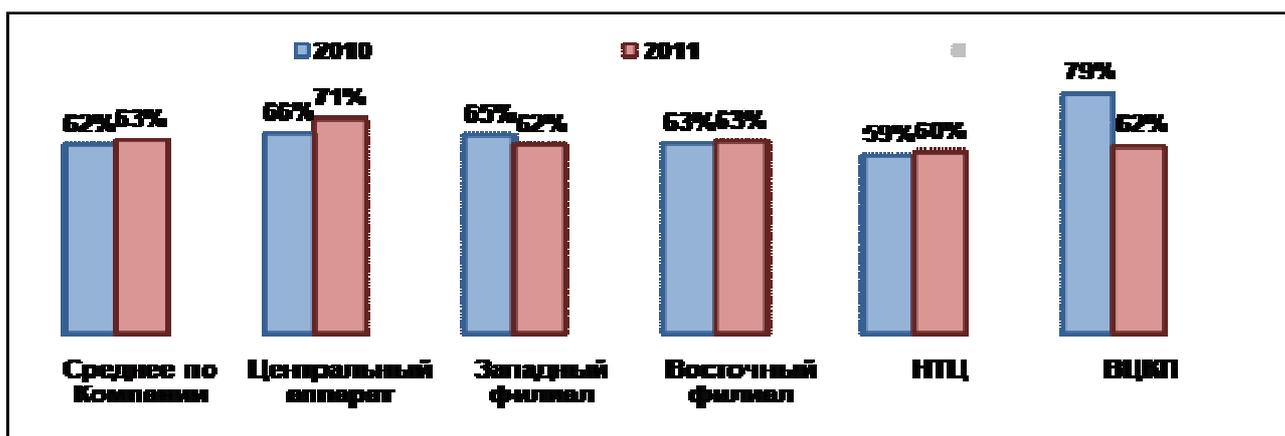
должности, направленная на удержание высококвалифицированных и перспективных работников посредством планомерного карьерного развития в Обществе, сохранение корпоративных знаний, навыков и умений.

Видение Общества в области формирования и развития кадрового резерва – наличие на всех уровнях организации перспективных, высокопрофессиональных и мотивированных на достижение высоких результатов работников путем постоянного наращивания внутреннего кадрового потенциала и воспитания собственных управленческих кадров, способных обеспечить последовательность и высокую эффективность в достижении стратегических целей Общества, развитии корпоративной культуры, преемственности лучших бизнес-практик и корпоративных традиций.

В 2011 году 8 резервистов кадрового резерва утверждены на обучение на магистерских программах за счет средств Общества.

В 2011 году было проведено мероприятие по оценке удовлетворенности персонала Общества, которое позволило определить степень осведомленности и понимания работниками корпоративных целей и задач Общества, доверия персонала Общества его руководству, выявить материальные и психологические стимулы, в наибольшей степени влияющие на данную удовлетворенность. Индекс удовлетворенности персонала Общества составил 63,5 %⁴.

Средние индексы удовлетворенности в 2010-2011гг. в разрезе подразделений (среднее арифметическое значение индексов)



Корпоративная этика

В соответствии с Кодексом корпоративной этики Общества, этические нормы Общества регулируют следующие основные области деловых взаимоотношений: отношения с должностными лицами и работниками Общества, Единственным акционером, государственными органами, ДСКО, деловыми партнерами и общественностью.

Общество руководствуется следующими принципами деловой этики:

- честность;
- справедливость;
- добросовестность;
- прозрачность;
- ответственность.

⁴ Снижение среднего индекса удовлетворенности персонала за 2011 год по сравнению с 2010 годом связано с тем, что при расчете индекса удовлетворенности ЧУ «Корпоративный университет «Самрук-Казына» применялся другой принцип расчета удовлетворенности персонала (разница между суммой положительных и отрицательных ответов).

3. Охрана труда и окружающей среды

Деятельность Общества по обеспечению безопасности и охраны труда строится в строгом соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан в области безопасности и охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

Реализация мероприятий по улучшению и оздоровлению условий труда и предупреждению производственного травматизма, предусмотренных планами работ в области безопасности и охраны труда на 2011 год, проводилась в установленные сроки.

Во исполнение пункта 21 Протокола совещания у председателя Правления АО НК «КазМунайГаз» от 5 февраля 2009 года в Обществе на постоянной основе под председательством генерального директора (председателя Правления) или его заместителя проводятся селекторные совещания по вопросам безопасности и охраны труда, экологии.

Согласно плану-графику работы постоянно действующей комиссии по безопасности труда Общества в 2011 году осуществлена проверка объектов Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала Общества.

С первого апреля 2011 года введен в действие стандарт «Система управления безопасностью и охраной труда, экологией в АО «КазТрансОйл». В связи с этим пересмотрен порядок проведения внутреннего контроля Общества в области безопасности и охраны труда. Разработан и утвержден план-график проведения внутреннего контроля, согласно которому за отчетный период проведен аудит системы управления безопасностью и охраной труда, экологией на объектах Ушаральского, Карагандинского, Павлодарского, Северо-Казахстанского нефтепроводных управлений Восточного филиала Общества, а также Актюбинского и Атырауского нефтепроводных управлений, ЛПДС «Кигач» и БПТОиКО «Атырау» Западного филиала Общества. По результатам аудита вышеупомянутых структурных подразделений Общества составлен сводный план корректирующих и предупреждающих действий, содержащий мероприятия по устранению причин выявленных несоответствий и наблюдений.

В течение 2011 года в учебно-курсовом комбинате Общества и на специализированных курсах прошли обучение 4 225 работников Общества по темам управления безопасностью, охраной труда и экологией, в том числе, инженерно-технических работников – 1 274 человек, рабочих – 2 951 человек.

В 2011 году несчастных случаев с работниками Общества, связанных с производством, не зарегистрировано.

Динамика несчастных случаев, связанных с производством, с работниками Общества за 2009-2011 годы

Показатель	2009 год	2010 год	2011 год
Количество несчастных случаев	3	4	0

Вместе с тем 11 октября 2011 года на головной нефтеперекачивающей станции «Актау» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала произошел групповой несчастный случай, в котором пострадали работники подрядных организаций ТОО «Жайык Строй Люкс» и ТОО «Кут Курылыс Бастау», выполнявшие работы по зачистке РВСП №14. В результате хлопка на РВСП №14 погибло 8 человек, в том числе 5 работников ТОО «Жайык Строй Люкс» и 3 работника ТОО «Кут Курылыс Бастау».

В целях расследования причин группового несчастного случая постановлением Правительства Республики Казахстан от 14 октября 2011 года

№1175 была создана Правительственная комиссия. По результатам специального расследования Правительственной комиссией составлен акт специального расследования с указанием причин произошедшего несчастного случая и перечня мероприятий по устранению выявленных причин. Так, согласно акту виновными по данному групповому несчастному случаю признаны руководители и работники ТОО «Жайык Строй Люкс» и ТОО «Кут Курылыс Бастау».

В соответствии с поручением Премьер-Министра Республики Казахстан Масимова К.К. от 3 ноября 2011 года №20-8/6304 в адрес Министерства труда и социальной защиты населения Республики Казахстан Обществом направлена информация об исполнении мероприятий по устранению причин группового несчастного случая, предусмотренных актом специального расследования. Кроме того, данная информация также была направлена в Департамент по контролю и социальной защите по Мангистауской области, АО ФНБ «Самрук-Қазына» и АО НК «КазМунайГаз».

В 2011 году продолжена работа по реформированию системы управления безопасностью и охраной труда Общества. В частности, разработаны и утверждены положения о службах охраны труда и пожарной безопасности филиалов Общества, а также должностные инструкции работников данных служб.

Фактические затраты на мероприятия по охране труда составили: в 2009 году – 348,1 млн. тенге, в 2010 году – 395,1 млн. тенге, в 2011 году – 469,1 млн. тенге.

Охрана окружающей среды

Природоохранная деятельность Общества осуществляется согласно утвержденным планам мероприятий, согласованным с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды, а также в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан, действующими нормативными документами.

В 2011 году в Министерстве охраны окружающей среды Республики Казахстан и его структурных подразделениях Обществом получены экологические разрешения, согласованы планы природоохранных мероприятий и программы производственного экологического контроля на 2012 год и последующие годы для объектов Общества с истекающими сроками разрешений.

В рамках исполнения Комплексной экологической программы АО НК «КазМунайГаз» на 2009-2015 годы Обществом в 2011 году были проведены мероприятия, направленные на предупреждение негативного воздействия на окружающую среду, стабилизацию и улучшение ее качества:

- мониторинг атмосферного воздуха, подземных, грунтовых, поверхностных вод и почв;
- утилизация отходов спецтехники и оборудования (шины, аккумуляторы, обработанные масла и т.д.);
- нормирование эмиссий (разработка нормативов предельно-допустимых выбросов, сбросов, образования отходов и др.).

В соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании», Общество ежегодно осуществляет страхование производственных объектов от аварийного загрязнения окружающей среды. Так, в мае месяце отчетного года заключен очередной договор обязательного экологического страхования объектов Общества.

В 2011 году филиалом «НТЦ АО «КазТрансОйл» была проведена инвентаризация источников выбросов парниковых газов на объектах Общества.

Паспорта инвентаризации в установленном порядке прошли регистрацию в уполномоченных государственных органах.

В отчетном периоде согласно плану мероприятий по интегрированной системе менеджмента качества, экологии, здоровья и безопасности, требованиям международных стандартов ИСО 14001 и внутренних стандартов Общества, в структурных подразделениях Общества проведена актуализация и оценка экологических аспектов. Сформирован и утвержден Реестр существенных экологических аспектов Общества на 2011 год.

Актуализированы методики в области управления экологическими аспектами и обращения с отходами.

Согласно заключенным договорам в 2011 году в полном объеме и в установленные сроки были проведены: экологический контроль (мониторинг воздуха, вод и почвы) на объектах, нормирование эмиссий, демеркуризация отработанных люминесцентных ламп, утилизация отходов производства и потребления, нефтешлама и загрязненного нефтью грунта, а также рекультивация нарушенных земель в Западном и Восточном филиалах, отвод сточных вод и др.

В период с 2002 по 2011 годы на 8 объектах Общества внедрены частотно-регулируемые приводы. Так на НПС «Каламкас» ежегодная экономия средств за счет снижения потребления электроэнергии составила порядка 18 млн. тенге, а на НПС «Большой Чаган» - около 20 млн. тенге в год.

В отчетный период на объектах ВНС-8 Кульсаринского нефтепроводного управления и ЛПДС «Кигач» Западного филиала проведены работы по замене устаревших котельных установок на более модернизированные с большим коэффициентом полезного действия, которые позволяют уменьшить содержание загрязняющих веществ в выбросах в атмосферу.

На ГНПС «Актау» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала установлены 2 понтона на резервуарах №15 и №16, что позволит уменьшить выбросы от резервуаров до 80%.

Проведена посадка зеленых насаждений на объектах БПТОиКО «Атырау», Атырауского, Кульсаринского нефтепроводных управлений Западного филиала, Жезказганского нефтепроводного управления и благоустройство охранных зон на объектах Павлодарского нефтепроводного управления Восточного филиала.

На всех объектах Общества налажен ежедневный контроль выхлопных газов автотранспорта на токсичность и дымность.

Динамика затрат (без учета экологических платежей) на мероприятия по статье «Охрана окружающей среды» составила: в 2010 году – 837 млн. тенге, в 2011 – 873 млн. тенге.

Таблица показателей по охране окружающей среды

№ п/п	Наименование данных	Ед. изм.	2010 год	2011 год
1	Выбросы загрязняющих веществ	тонн	23 588,932	25 601,703
2	Объемы сбросов сточных вод	тыс.м3	688,642	589,375
3	Содержание загрязняющих веществ в сбросах	тонн	156,458	178,063
4	Образование отходов за отчетный период	тонн	9 196	15 038,37
5	Нарушено земель за отчетный период	га	5,594	2,145
6	Нарушено земель, всего в наличии	га	33	31
7	Проведено рекультивации нарушенных земель	га	7,594	10,145
8	Экологические платежи	тыс. тенге	60 945	75 265,4

9	Текущие затраты на природоохранные мероприятия (факт по статье «ООС»)	тыс. тенге	823 811	873 195
---	---	------------	---------	---------

Пожарная безопасность

Мероприятия в области охраны объектов Общества от пожаров в 2011 году проводились в соответствии с Законом Республики Казахстан «О пожарной безопасности», правилами пожарной безопасности, другими нормативными документами и выполнены в полном объеме.

Все объекты Общества обеспечены первичными средствами пожаротушения.

За отчетный период по плану работы Общества, а также согласно утвержденным графикам проведены следующие мероприятия:

- 1) пожарно - тактические учения – 30 раз;
- 2) пожарно - тактические занятия – 816 раз;
- 3) проверки работоспособности стационарных установок пенного пожаротушения с подачей пены и охлаждения с пуском воды в кольца орошения – 241 раз;
- 4) проверки технического состояния пожарной сигнализации – 1 956 раз;
- 5) обучено 6 095 работников по пожарно-техническому минимуму.

За отчетный период пожаров и возгораний на объектах Общества не зарегистрировано.

Затраты Общества на мероприятия по пожарной безопасности в 2011 году составили 1 219 млн. тенге.

IV. Корпоративное управление

Общество рассматривает корпоративное управление как средство повышения эффективности деятельности Общества, укрепления его репутации и снижение затрат на привлечение им капитала.

Основной целью развития корпоративного управления в Обществе является обеспечение устойчивого роста капитализации Общества и реализация интересов Единственного акционера.

1. Органы корпоративного управления

Органами корпоративного управления Общества являются:

1. Единственный акционер – высший орган.
2. Совет директоров – орган управления, осуществляющий общее руководство деятельностью Общества и определяющий приоритетные направления его деятельности. Совет директоров Общества состоит из пяти членов, два из которых являются независимыми директорами.
3. Правление – коллегиальный исполнительный орган, осуществляющий руководство текущей деятельностью Общества в целях выполнения задач и реализации стратегии Общества.

Правление Общества состоит из семи человек.

2. Состав Совета директоров (по состоянию на 31 декабря 2011 года)

Нуртас Шманов – председатель Совета директоров, представитель интересов Единственного акционера

Окончил Уфимский нефтяной институт по специальности «Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов, газохранилищ и нефтебаз», Институт рынка при Казахской государственной академии по специальности «Финансы и кредит» и Массачусетский университет (Бостон, США). Более 28 лет работает в

трубопроводном транспорте Республики Казахстан. Занимал ответственные должности в компаниях «Каспийский трубопроводный консорциум – Россия», «ШевронНефтеГаз», «Шеврон МунайГаз», «Шеврон Оверсиз Петролеум Инк.».

В 2008 году также являлся генеральным директором (председателем Правления) Общества.

В настоящее время является заместителем председателя Правления АО НК «КазМунайГаз» по транспортной инфраструктуре.

Арман Дарбаев – представитель интересов Единственного акционера

Окончил Государственную Академию управления им. С.Орджоникидзе в г. Москве по специальности «Организация управления в строительстве». Имеет более десяти лет опыта работы в области управления проектами и транспортировки нефти.

С 1999 по 2002 годы работал в Министерстве транспорта и коммуникаций Республики Казахстан, осуществлял координацию ряда крупных инвестиционных проектов. В период с 2002 по 2004 годы работал на различных должностях в Обществе. В последующем являлся заместителем директора департамента управления проектами трубопроводного транспорта нефти и газа, исполнительным директором по транспортировке АО НК «КазМунайГаз».

В настоящем является директором департамента управления проектами по транспортировке нефти и газа АО НК «КазМунайГаз».

Дэниел Михалик – независимый директор

Магистр наук нефтехимической технологии, магистр делового администрирования, доктор юридических наук. Окончил Университет Толедо (Огайо), Университет Мичигана, Университет Хьюстона (Техас). Более 30 лет опыта работы в нефтяной, газовой и химической промышленности. Имеет обширные знания в технической, юридической и коммерческой сферах, опыт работы в США, Центральной Азии, Европе и на Ближнем Востоке. Работал главным инженером-исследователем «Getty & later Texaco Research & Engineering», менеджером «Gaviota Terminal Co.». Являлся главным региональным вице-президентом «Texaco Pipeline International», консультантом в Казахском Северо-Каспийском Партнерстве. В настоящем является Генеральным советником Нефтепроводной Ассоциации в Вашингтоне.

Мустафа Хабиб – независимый директор

Бакалавр естественных наук, магистр физики. Окончил Университет в г.Каен, Франция. По образованию инженер-электротехник и нефтехимик. Имеет большой опыт работы в США, Центральной Азии, Европе, Африке и Ближнем Востоке. Долгое время работал в таких компаниях как Shell и Chevron. Курировал вопросы маркетинга и транспортировки сырой нефти и сопутствующих продуктов. Участвовал в разработке и строительстве завода по демеркаптанзации на Тенгизе. Являлся генеральным менеджером TengizChevroil по маркетингу и развитию альтернативных маршрутов транспортировки нефти и газа, генеральным менеджером Chevron Overseas Petroleum Inc. (COP) в Лондоне, вице – президентом Chevron International.

Кайргельды Кабылдин – генеральный директор (председатель Правления)

Окончил Казахский политехнический институт им. В.И. Ленина по специальности «электронные вычислительные машины», квалификация - инженер-электрик. Имеет более тридцати лет опыта работы в нефтегазовой отрасли. Трудовую деятельность начал инженером-наладчиком в Министерстве

нефтяной промышленности СССР. Занимал ответственные должности в Министерстве нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан, ЗАО «НКН «КазТрансОйл», ЗАО НК «Транспорт Нефти и Газа». С 2002 года работал управляющим директором по транспортной инфраструктуре и сервисным проектам, а затем вице-президентом АО НК «КазМунайГаз». В 2007 году был назначен заместителем председателя Правления АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук». С 2008 по октябрь 2011 годы являлся председателем Правления АО НК «КазМунайГаз». С октября 2011 года – генеральный директор (председатель Правления) Общества.

3. Состав Правления (по состоянию на 31 декабря 2011 года)

Кайргельды Кабылдин – генеральный директор (председатель Правления)

Талгат Таубалдиев – заместитель генерального директора

В 1991 году окончил Московский институт нефтяной и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин», квалификация – горный инженер. Кандидат технических наук.

В нефтегазовой отрасли работает с 1980 года. Работал в Прикаспийской нефтеразведочной экспедиции Министерства геологии СССР, производственном объединении «Южнефтепровод», СП «Тенгизшевройл», Мангистауском нефтепроводном управлении Западного филиала Общества. С 2004 года по 2011 год занимал должности первого заместителя генерального директора, директора Западного филиала, первого заместителя генерального директора, заместителя генерального директора Общества.

Асем Нусупова – управляющий директор по экономике и финансам

В 1996 году окончила бакалавриат Казахского Государственного Национального университета им. Аль-Фараби по специальности «Экономика и менеджмент», затем в 1998 году окончила магистратуру Казахского национального университета им. Аль-Фараби по специальности «Экономика». Также в период с 2003 по 2004 годы прошла учебно-научную стажировку на экономическом факультете Московского Государственного Университета им. М.В.Ломоносова. Работала в Совете Безопасности Республики Казахстан, Центре системных исследований Администрации Президента Республики Казахстан. С 2003 по 2005 годы занимала должность советника министра финансов Республики Казахстан, затем с 2005 по 2007 годы была заведующей Сводно-аналитическим отделом Канцелярии Премьер-Министра Республики Казахстан. В период с 2007 по 2008 годы являлась вице-министром здравоохранения Республики Казахстан. 31 декабря 2008 года была принята на должность заместителя генерального директора Общества по экономике и финансам, затем работала в должности управляющего директора Общества по экономике и финансам.

Болат Отаров – управляющий директор по транспортировке

В 1988 году окончил Казахский политехнический институт им. В.И. Ленина по специальности «Технология машиностроения, металлорежущие станки и инструменты», квалификация - инженер-механик.

В нефтегазовой отрасли работает с 1988 года. Работал в опытно - экспериментальном НГДУ «Каражанбастермнефть», НГДУ «Комсомольскнефть», НГДУ «КаламкасМунайГаз» ПО «Южнефтепровод». В феврале 1998 года был назначен на должность заместителя директора Западного филиала Общества по транспортировке-начальника товарно-транспортного отдела, затем работал в

должности директора департамента транспортировки, исполнительным директором по товарно-транспортным операциям, исполнительным директором по транспортировке, заместителем генерального директора Общества по транспортировке, управляющим директором Общества по транспортировке.

Алексей Пирогов – управляющий директор по производству

В 1980 году окончил Грозненский нефтяной техникум. В 1992 году окончил Казахский политехнический институт им. Ленина. Доктор технических наук.

В период с 1997 по 2004 годы занимал должность начальника отдела эксплуатации нефтепроводов Западного филиала Общества, советника генерального директора по производству, технического директора, первого заместителя генерального директора. С 2004 по 2006 годы работал в должности заместителя директора департамента нефтяной промышленности, директора департамента газовой промышленности Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. С 26 марта 2006 года вновь принят на работу в Общество на должность заместителя генерального директора Общества по производству, с 2009 года по 2011 год занимал должности технического директора, управляющего директора Общества по производству.

Местоев Руслан Ахмедович – управляющий директор по поддержке бизнеса

Окончил Алматинский государственный университет им. Абая, по специальности «Информатика и менеджер по компьютеризации». Свою трудовую деятельность начал оператором ЭВМ Государственной внешнеторговой компании «Казахинторг» при Министерстве внешнеэкономических связей Республики Казахстан, затем работал в представительстве «Glencore International AG», Корпорации «Внешинвест», ЗАО «Открытый накопительный фонд «Ұлар», акимате Атырауской области, ОАО «Народный Банк Казахстана», ЗАО «НК «Транспорт Нефти и Газа».

В период с 2003 по 2007 годы работал в должности директора департамента контрактов Общества, а затем Главой Представительства Общества в г.Москва. В 2007-2008 годы работал в АО «НК «ҚазақстанТемірЖолы» управляющим директором по закупкам. В период с 2009 по 2011 годы работал Senior Contract Engineer, а далее Local Content Manager филиала ЧКОО KMG «Kashagan B.V». С 4 ноября 2011 года назначен на должность управляющего директора по поддержке бизнеса.

Жайдарман Исаков – директор юридического департамента

В 1989 году закончил Казахский государственный университет имени С.М. Кирова, по специальности «Правоведение», квалификация «Юрист».

Свою трудовую деятельность начал юрисконсультom торгово-заготовительной базы №456 Управления торговли Министерства обороны СССР, затем работал в юридических компаниях, Казахском акционерном банке «Туранбанк» и Министерстве финансов Республики Казахстан. В системе нефтегазовой отрасли работает с декабря 2000 года: заместитель директора юридического департамента ЗАО «КазТрансГаз», главный юрисконсульт юридического департамента ЗАО НК «Транспорт Нефти и Газа» и департамента правового обеспечения ЗАО НК «КазМунайГаз». С 1 октября 2002 года работает директором юридического департамента Общества.

4. Критерии отбора членов Совета директоров и Правления, а также определения их независимости

Процесс отбора и избрание членов Совета директоров, в том числе независимых директоров, осуществляется в порядке, предусмотренном Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах», Уставом и Кодексом корпоративного управления Общества в соответствии с установленными внутренними процедурами на основании достаточных данных о кандидате в директора, информации о взаимоотношениях кандидата и Общества (аффилированность, сотрудничество и др.), критериев независимости, сведений о соответствующем опыте работы, знаний, квалификаций, позитивными достижениями и безупречной репутацией.

Кандидат в члены Совета директоров и член Совета директоров должен являться физическим лицом, иметь доверие Единственного акционера и других членов Совета директоров, иметь безупречную репутацию, профессиональные знания и квалификацию, опыт руководящей работы не менее трех лет, предпочтительно в области, соответствующей основной деятельности Общества, позитивные достижения и безупречную репутацию в деловой и отраслевой среде.

Независимым директором Совета директоров должен быть член Совета директоров, который не является аффилированным лицом Общества и не являлся им в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров (за исключением случая его пребывания на должности независимого директора Общества), не является аффилированным лицом по отношению к аффилированным лицам Общества; не связан подчиненностью с должностными лицами Общества или организаций – аффилированных лиц Общества и не был связан подчиненностью с данными лицами в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров; не является государственным служащим; не является аудитором Общества и не являлся им в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров; не участвует в аудите Общества в качестве аудитора, работающего в составе аудиторской организации, и не участвовал в таком аудите в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров.

Определение количественного состава, срока полномочий Правления, избрание (назначение) его членов, досрочное прекращение их полномочий, за исключением генерального директора (председателя Правления), осуществляются по решению Совета директоров Общества в соответствии с законодательством Республики Казахстан и Уставом Общества. Избрание (назначение) генерального директора (председателя Правления) и досрочное прекращение его полномочий отнесено к исключительной компетенции Единственного акционера Общества.

Член Правления должен обладать соответствующими опытом работы, знаниями, квалификацией, деловой репутацией.

5. Взаимодействие с дочерними и совместно - контролируемыми организациями

Общество стремится к сбалансированному развитию ДСКО, основанному на эффективных механизмах корпоративного управления. В целях реализации своих прав, как акционера (участника), Общество осуществляет взаимоотношения с ДСКО в соответствии с требованиями законодательства, Уставом и внутренними документами Общества, Уставами ДСКО.

Основными целями взаимодействия Общества с ДСКО являются:

– обеспечение стабильного финансового развития, прибыльности функционирования, повышение инвестиционной привлекательности Общества и ДСКО;

- обеспечение защиты прав и охраняемых законом интересов Единственного акционера и акционеров (участников) ДСКО;
- гармонизация отношений между акционерами, должностными лицами и работниками Общества и ДСКО, принятие системных мер по предупреждению возникновения конфликтов между ними и внутри указанных групп;
- разработка и реализация скоординированной и эффективной стратегии и инвестиционной политики Общества и ДСКО.

Основополагающими принципами корпоративного управления в Обществе являются:

- принцип защиты прав и интересов Единственного акционера;
- принцип эффективного управления Обществом, Советом директоров и Правлением;
- принцип самостоятельной деятельности Общества;
- принципы прозрачности и объективности раскрытия информации о деятельности Общества;
- принципы законности и этики;
- принципы эффективной дивидендной политики;
- принципы эффективной кадровой политики;
- принцип охраны окружающей среды;
- политика регулирования корпоративных конфликтов и конфликта интересов;
- принцип ответственности.

Общество внедрило комплексную систему политики корпоративного управления, соответствующую лучшим мировым практикам и обеспечивает соответствие ее требованиям.

Данная система устанавливает подотчетность в обеспечении соответствия и включает руководства и правила по корпоративному управлению. В целях совершенствования системы корпоративного управления, Общество проводит внутренний и внешний аудит на соответствие требованиям законодательства Республики Казахстан и внутренним процедурам Общества.

В целях построения эффективной системы корпоративного управления, отвечающей требованиям международных стандартов, Общество ежегодно разрабатывает и реализует план мероприятий по совершенствованию корпоративного управления.

Также, в рамках повышения эффективности управления в Обществе, реализуются мероприятия по совершенствованию системы внутрикорпоративного управления Общества, направленные на:

- обеспечение четкого разграничения ответственности и полномочий между структурными подразделениями центрального аппарата Общества, между центральным аппаратом Общества, филиалами, представительствами и ДСКО Общества;
- проведение реинжиниринга бизнес-процессов на всех уровнях управления, обеспечивающего их целостность и персонализацию ответственности за их надлежащее выполнение;
- поэтапную автоматизацию бизнес-процессов.

V. Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности

Эффективность деятельности Общества

Исполнение ключевых показателей деятельности на основе аудированной консолидированной финансовой отчетности Общества (по Учетной политике группе компаний Общества, т.е. по переоцененной стоимости основных средств):

Наименование	Ед.изм.	2010 год	2011 год
Экономическая добавленная стоимость (EVA gross)	млн. тенге	- 14 329	- 14 809
Рентабельность задействованного капитала, среднего за период (ROACE)	%	7%	7%
ЕВІТ	млн. тенге	48 720	37 449
ЕВІТDА	млн. тенге	70 778	65 165
Текущая ликвидность		2	2
Коэффициент покрытия		99,7	468
ЕВІТDА/Margin	%	50%	45%
Производительность труда	тыс. тенге	13 777	14 059
Чистая прибыль	млн. тенге	19 618	25 945
Численность	человек	10 034	9 992
Удельная себестоимость	тыс.тг/тн.км	1 095	1 221
Капитальные затраты*	млн. тенге	29 334	41 166

* по пропорциональному методу

По сравнению с 2010 годом все ключевые показатели деятельности улучшились, за исключением EVA, EBITDA, EBITDA/Margin в связи с тем, что темп роста задействованных активов был выше темпа роста прибыли.

Рост удельной себестоимости в 2011 году по сравнению с показателем 2010 года, обусловлен увеличением расходов на производственную себестоимость.

Производительность труда повысилась и составила 14 059 тыс. тенге/чел., что связано со снижением численности, вследствие проводимой реструктуризации ВІНL и АО «КазТрансОйл - Сервис», а также влияние оказало увеличение доходов от основной деятельности.

Отдельные показатели Общества

Общие доходы Общества за 2011 год составили 126 522 381 тыс. тенге, что выше на 1% по сравнению с 2010 годом. Рост дохода от основной деятельности обусловлен увеличением объемов транспортировки нефти.

Доходы от финансирования по сравнению с уровнем 2010 года увеличены на 28% или на 619 693 тыс. тенге, что обусловлено размещением денежных средств на депозитах в банках второго уровня (2 637 961 тыс. тенге). В 2011 году по итогам деятельности 2010 года получены дивиденды от АО «НПФ Народного Банка Казахстана» в сумме 17 608 тыс. тенге.

Прочие доходы от неосновной деятельности обусловлены доходами от штрафов и пени (782 388 тыс. тенге), амортизацией доходов будущих периодов (312 365 тыс. тенге), амортизацией финансовой гарантии (136 070 тыс. тенге), а также прочими доходами от прочей деятельности.

Показатели	Факт 2010 года	Факт 2011 года	Отклонение к факту 2010г	
			% исполнения	тыс. тенге
Доходы всего, в том числе:	125 544 597	126 522 381	101%	977 784
Доход от основной деятельности	121 138 542	122 258 114	101%	1 119 572
Доходы от финансирования	2 190 455	2 810 148	128%	619 693
Прочие доходы*	2 215 600	1 454 119	66%	-761 481
Расходы всего, в том числе	88 740 236	89 189 869	101%	449 633
Производственная себестоимость	68 322 050	80 330 110	118%	12 008 060
Общие и административные расходы	5 287 515	4 725 247	89%	-562 268

Показатели	Факт 2010 года	Факт 2011 года	Отклонение к факту 2010г	
			% исполнения	тыс. тенге
Расходы на финансирование	779 179	237 832	31%	-541 347
Прочие расходы от неосновной деятельности*	14 351 492	3 896 680	27%	-10 454 812
Корпоративный подоходный налог	7 853 109	7 869 141	100%	16 032
Итоговая прибыль	28 951 252	29 463 371	102%	512 119

* - курсовая разница представлена сальдировано

Общие расходы по Обществу за 2011 год составили 89 189 869 тыс. тенге, что по сравнению 2010 годом выше на 1%. На увеличение повлияло рост расходов на производственную себестоимость на 18% или на 12 008 060 тыс. тенге.

Увеличение наблюдается по следующим статьям:

– «Фонд оплаты труда», что связано с повышением заработной платы производственному персоналу на коэффициент инфляции;

– «Амортизация», «Налоги» в связи с увеличением балансовой стоимости основных фондов, вследствие переоценки основных средств и увеличением налогооблагаемой базы по налогу на имущество. Кроме того, в 2011 году принят на баланс казахстанский участок нефтепровода «Туймазы-Омск-Новосибирск 2» с сопутствующими объектами инфраструктуры и земельными участками в счет оплаты размещаемых акций Общества на сумму 1 701 149 тыс. тенге;

– «Расходы на охрану», в связи с повышением тарифов на охранные услуги: - по вневедомственной охране (1 посто-час с 316 783,8 тенге до 426 320 тенге, 1 мобильная группа с 950 527 тенге до 1 315 000 тенге);

– «Авиауслуги», в связи с ростом стоимости услуг, где количество летных часов на уровне 2010 года.

Общие и административные расходы составили 89% от уровня 2010 года, что обусловлено:

– сторнированием в отчетном периоде резерва по налогам, на сумму 3 718 848 тыс. тенге, созданного по налоговым претензиям Налогового комитета Республики Казахстан, которые были успешно оспорены в судах;

– снижением расходов по командировочным расходам, услугам связи, подготовке кадров, информационным услугам, услугам банков.

Расходы на финансирование снижены в 2011 году по сравнению с уровнем 2010 года на 69%. Данное отклонение связано с досрочным погашением 5-летнего клубного займа в 2010 году.

Прочие расходы от неосновной деятельности в 2011 году составляют 27% от уровня 2010 года и обусловлены: актуарными убытками в сумме 1 540 000 тыс. тенге, убытками от обесценения инвестиций в дочерние организации – 1 804 355 тыс. тенге, отрицательной курсовой разницей (сальдировано) – 348 759 тыс. тенге. В прочих расходах 2010 года отражены убытки от обесценения активов 13 435 254 тыс. тенге – вследствие переоценки основных средств.

Итоговая прибыль за отчетный период выше на 2% по сравнению с уровнем 2010 года.

Эффективность деятельности АО «КазТрансОйл» отдельно

В таблице представлены коэффициенты эффективности Общества:

Наименование	Ед.изм.	2010 год	2011 год
Экономическая добавленная стоимость (EVA)	млн. тенге	-3 982	-9 220
Рентабельность задействованного капитала, среднего за период (ROACE)	%	10%	9%
EBIT	млн. тенге	47 529	37 203

Наименование	Ед.изм.	2010 год	2011 год
ЕВITDA	млн. тенге	67 730	62 711
Текущая ликвидность		2,1	2,3
Коэффициент покрытия		86,9	263,7
ЕВITDA/Margin	%	56%	51%
Производительность труда	тыс. тенге	15 639	15 779
Чистая прибыль	млн. тенге	28 951	29 463
Численность	человек	7 746	7 748
Удельная себестоимость	тыс.тг/тн.км	1 095	1 221
Капитальные затраты	млн. тенге	23 705	29 670

По сравнению с 2010 годом основные ключевые показатели деятельности снизились, и обоснованы:

- EVA, в связи с тем, что темп роста задействованных активов был выше темпа роста прибыли;
- ROACE, в связи с ростом собственного капитала, вследствие переоценки основных средств, что привело к увеличению стоимости основных средств.

В связи с увеличением расходов по следующим статьям: «Фонд оплаты труда», «Авиауслуги», «Вневедомственная охрана», «Электроэнергия», «Охрана окружающей среды», а также проведением текущего ремонта и пусконаладочных работ, ухудшились значения показателей:

- удельной себестоимости транспортировки нефти;
- EBITDA margin.

Капитальные вложения за 2011 год составили 29 670 млн. тенге, что выше уровня 2010 года на 5 965 млн. тенге.

Дивиденды

В 2011 году Обществом выплачены дивиденды Единственному акционеру по итогам 2010 года 19 330 798 тыс. тенге, что выше на 263% по сравнению с выплаченными дивидендами по итогам 2009 года.

Показатели	тыс. тенге			
	Факт 2010 года	Факт 2011 год	Отклонение, в %	Отклонение, в тыс. тенге
Дивиденды	7 340 280	19 330 798	263%	11 990 518

VI. Система управления рисками

С целью повышения эффективности деятельности, максимизации стоимости и обеспечения устойчивого развития в Обществе проводится методичная и поступательная работа по внедрению и совершенствованию корпоративной системы управления рисками.

Ключевыми мероприятиями, проведенными по внедрению и совершенствованию корпоративной системы управления рисками в 2011 году, явились следующие:

- решениями Совета директоров Общества утверждены Политика управления рисками АО «КазТрансОйл», которая определяет цели, задачи, основные принципы управления рисками, полномочия и ответственность участников процесса управления рисками и План мероприятий по внедрению и совершенствованию корпоративной системы управления рисками и системы внутреннего контроля АО «КазТрансОйл» на 2012-2014 годы;

- решениями Правления утверждено Положение о службе внутреннего контроля и управления рисками АО «КазТрансОйл» и одобрена Программа управления рисками АО «КазТрансОйл» на 2012–2014 годы;

– разработаны и согласованы новые редакции Правил организации процесса управления рисками АО «КазТрансОйл» и Методики выявления и оценки рисков, выбора методов управления рисками АО «КазТрансОйл»;

– в рамках корпоративной программы страхования АО НК «КазМунайГаз» проведена работа по заключению и мониторингу договора добровольного страхования имущества Общества от ущерба на 2011 год;

– в целях повышения риск-культуры в Обществе проведены следующие семинары и презентации:

1) корпоративный семинар для руководителей и работников структурных подразделений центрального аппарата на тему «Построение системы управления рисками и управления непрерывностью бизнеса в компании»;

2) презентация «Методы управления рисками и проблемы их внедрения в АО «КазТрансОйл», в рамках которой были обсуждены основные подходы в области управления производственными рисками и рисками инвестиционных проектов;

3) презентация «Управление производственными рисками» с подробным описанием основных принципов перехода на систему управления производством, основанную на оценке производственных рисков.

VII. Основные события 2011 года

Решением Правления АО ФНБ «Самрук-Қазына» от 10 октября 2011 года (протокол №43/11) досрочно прекращены полномочия генерального директора (председателя Правления) Общества Сұлтан Н.С. и избран генеральным директором (председателем Правления) Общества Кабылдин К.М.

В этой связи, решением Единственного акционера Общества от 12 октября 2011 года досрочно прекращены полномочия члена Совета директоров Сұлтан Н.С. с 10 октября 2011 года. Этим же решением в состав Совета директоров избран Кабылдин К.М. на срок полномочий, установленный в целом для Совета директоров Общества.

1. В соответствии с поручением Главы государства, данным 11 февраля 2011 года в ходе XIII Съезда Народно-Демократической Партии «Нур Отан», Общество начало подготовку по выводу пакета акций на казахстанский фондовый рынок ценных бумаг в соответствии с Программой «Народное IPO». Размещение акций Общества планируется осуществить в 2012 году.

2. Обществу на баланс передан казахстанский участок нефтепровода «Туймазы-Омск-Новосибирск 2» с сопутствующими объектами инфраструктуры и земельными участками в счет оплаты размещаемых акций Общества на сумму 1 701 149 тыс. тенге.

3. Международное рейтинговое агентство Moody's подтвердило рейтинг Общества на уровне Ваа3. В своем рейтинговом отчете Moody's отметило, что базовая оценка кредитоспособности Общества опирается на сильный финансовый профиль, подтверждаемый его низкой долговой нагрузкой, стабильным источником дохода, исторически надежной рентабельностью; и, относительно низкими эксплуатационными и финансовыми рисками.

4. Международное рейтинговое агентство Fitch подтвердило рейтинг Общества на уровне ВВВ- прогноз «Стабильный».

5. Международное рейтинговое агентство Standard&Poor's повысило кредитный рейтинг Общества с ВВ+ до ВВВ-. Прогноз «Стабильный».

6. Общество успешно прошло ре-сертификационный аудит на соответствие требованиям ISO 9001, 14001 и OHSAS 18001 на новый трехгодичный срок. В Обществе начато внедрение новой системы управления по безопасности и охране труда, экологии в соответствии с международными принципами,

установленных в стандарте Общества 38440351-2.001-2010. Проведены аудиты согласно новой системе контроля.

7. Разработана Программа управления затратами АО «КазТрансОйл» на 2012-2016 годы. Реализация Программы позволит обеспечить оптимизацию производственных расходов, общих и административных расходов, повысить производительность труда и показатели рентабельности.

8. Ликвидированы 4 компании группы BИHL: «Batumi Port Holdings Ltd», «Rodio Investments Ltd», «Dakino Investments Ltd» и «Port Capital Partners Ltd».

9. Внедрена система охраны нефтепровода «ГНПС «Алибекмола» - 20 км нефтепровода «Жанажол-Кенкияк», с интеграцией дополнительного участка в существующую систему охраны «QinetiQ Optasense» нефтепровода «Жанажол-Кенкияк».

10. Завершено внедрение 2 очереди системы SCADA, в декабре 2011 года введены в эксплуатацию системы SCADA и системы безопасности НПС «Экибастуз» и НПС «Мартыши». В рамках проекта реконструирована система автоматики, система автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации, установлены новые контрольно-измерительные приборы, внедрена система противоаварийной защиты.

11. В соответствии с приказом Председателя АРЕМ от 24 марта 2011 года № 98-ОД Общество включено в Республиканский раздел Государственного регистра субъектов естественной монополии по следующим видам регулируемых услуг:

- услуги по подаче воды по распределительным сетям;
- услуги по отводу сточных вод.

12. В Восточном филиале Общества в соответствии с государственной Программой по форсированному индустриально - инновационному развитию Республики Казахстан на 2010 - 2014 годы, утвержденной Указом Президента Республики Казахстан от 19 марта 2010 года №958, а также в рамках реализации Программы инновационного-технологического развития АО «КазТрансОйл» был осуществлен ввод в действие центрального диспетчерского пункта Павлодар. Основной целью введения в действие центрального диспетчерского пункта стала последовательная реорганизация иерархической структуры управления нефтепроводами, включая диспетчерские службы.

за 2011 год, утвержденному решением
 Единственного акционера АО «КазТрансОйл»
 (протокол заседания Правления
 АО НК «КазМунайГаз» от «2» августа
 2012 года № 92)

**1. Перечень сделок, в совершении которых АО «КазТрансОйл»
 имеет заинтересованность, заключенных АО «КазТрансОйл» в 2011 году**

№	Наименование организации и сделки	Решение органа Общества
ТОО «Тенгизшевройл»		
1	- договор о покупке и продаже продукции (сухой газ по трубопроводу на условиях «франко-перевозчик»);	решение Совета директоров Общества от 29 апреля 2011 года (протокол № 4/2011)
2	- договор транспортной экспедиции;	решение Совета директоров Общества от 22 декабря 2011 года (протокол № 15/2011)
3	- договор на предоставление услуг по транспортировке нефти;	
4	- договор на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам (услуги по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в объеме 1 312 500 м ³ и питьевой воды по водоводу «Кульсары – Прорва – Саргамыс» в объеме 1 935 112 м ³).	
АО «Павлодарский нефтехимический завод»		
5	- договор купли-продажи незавершенного строительства;	решение Совета директоров Общества от 3 июня 2011 года (протокол № 6/2011)
6	- договор залога незавершенного строительства жилого дома на 100 квартир, расположенного по адресу: г. Павлодар, Усольский микрорайон.	решение Совета директоров Общества от 20 октября 2011 года (протокол № 12/2011)
ТОО «Казахойл-Актобе»		
7	- договор на предоставление услуг по подаче воды по водоводу «Кумжарган – вахтовый поселок «Мунайши».	решение Совета директоров Общества от 19 июля 2011 года (протокол № 8/2011)
АО «Казкоммерц Секьюритиз» (дочерняя организация АО «Казкоммерцбанк»)		
8	- договор о покупке консультационных финансовых услуг по размещению акций АО «КазТрансОйл» на казахстанском фондовом рынке.	решение Совета директоров Общества от 29 ноября 2011 года (протокол № 13/2011)
АО «Каспийский трубопроводный консорциум - К»		
9	- договор на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам (услуги по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в	решение Совета директоров Общества от 22 декабря 2011 года (протокол № 15/2011)

	объеме 11 000 м ³ и питьевой воды по водоводу «Кульсары – Прорва – Саргамыс» в объеме 11 000 м ³).	
АО «Мангистаумунайгаз»		
10	- договор на отпуск (потребление) тепловой энергии в горячей воде для ГНПС «Каламкас» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала Общества;	решение Совета директоров Общества от 3 июня 2011 года (протокол № 6/2011)
11	- договора на оказание услуг по водоснабжению для нужд ГНПС «Каламкас» и НПС «Каражанбас» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала Общества;	
12	- договор на отпуск и прием природного газа для производственных нужд НПС «Каражанбас» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала Общества;	
13	- договор транспортной экспедиции;	решение Совета директоров Общества от 22 декабря 2011 года (протокол № 15/2011)
14	- договор на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам (услуги по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в объеме 2 284 056 м ³).	
АО «Каражанбасмунай»		
15	- договор транспортной экспедиции;	решение Совета директоров Общества от 22 декабря 2011 года (протокол № 15/2011)
16	- договор на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам (услуги по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в объеме 5 477 982 м ³).	
АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»		
17	- договор на предоставление услуг по транспортировке нефти.	решение Совета директоров Общества от 22 декабря 2011 года (протокол № 15/2011)
ТОО «Агентство по исследованию рентабельности инвестиций»		
17	- договор о закупках услуг по информационно-аналитическому обеспечению деятельности АО «КазТрансОйл».	решение Совета директоров Общества от 9 декабря 2011 года (протокол № 14/2011)
ЧУ «Корпоративный университет «Самрук-Казына»		
19	- договор на оказание услуг по HR–консалтингу АО «КазТрансОйл».	решение Совета директоров Общества от 22 декабря 2011 года (протокол № 15/2011)
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»		
20	- договор на эксплуатацию и техническое обслуживание нефтепровода «Кенкияк-Кумколь»;	решение Совета директоров Общества от 9 декабря 2011 года (протокол № 14/2011)
21	- договор на эксплуатацию и техническое обслуживание нефтепровода	

	«Атасу-Алашанькоу».	
АО «Казхтелеком»		
22	- договор на закуп услуг по предоставлению городских номеров (телефонная связь и другие услуги телекоммуникаций) для нужд центрального аппарата Общества;	решение Совета директоров Общества от 3 июня 2011 года (протокол № 6/2011)
22	- договор на закуп услуг по предоставлению каналов в телефонной канализации;	
24	- договор на закуп услуг по предоставлению городских номеров (телефонная связь и другие услуги телекоммуникаций) для нужд филиала «ВЦКП АО «КазТрансОйл»;	
25	- договор на закуп услуг местной, междугородней и международной связи для нужд филиала «ВЦКП АО «КазТрансОйл»;	
26	- договор аренды нежилого помещения для установки телекоммуникационного оборудования;	
27	- договор на закуп услуг местной, междугородней и международной связи, ADSL для нужд центрального аппарата Общества;	
28	- договор на предоставление услуг по организации канала передачи данных Актобе – Астана;	
29	- договор на предоставление услуг по организации канала передачи данных Астана – Москва и выхода в сеть Интернет;	
30	- договор на предоставление услуг по организации канала передачи данных Алматы – Астана;	
31	- договор подключения к сети телекоммуникаций общего пользования для нужд Актюбинского нефтепроводного управления Западного филиала Общества;	
32	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций для АУП Западного филиала и Актюбинского нефтепроводного управления;	
33	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций для Ушаральского нефтепроводного управления Восточного филиала Общества;	
34	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций для Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала Общества;	
35	- договор аренды нежилого помещения для оборудования радиорелейной линии РРЛ на участке Актюбинского нефтепроводного управления Западного филиала Общества (поселок Заречный);	
36	- типовой договор на оказание услуг	

	телекоммуникаций для нужд Павлодарского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
37	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций для нужд Карагандинского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
38	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций для нужд Жезказганского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
39	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций для нужд Шымкентского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
40	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций для нужд НПС Сузак;	
41	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций для нужд ГНПС Атасу;	
42	- договор аренды каналов (или части канала) кабельной канализации для нужд Павлодарского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
43	- договор аренды каналов (или части канала) кабельной канализации для нужд Карагандинского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
44	- договор аренды каналов (или части канала) кабельной канализации для нужд Жезказганского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
45	- договор аренды каналов (или части канала) кабельной канализации для нужд Карагандинского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
46	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций абонентам, не являющимися собственниками помещений для нужд НПС Петерфельд Северо-Казахстанского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
47	- типовой договор на предоставление услуг телекоммуникаций абонентам, не являющимися собственниками помещений для НПС Булаево Северо-Казахстанского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
48	- договор аренды нежилого помещения для установки телекоммуникационного оборудования для нужд Павлодарского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
49	- договор аренды (для объектов технологического назначения) нежилого	

	помещения для установки телекоммуникационного оборудования для нужд Карагандинского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
50	- договор аренды (для объектов технологического назначения) нежилого помещения для установки телекоммуникационного оборудования для нужд Жезказганского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
51	- типовой договор на предоставление услуг телекоммуникаций для нужд Ушаральского нефтепроводного управления Восточного филиала Общества;	
52	- типовой договор на оказание услуг телекоммуникаций абонентам, не являющимися собственниками помещений для нужд Северо-Казахстанского нефтяного управления Восточного филиала Общества;	
53	- договор о предоставлении сетевых ресурсов при подключении (присоединении) владельца корпоративной сети к сети АО «Казхтелеком» на местном уровне для нужд Жезказганского нефтяного управления Восточного филиала Общества.	
ТОО «GSM (Джи Эс Эм) Казахстан ОАО «Казхтелеком»		
54	- договор на закуп услуг сотовой связи (Kcell);	решение Совета директоров Общества от 12 марта 2011 года (протокол № 3/2011)
55	- договор оказания услуг сотовой связи Kcell через шлюз для нужд Восточного филиала Общества.	решение Совета директоров Общества от 3 июня 2011 года (протокол № 6/2011)
АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр»		
56	- договор на оказание авиационных услуг на воздушных судах - вертолетах МИ-8 для выполнения полетов в районах расположения объектов Западного и Восточного филиалов АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 24 января 2011 года (протокол №2)
57	- договор на оказание авиационных услуг на воздушных судах – самолетах для выполнения полетов в районах расположения объектов Западного и Восточного филиалов АО «КазТрансОйл» на территории Республики Казахстан и за ее пределами;	
58	- договор на оказание АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» авиационных услуг на воздушных судах – вертолетах МИ-8;	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
59	- договор на оказание АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» авиационных услуг на воздушных	

	судах – самолетах.	
АО «Казпочта»		
60	- договор на приобретение периодических печатных изданий для нужд аппарата управления Западного филиала АО «КазТрансОйл», Атырауского и Кульсаринского нефтепроводных управлений, БПТОиКО «Атырау», ЛПДС «Кигач» Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 24 января 2011 года (протокол №2)
61	- договор на приобретение периодических печатных изданий для нужд Мангистауского нефтепроводного управления, Учебно-курсового комбината, проектно-сметного бюро Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
62	- договор на приобретение периодических печатных изданий для нужд Актюбинского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
63	- договор на приобретение периодических печатных изданий для нужд Уральского нефтепроводного управления и ЛПДС «КПО» Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
64	- договор на поставка периодических печатных изданий для нужд филиала «НТЦ АО «КазТрансОйл»;	
65	- договор на приобретение периодических печатных изданий путем подписки для нужд филиала «ВЦКП АО «КазТрансОйл»;	
66	- договор на приобретение периодических печатных изданий для нужд аппарата управления Восточного филиала АО «КазТрансОйл», Павлодарского, Карагандинского, Жезказганского и Шымкентского нефтепроводных управлений, БПТОиКО Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
67	- договор на приобретение периодических печатных изданий для нужд ЛПДС «Аральск» Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
68	- договор на приобретение периодических печатных изданий для нужд Северо-Казахстанского нефтепроводного управления Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
69	- договор на приобретение периодических печатных изданий для нужд Ушаральского нефтепроводного управления Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
70	- договор купли - продажи услуг почтовой связи для нужд Карагандинского и Жезказганского нефтепроводных управлений Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 4 марта 2011 года (протокол №5)
71	- договор купли - продажи услуг почтовой связи для нужд аппарата управления, Павлодарского	

	нефтепроводного управления и БПТО и КО Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
72	- договор на оказание услуг по аренде абонемента ящика для нужд аппарата управления, Павлодарского нефтепроводного управления и БПТО и КО Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
73	- договор на оказание услуг специальной связи (иные) для нужд Северо-Казахстанского нефтепроводного управления Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
74	- договор на оказание основных услуг специальной связи для нужд Ушаральского нефтепроводного управления Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
75	- договор на оказание основных услуг специальной связи для нужд аппарата управления Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
76	- договор на услуги специальной связи (на проведение совместных секретных работ) для нужд центрального аппарата АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 11 июля 2011 года (протокол №23)
77	- договор на услуги специальной связи (на проведение совместных секретных работ) для нужд центрального аппарата АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
78	- договор на услуги специальной связи для нужд Западного филиала АО «КазТрансОйл».	
АО «Интергаз Центральная Азия»		
79	- договор на предоставление услуг по транспортировке природного газа для НПС Жетыбай, СПН 112 км, СПН Сай Утес, НПС Бейнеу, СПН Опорная, НПС 663 км, НПС Атырау, НПС Индер и ЛПДС Кигач Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 27 января 2011 года (протокол №3)
80	- дополнительное соглашение №1 к договору на предоставление услуг по транспортировке природного газа от 28 декабря 2010 года №DG 15/2011//003-01-10D (введение с 1 августа 2011 года нового тарифа на услугу по транспортировке природного газа);	решение Правления Общества от 1 августа 2011 года (протокол №25)

81	- договор на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам (услуги по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в объеме 91 656 м ³);	решение Правления Общества от 22 ноября 2011 года (протокол №35)
82	- договор на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам (услуги по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в объеме 80 952 м ³ и питьевой воды по водоводу «Кульсары – Прорва – Саргамыс» в объеме 25 799 м ³);	
83	- договор на предоставление услуг по транспортировке природного газа.	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
ТОО «Semser Security»		
84	- договор на оказание охранных услуг объектов Ушаральского нефтепроводного управления Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 27 января 2011 года (протокол №3)
85	- дополнительное соглашение №1 к договору об оказании охранных услуг от 30 декабря 2010 года № US 30/2011 (изменение места расположения охранных постов);	решение Правления Общества от 1 августа 2011 года (протокол №25)
86	- договор на оказание охранных услуг объектов центрального аппарата АО «КазТрансОйл» и филиала «ВЦКП АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
87	- договор на оказание охранных услуг объектов Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
88	- договор на оказание охранных услуг объектов Восточного филиала АО «КазТрансОйл»;	
89	- договор на оказание охранных услуг объектов Ушаральского нефтепроводного управления Восточного филиала АО «КазТрансОйл».	
АО НК «КазМунайГаз»		
90	- передача в доверительное управление АО «КазТрансОйл» казахстанского участка нефтепровода Туймазы-Омск-Новосибирск 2 (ТОН-2) с сопутствующими объектами инфраструктуры и земельными участками, отведенными для размещения данных объектов инфраструктуры.	решение Правления Общества от 4 марта 2011 года (протокол №5)
АО НК «КазМунайГаз» в лице ТОО «Урихтау Оперейтинг»		
91	- договор на предоставление услуг по транспортировке нефти.	решение Правления Общества от 11 июля 2011 года (протокол №23)
АО «Мангистауская распределительная электросетевая компания»		
92	- договор на оказание услуг по передаче и распределению электрической энергии для нужд Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 10 марта 2011 года (протокол №6)

93	- договор на оказание услуг по передаче и распределению электрической энергии для нужд причалов № 9 и № 10 Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл» через сети АО «Мангистауская распределительная электросетевая компания»;	
94	- договор на оказание услуг по передаче и распределению электрической энергии для нужд нефтеперекачивающей станции «Северные Бузачи» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл» через сети АО «Мангистауская распределительная электросетевая компания»;	
95	- договор на оказание АО «Мангистауская распределительная электросетевая компания» услуг по передаче и распределению электрической энергии для объектов Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл».	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»		
96	- договор на предоставление АО «КазТрансОйл» услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам.	решение Правления Общества от 15 апреля 2011 года (протокол №10)
ТОО «Семсер - Өрт сөндіруші»		
97	- погашение взаимных задолженностей между АО «КазТрансОйл» и ТОО «Семсер - Өрт сөндіруші»;	решение Правления Общества от 15 апреля 2011 года (протокол №10)
98	- договор на оказание услуг по охране объектов Западного филиала АО «КазТрансОйл» от пожаров;	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
99	- договор на оказание услуг по охране объектов Восточного филиала АО «КазТрансОйл» от пожаров.	
АО «СЗТК «МунайТас»		
100	- договор на оказание АО «КазТрансОйл» услуг по эксплуатации и техническому обслуживанию магистрального нефтепровода «Кенкияк-Атырау».	решение Правления Общества от 6 мая 2011 года (протокол №14)
АО «Морская Нефтяная Компания «КазМунайТениз»		
101	- дополнительное соглашение №1 к договору на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам от 28 декабря 2010 года №WDW 260/2010;	решение Правления Общества от 31 мая 2011 года (протокол №19)
102	- договор на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам (услуги по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в объеме 165 000 м³);	решение Правления Общества от 22 ноября 2011 года (протокол №35)
103	- договор транспортной экспедиции.	решение Правления

	- договор на предоставление услуг по транспортировке нефти	Общества от 6 декабря 2011 года (протокол №36)
ТОО «KMG EP-Catering»		
104	-дополнительное соглашение №1 к договору на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам от 24 ноября 2010 года № WDW 249/2010;	решение Правления Общества от 31 мая 2011 года (протокол №19)
105	- договор на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам (услуги по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в объеме 280 000 м³).	решение Правления Общества от 22 ноября 2011 года (протокол №35)
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»		
106	- дополнительное соглашение №2 к договору на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам от 24 ноября 2010 года №WDW 250/2010 (увеличение объемов воды);	решение Правления Общества от 18 октября 2011 года (протокол №29)
107	- договор на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам (услуги по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в объеме 148 875 м³ и питьевой воды по водоводу «Кульсары – Прорва – Саргамыс» в объеме 180 492 м³);	решение Правления Общества от 22 ноября 2011 года (протокол №35)
	- договор транспортной экспедиции.	решение Правления Общества от 6 декабря 2011 года (протокол №36)
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и ТОО «Управление по добыче и транспортировке воды»		
108	- договор на оказание услуг по транспортировке и приему производственно-сточных вод (подтоварной воды) с объекта ГНПС «Актау» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл».	решение Правления Общества от 6 декабря 2011 года (протокол №36)
АО «Казахстанско – Британский технический университет»		
109	- передача в качестве спонсорской (благотворительной) помощи 100 экземпляров учебника «Магистральды құбырлар».	решение Правления Общества от 1 ноября 2011 года (протокол №31)
АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC»		
110	- договор на предоставление услуг по подаче технической воды по магистральному трубопроводу «Астрахань – Мангышлак» в объеме 1 260 м³ и питьевой воды по водоводу «Кульсары – Прорва – Саргамыс» в объеме 2150 м³);	решение Правления Общества от 22 ноября 2011 года (протокол №35)

111	- договор на оказание услуг по техническому обслуживанию электрооборудования и электроустановок на ПС «Индер-220» АО «КЕГОС».	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг»		
112	- договор на предоставление услуг по транспортировке нефти.	решение Правления Общества от 6 декабря 2011 года (протокол №36)
ТОО «КАЗАХТУРКМУНАЙ»		
113	- договор транспортной экспедиции.	решение Правления Общества от 6 декабря 2011 года (протокол №36)
АО «КазТрансГаз Аймак»		
114	- договор на поставку АО «КазТрансГаз Аймак» газа (природного газа) для нужд Базы производственного обслуживания Уральского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
115	- договор на представление АО «КазТрансГаз Аймак» услуг по транспортировке природного газа для нужд Базы производственного обслуживания Уральского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
116	- договор на поставку АО «КазТрансГаз Аймак» газа (природного газа) для нужд Базы производственного обслуживания Актюбинского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
117	- договор на представление АО «КазТрансГаз Аймак» услуг по транспортировке природного газа для нужд Базы производственного обслуживания Актюбинского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
118	- договор купли – продажи природного газа для нужд ГНПС «Узень» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
119	- договор на транспортировку АО «КазТрансГаз Аймак» природного газа для нужд НПС «Бейнеу», НПС «Жетыбай» и СПН «112 км» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл».	

ТОО «МАЭК – Казатомпром»		
120	- договор на отпуск питьевой воды самовывозом для водоснабжения ГНПС «Актау», БПТОиКО «Актау», СПН «112 км», административного здания (столовая) Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
121	- договор на отпуск тепловой энергии и горячей воды для ГНПС «Актау» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
122	- договор на отпуск (потребление) тепловой энергии в паре и невозврата конденсата для ГНПС «Актау» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
123	- договор на отпуск дистиллята для ГНПС «Актау» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	
124	- договор на электроснабжение объектов Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл».	
ТОО «МАЭК-Казатомпром» и ГКП «Тепловые, водопроводные сети и водоотведение» Управления энергетики и коммунального хозяйства Мангистауской области акимата Мангистауской области		
125	- договор на отпуск питьевой и технической воды для нужд административного здания и общежития Мангистауского нефтепроводного управления и Учебно-курсового комбината Западного филиала АО «КазТрансОйл»;	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
126	- договор на оказание услуг теплоснабжения для административного здания Мангистауского нефтепроводного управления и Учебно-курсового комбината Западного филиала АО «КазТрансОйл».	
ТОО «МАЭК – Казатомпром» и ГКП «Актауское управление электрических сетей» на праве хозяйственного ведения акимата города Актау		
127	- договор на электроснабжение объектов Мангистауского нефтепроводного управления (административное здание, социальная сфера, общежитие) и Учебно – курсового комбината Западного филиала АО «КазТрансОйл».	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
ТОО «МАЭК – Казатомпром» и ТОО «Управление энергоснабжения»		
128	- договор на электроснабжение объектов Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл» (склады на промбазе).	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
ТОО «МАЭК – Казатомпром» и РГП «Актауский международный морской торговый порт»		
129	- договор на электроснабжение объектов Мангистауского нефтепроводного управления	решение Правления Общества от 27 декабря

	Западного филиала АО «КазТрансОйл» (причалы №№ 4, 5, 8, 9, 10).	2011 года (протокол №38)
ТОО «МАЭК – Казатомпром» и компанией «Buzachi Operating Ltd»		
130	- договор на отпуск электрической энергии для НПС «Северные Бузачи» Мангистауского нефтепроводного управления Западного филиала АО «КазТрансОйл».	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
АО «Энергоинформ»		
131	- договор на оказание услуг телекоммуникаций АСКУЭ ПС «Индер-220» АО«KEGOC».	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
Частная компания с ограниченной ответственностью «КМГ Кашаган Б.В.»		
132	- договор на оказание АО «КазТрансОйл» услуг транспортной экспедиции;	решение Правления Общества от 27 декабря 2011 года (протокол №38)
133	- договор на предоставление АО «КазТрансОйл» услуг по транспортировке нефти.	

2. Информация об аудиторе

	Наименование аудиторской организации	Оказанные услуги Обществу	Период оказания услуг
1	ТОО «Эрнст энд Янг»	аудиторские услуги	2008 – 2012 годы 2002 – 2006 годы
2	ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс»	аудиторские услуги	2007 год

3. Заключение независимых аудиторов и консолидированная финансовая отчетность по состоянию на 31 декабря 2011 года



ERNST & YOUNG

Ernst & Young LLP
Essential Tower
41-Farabi Ave., 77/77
Almaty, Kazakhstan
Tel: +7 (727) 258 5960
Fax: +7 (727) 258 5961
www.ey.com/kazakhstan

ТОО «Эрнст энд Янг»
Казахстан, Алматы
пр. Алы-Фароби, 77/77
Здание «Есентай Тауар»
Тел.: +7 (727) 258 5960
Факс: +7 (727) 258 5961

ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Акционеру АО «КазТрансОйл»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности АО «КазТрансОйл» и его дочерних предприятий (далее «Группа»), которая включает консолидированные отчеты о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 года, консолидированные отчеты о совокупном доходе, консолидированные отчеты об изменениях капитала и консолидированные отчеты о движении денежных средств за годы, закончившихся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчетности

Руководство Группы несет ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы и спланировали и провели аудит с тем, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в консолидированной финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчетности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Аудит также включает оценку уместности выбранной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

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

Заклучение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовые положения АО «КазТрансОйл» на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 года, а также ее финансовые результаты и движения денежных средств за годы, закончившихся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Ernst & Young LLP



Гульмира Турмагамбетова
Аудитор



Квалификационное свидетельство
аудитора No. 0000374 от 21 февраля
1998 года



Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие
аудиторской деятельностью на территории
Республики Казахстан серии МФЮ-2
№00000003, выданная Министерством
финансов Республики Казахстан 15 июля
2005 года

2 марта 2012 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	31 декабря 2011 года	31 декабря 2010 года	31 декабря 2009 года
АКТИВЫ				
Долгосрочные активы				
Основные средства	7	330.514.478	325.522.559	247.050.582
Нематериальные активы	8	6.229.037	7.189.956	9.805.960
Инвестиции в совместные предприятия	9	32.418.904	9.118.148	5.262.464
Авансы, выданные поставщикам за основные средства	10	638.912	417.522	1.886.728
Банковские вклады	16	6.000.000	–	–
Прочие долгосрочные активы		351.086	170.410	194.918
		376.152.417	342.418.595	264.200.652
Текущие активы				
Товарно-материальные запасы	11	2.784.431	3.191.088	3.192.705
Торговая и прочая дебиторская задолженность	12	7.689.387	6.552.547	7.035.257
Авансы, выданные поставщикам	13	744.898	742.008	685.674
Предоплата по корпоративному подоходному налогу	35	1.756.038	1.337.084	1.946.748
НДС к возмещению и предоплата по прочим налогам	14	3.633.715	6.471.575	5.530.917
Прочие текущие активы	15	262.329	154.506	670.174
Банковские вклады	16	35.123.823	40.932.958	25.291.135
Денежные средства и их эквиваленты	17	21.852.387	16.914.394	16.401.503
		73.847.008	76.296.160	60.754.113
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи		29.502	–	378.378
		73.876.510	76.296.160	61.132.491
ИТОГО АКТИВОВ		450.028.927	418.714.755	325.333.143

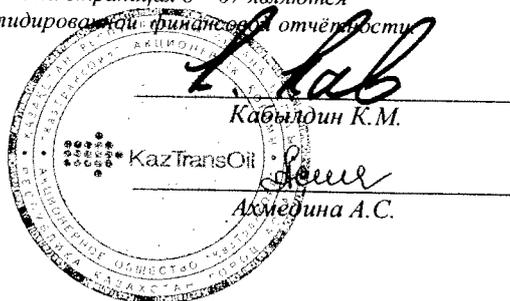
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	31 декабря 2011 года	31 декабря 2010 года	31 декабря 2009 года
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал				
Уставный капитал	18	34.617.204	32.916.055	32.916.055
Резерв по переоценке активов	18	138.056.828	124.828.954	48.783.757
Прочие резервы капитала		17.104	17.104	17.104
Резерв по пересчету валюты отчетности		9.334.129	8.590.235	8.878.846
Нераспределенная прибыль		189.472.821	171.962.450	152.206.983
Итого капитал		371.498.086	338.314.798	242.802.745
Долгосрочные обязательства				
Кредиты и займы	19	–	294.800	10.346.912
Финансовая гарантия, выпущенная в пользу связанной стороны	37	338.919	232.071	301.141
Обязательства по вознаграждениям работников	20	5.909.892	2.580.804	2.337.120
Обязательства по отсроченному налогу	35	34.201.711	36.044.262	20.686.894
Доходы будущих периодов	21	4.756.050	5.053.861	5.218.819
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		–	8.465	7.731
		45.206.572	44.214.263	38.898.617
Текущие обязательства				
Кредиты и займы	19	303.181	296.864	10.345.517
Обязательства по вознаграждениям работников	20	226.000	141.000	131.880
Корпоративный подоходный налог к уплате	35	1.156.184	908.131	476.041
Торговая и прочая кредиторская задолженность	22	15.149.470	14.100.509	12.890.968
Авансы полученные	23	11.226.796	10.886.410	10.096.754
Прочие налоги к уплате	24	1.269.317	1.449.103	917.594
Резервы	25	287.727	3.946.660	4.530.699
Прочие текущие обязательства	26	3.705.594	4.457.017	4.242.328
		33.324.269	36.185.694	43.631.781
Итого обязательства		78.530.841	80.399.957	82.530.398
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		450.028.927	418.714.755	325.333.143
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	6	10.552	10.060	7.079

Учетная политика и примечания на страницах 8 – 67 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Генеральный директор

Главный бухгалтер



КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2011	2010	2009
Выручка	27	140.478.092	138.240.940	126.181.133
Себестоимость реализации	28	(96.298.683)	(82.406.630)	(71.442.500)
Валовая прибыль		44.179.409	55.834.310	54.738.633
Общие и административные расходы	29	(6.730.370)	(7.114.619)	(9.104.796)
Прочие операционные доходы	30	1.645.165	2.055.088	1.092.860
Прочие операционные расходы	31	(2.766.295)	(805.658)	(1.124.886)
Обесценение основных средств и нематериальных активов	7,8	(7.409.186)	(22.333.457)	(1.246.788)
Эффект признания обязательств, связанных с приобретением бизнеса в 2008 году		–	–	(5.017.821)
Обесценение гудвила	8	–	(2.370.792)	(1.306.548)
Операционная прибыль		28.918.723	25.264.872	38.030.654
Убыток от курсовой разницы	32	(434.972)	(265.221)	(7.011.967)
Финансовые доходы	33	2.895.026	1.882.967	2.283.646
Финансовые затраты	34	(308.356)	(863.112)	(1.995.645)
Доля доходов / (убытков) совместно контролируемых предприятий	9	1.602.528	62.702	(2.912.125)
Прибыль до налогообложения		32.672.949	26.082.208	28.394.563
Расходы по подоходному налогу	35	(6.727.552)	(6.463.907)	(12.856.131)
Прибыль за отчетный год		25.945.397	19.618.301	15.538.432
Прибыль на акцию (в тенге)	6	768	596	472

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2011	2010	2009
Прочий совокупный доход по Группе				
Пересчет иностранной валюты		742.221	(288.611)	8.956.622
Переоценка основных средств	7	13.582.220	106.956.789	5.013.707
Влияние подоходного налога	35	(2.716.444)	(21.213.188)	(1.002.242)
		10.865.776	85.743.601	4.011.465
Обесценение основных средств	7	(8.791.902)	(7.971.841)	(242.291)
Влияние подоходного налога	35	1.353.218	1.581.031	48.458
		(7.438.684)	(6.390.810)	(193.833)
Итого прочий совокупный доход за отчетный год по Группе, за вычетом налогов		4.169.313	79.064.180	12.774.254
Прочий совокупный доход по совместно-контролируемым компаниям				
Пересчет иностранной валюты		1.673	-	-
Переоценка основных средств	9	27.120.693	5.213.474	-
Влияние подоходного налога		(5.424.139)	(1.043.622)	-
		21.696.554	4.169.852	-
Обесценение основных средств	9	-	-	(624)
Влияние подоходного налога		-	-	125
		-	-	(499)
Итого прочий совокупный доход за отчетный год по совместно-контролируемым компаниям, за вычетом налогов		21.698.227	4.169.852	(499)
Итого прочий совокупный доход, за вычетом налогов		25.867.540	83.234.032	12.773.755
Итого совокупный доход за отчетный год, за вычетом налогов		51.812.937	102.852.333	28.312.187

Учетная политика и примечания на страницах 8 – 67 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Генеральный директор

Главный бухгалтер


 Кобылдин К. М.

 Ахмедина А. С.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За годы, закончившиеся 31 декабря

В тысячах тенге	Прим.	2011	2010	2009
Денежные потоки от операционной деятельности:				
Прибыль до налогообложения		32.672.949	26.082.208	28.394.563
Неденежные корректировки, для сверки прибыли до налогообложения с чистыми денежными потоками:				
Износ и амортизация	28, 29	27.715.962	22.058.358	17.204.943
Начисление / (Сторно) резерва по сомнительной задолженности	29	41.582	(2.117.636)	567
Доля (доходов) / убытков совместно контролируемых предприятий	9	(1.602.528)	(62.702)	2.912.125
Финансовые затраты	34	308.356	863.112	1.995.645
Финансовые доходы	33	(2.895.026)	(1.882.967)	(2.283.646)
Актuarные прибыли и убытки	31	1.540.000	27.000	276.474
Обязательства по вознаграждениям работников	20	1.934.000	203.000	191.000
(Сторно) / Начисление резервов	25	(3.657.377)	–	807.209
Убыток от выбытия основных средств и нематериальных активов, нетто	31	523.329	253.784	88.524
Доход от реализации активов, классифицированных как для продажи	31, 30	(13.749)	–	–
Эффект признания обязательств, связанных с приобретением бизнеса в 2008 году		–	–	5.017.821
Обесценение гудвила	8	–	2.370.792	1.306.548
Обесценение основных средств	7, 8	7.409.186	22.333.457	1.246.788
Доход от списания кредиторской задолженности	30	(9.930)	(30.692)	(25.038)
Амортизация доходов будущих периодов	30	(312.365)	(312.366)	(519.071)
Списание НДС к возмещению	29	316.627	346.922	341.258
Амортизация финансовой гарантии, выпущенной в пользу связанной стороны	30	(136.070)	(67.098)	(67.171)
Нереализованный убыток от курсовой разницы		576.332	265.221	6.872.546
Расходы от списания ссуды работнику		–	1.875	–
Начисление / (Сторно) резерва по устаревшим товарно-материальным запасам	29	2.892	(2.984)	(118.181)
Денежные потоки от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале		64.414.170	70.329.284	63.642.904
Изменение в товарно-материальных запасах		403.765	2.710.616	15.947
Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности		(1.119.231)	(86.719)	(1.020.998)
Изменение в авансах, выданных поставщикам		(5.317)	(56.125)	(412.331)
Изменение в налогах к возмещению и прочих краткосрочных активах		341.699	1.189.384	(177.970)
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		454.462	1.239.500	(666.544)
Изменение в авансах полученных		340.386	789.656	2.025.276
Изменения в налогах к уплате		(179.786)	531.509	113.753
Изменение в прочих текущих и долгосрочных обязательствах и вознаграждениях работникам		(977.395)	40.240	3.735.272
Денежные потоки от операционной деятельности		63.672.753	76.687.345	67.255.309

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

За годы, закончившиеся 31 декабря

В тысячах тенге	Прим.	2011	2010	2009
Уплаченный подоходный налог		(7.910.075)	(10.005.630)	(8.295.068)
Проценты полученные		2.311.977	1.371.197	3.308.075
Проценты выплаченные		(66.272)	(376.228)	(2.224.053)
Чистые денежные потоки от операционной деятельности		58.008.383	67.676.684	60.044.263
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:				
Изъятие срочных вкладов		51.483.846	51.143.178	45.292.327
Размещение срочных вкладов		(51.145.698)	(66.486.370)	(50.852.310)
Погашение займов связанным сторонам		-	-	3.777.305
Приобретение основных средств		(33.775.309)	(25.637.918)	(29.260.128)
Приобретение нематериальных активов		(289.221)	(131.064)	(110.513)
Поступление от продажи основных средств и нематериальных активов		27.096	604.943	847.189
Поступления от реализации активов, классифицированных как для продажи		229.461	564.597	-
Дивиденды полученные		17.608	422.916	765.020
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		(33.452.217)	(39.519.718)	(29.541.110)
Денежные потоки от финансовой деятельности:				
Поступления по займам и кредитам		299.105	44.205	103.250
Погашение займов и кредитов		-	(20.348.000)	(26.005.469)
Погашение беспроцентных займов		(586.480)	-	-
Дивиденды выплаченные	18	(19.330.798)	(7.340.280)	(6.023.638)
Чистые денежные потоки использованные в финансовой деятельности		(19.618.173)	(27.644.075)	(31.925.857)
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		4.937.993	512.891	(1.422.704)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	17	16.914.394	16.401.503	17.824.207
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	17	21.852.387	16.914.394	16.401.503

НЕДЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Следующие неденежные операции были исключены из консолидированного отчета о движении денежных средств:

Износ, включенный в стоимость незавершенного строительства

Сумма износа за 2011 год, включенного в стоимость незавершенного строительства, составила 11.054 тысячи тенге (2010: 13.020 тысяч тенге; 2009: 15.164 тысячи тенге).

Основные средства

На 31 декабря 2011 года задолженность за приобретение основных средств увеличилась на 395.571 тысячу тенге (2010: ноль; 2009: ноль)

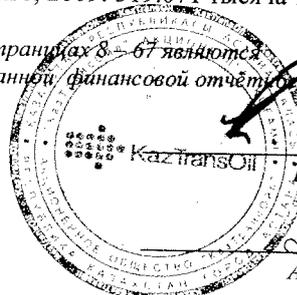
Доходы будущих периодов

В 2009 году Группа признала доходы будущих периодов от безвозмездно полученных работ по реконструкции железнодорожной эстакады на сумму 1.874.193 тысячи тенге. Сумма амортизации доходов будущих периодов за 2011 год составила 312.365 тысяч тенге (2010: 312.366 тысяч тенге; 2009: 519.071 тысяча тенге) (Примечание 30).

Учетная политика и примечания на страницах 8 - 67 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Генеральный директор

Главный бухгалтер



Кабылдин К.М.

Ахмедина А.С.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ**

ЗАО «Национальная компания «Транспорт Нефти и Газа» («ТНГ») было создано в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан от 2 мая 2001 года. На основании этого постановления, Комитет государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан передал ТНГ право собственности на акции ЗАО «НКТН "КазТрансОйл», в результате чего ЗАО «НКТН "КазТрансОйл» было перерегистрировано и переименовано в ЗАО «КазТрансОйл».

31 мая 2004 года, согласно требованиям казахстанского законодательства, Компания была перерегистрирована в АО «КазТрансОйл» («Компания»).

Компания полностью принадлежит АО «Национальная компания «КазМунайГаз» («КМГ» или «Материнская Компания»). КМГ полностью принадлежит Правительству в лице АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» («Самрук-Казына»).

По состоянию на 31 декабря Компания имела доли участия в следующих организациях:

	Место регистрации	Основная деятельность	Доли Участия		
			31 декабря 2011 года	31 декабря 2010 года	31 декабря 2009 года
АО «КТО-Сервис» («КТО-Сервис»)	Казахстан	Управление непроизводственными активами	100%	100%	100%
АО «СЗТК «МунайТас» («МунайТас»)	Казахстан	Транспортировка нефти	51%	51%	51%
ТОО «Казахстанско – Китайский Трубопровод» («ККТ»)	Казахстан	Транспортировка нефти	50%	50%	50%
«Batumi Capital Partners Limited» («BCPL»)	Кипр*	Экспедирование, перевалка и хранение нефти и нефтепродуктов	50%*	50%*	50%*
«Batumi Industrial Holdings Limited» («BIHL»)	Кипр*	Экспедирование, перевалка и хранение нефти и нефтепродуктов, эксплуатация морского порта г. Батуми и нефтеналивного терминала	100%*	100%*	100%*

* Основная деятельность BCPL и BIHL осуществляется дочерними предприятиями, расположенными в Грузии. BIHL напрямую владеет 50% BCPL. Соответственно, Компания напрямую и косвенно через дочернее предприятие BIHL владеет 100% BCPL.

Компания и ее дочерние организации далее по тексту рассматриваются как Группа.

Головной офис Компании находится по адресу Республика Казахстан, г. Астана, пр. Кабанбай Батыра 19. Компания имеет 4 филиала, расположенных в городах Атырау (Западный филиал), Павлодар (Восточный филиал), Научно-технический центр в г. Алматы, Вычислительный центр коллективного пользования в г. Астана и представительские офисы в Российской Федерации (г. Москва, Омск и Самара) и Украине (г. Киев).

Группа располагает сетью магистральных нефтепроводов протяженностью 5.495 км и водоводов протяженностью 2.148 км на территории Республики Казахстан. Кроме того, Группа осуществляет хранение, перевалку, и транспортную экспедицию нефти в других смежных трубопроводных системах. Совместные предприятия Группы МунайТас и ККТ владеют трубопроводами Кенкияк-Атырау и Атасу-Алашанькоу, используемыми для транспортировки казахстанской нефти в Китай. Дочернему предприятию Группы BIHL принадлежат Батумский нефтяной терминал и права управления Батумским морским портом, основной деятельностью которых является хранение и перевалка нефтеналивных грузов.

Данная консолидированная финансовая отчетность была утверждена к выпуску Генеральным Директором и Главным Бухгалтером Компании 2 марта 2012 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) в редакции, утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности (Совет по МСФО).

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением следующих статей: основные средства, которые учитываются по переоцененной стоимости, и финансовые активы - по справедливой стоимости. Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

3. ОСНОВА КОНСОЛИДАЦИИ

Основы консолидации с 1 января 2010 года

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и ее дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2011 года.

Дочерние компании полностью консолидируются Группой с даты приобретения, представляющей собой дату получения Группой контроля над дочерней компанией, и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля. Финансовая отчетность дочерних компаний подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и дивиденды полностью исключены.

Общий совокупный доход дочерней компании относится на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

Изменение доли участия в дочерней компании без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней компанией, она:

- прекращает признание активов и обязательств дочерней компании (в том числе относящегося к ней (гудвила);
- прекращает признание балансовой стоимости неконтрольной доли участия;
- прекращает признание накопленных курсовых разниц, отраженных в капитале;
- признает справедливую стоимость полученного вознаграждения;
- признает справедливую стоимость оставшейся инвестиции;
- признает образовавшийся в результате операции излишек или дефицит в составе прибыли или убытка;
- переклассифицирует долю материнской компании в компонентах, ранее признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибыли или убытка или нераспределенной прибыли в соответствии с конкретными требованиями.

Основы консолидации до 1 января 2010 года

Некоторые из вышеперечисленных принципов были применены перспективно. В связи с этим, существуют следующие различия в учете, обусловленные применением ранее использовавшейся основы консолидации:

- учет приобретения неконтрольной доли участия до 1 января 2010 года выполнялся с использованием метода «продолжения материнской компании», согласно которому разница между уплаченным вознаграждением и балансовой стоимостью приобретенной доли чистых активов признавалась в качестве гудвила.
- убытки, понесенные Группой, относились на неконтрольную долю участия, пока ее балансовая стоимость не уменьшалась до нуля. Последующие убытки относились на материнскую компанию, за исключением случаев, когда у держателей неконтрольной доли участия было обязательство в отношении покрытия убытков, имеющее обязательную силу. Убытки, понесенные до 1 января 2010 года, не были перераспределены между неконтрольной долей участия и акционерами материнской компании.
- в случае потери контроля Группа учитывала оставшиеся инвестиции по пропорциональной доле в стоимости чистых активов на дату потери контроля. Балансовая стоимость таких инвестиций на 1 января 2010 года не пересчитывалась.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

4.1. Объединение бизнеса и гудвил

Объединение бизнеса после 1 января 2010 года

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

В случае поэтапного объединения бизнеса справедливая стоимость на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой компании переоценивается по ее справедливой стоимости на эту дату с отнесением разницы в состав прибыли или убытка.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСФО (IAS) 39 либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, оно не должно переоцениваться до момента его полного погашения в составе капитала. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО (IAS) 39, оно оценивается согласно соответствующему МСФО.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если данное вознаграждение меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней компании, разница признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвил оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвила, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвил, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвил составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвил, относящийся к выбывающей деятельности, включается в балансовую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвил оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

Объединение бизнеса до 1 января 2010 года

Требования, применявшиеся ранее, имели следующие отличия по сравнению с вышеперечисленными:

Объединения бизнеса учитывались с использованием метода покупки. Затраты, непосредственно связанные с приобретением, входили в состав стоимости приобретения. Неконтрольная доля участия (ранее называвшаяся долей меньшинства) оценивалась по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании.

Поэтапные объединения бизнеса учитывались как отдельные этапы. Дополнительные приобретенные доли участия не влияли на ранее признанный гудвил.

Если Группа приобретала бизнес, встроенные производные инструменты, выделенные из основного договора приобретаемой компанией, при приобретении повторно не анализировались, за исключением случаев, когда объединение бизнеса обуславливало изменение условий договора, оказывающее существенное влияние на денежные потоки, которые в противном случае требовались бы согласно договору.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.1. Объединение бизнеса и гудвил (продолжение)

Объединение бизнеса до 1 января 2010 года (продолжение)

Условное вознаграждение признавалось тогда и только тогда, когда у Группы имелось текущее обязательство, отток экономических выгод был скорее вероятен, чем нет, и его оценка могла быть надежно определена. Последующие корректировки условного вознаграждения признавались в составе гудвила.

4.2. Участие в совместной деятельности

Группа имеет доли участия в совместной деятельности в форме совместно контролируемых компаний, в которой участники совместной деятельности вступили в договорное соглашение, устанавливающее совместный контроль над экономической деятельностью компании. Соглашения требуют от участников совместной деятельности принятия согласованных решений в отношении финансовой и операционной политики. Группа признает свою долю участия в совместной деятельности, применяя метод долевого участия.

В соответствии с методом долевого участия инвестиции в совместные предприятия учитываются в консолидированном отчете о финансовом положении по первоначальной стоимости плюс изменения, возникшие после приобретения в доле чистых активов совместных предприятий, принадлежащих Группе. Гудвил, относящийся к совместным предприятиям, включается в балансовую стоимость инвестиций и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Консолидированный отчет о совокупном доходе отражает долю финансовых результатов деятельности совместных предприятий. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям Группы с совместными предприятиями, исключены в той степени, в которой Группа имеет долю участия в совместных предприятиях.

Доля в прибыли совместных предприятий представлена непосредственно в отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров совместных предприятий, и поэтому определяется как прибыль после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях совместных предприятий.

Финансовая отчетность совместных предприятий составляется за тот же отчетный период, что и финансовая отчетность материнской компании. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по инвестициям Группы в совместные предприятия. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в совместные предприятия. В случае наличия таких свидетельств Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия и ее балансовой стоимостью, и признает эту сумму в отчете о совокупном доходе.

В случае потери совместного контроля и при условии, что бывшая совместно контролируемая компания не становится дочерней или ассоциированной компанией, Группа оценивает и признает оставшуюся инвестицию по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью бывшей совместно контролируемой компании на момент потери совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка. Если компания сохраняет существенное влияние на объект инвестиций, оставшиеся инвестиции учитываются как инвестиции в ассоциированную компанию.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.3. Пересчет иностранной валюты

Консолидированная финансовая отчетность Группы представлена в тенге. Тенге также является функциональной валютой материнской компании. Каждая компания Группы определяет собственную функциональную валюту, и статьи, включенные в финансовую отчетность каждой компании, оцениваются в этой функциональной валюте.

Операции и остатки

Операции в иностранной валюте первоначально учитываются компаниями Группы в их функциональной валюте по курсу, действующему на дату, когда операция удовлетворяет критериям признания.

Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются по спот-курсу функциональной валюты, действующему на отчетную дату.

Все курсовые разницы, возникающие при погашении и пересчете монетарных статей, включаются в отчете о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости. Доходы или расходы, возникающие при пересчете немонетарных статей, учитываются в соответствии с принципами признания доходов или расходов в результате изменения справедливой стоимости статьи (т.е. курсовые разницы по статьям, доходы или расходы от изменения справедливой стоимости которых признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, также признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, соответственно).

Компании Группы

Доходы, убытки и финансовая позиция всех дочерних организаций Группы (ни одна из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчетов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на даты таких отчетов о финансовом положении;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о совокупном доходе пересчитываются по средневзвешенным курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в капитале.

Гудвил, возникающий при приобретении зарубежного подразделения после 1 января 2005 года, а также основанные на справедливой стоимости корректировки балансовой стоимости активов и обязательств, возникающие при приобретении, рассматриваются как активы и обязательства зарубежного подразделения и пересчитываются по курсу на отчетную дату.

Курсы обмена валют

Средневзвешенные обменные курсы, установленные на Казахстанской фондовой бирже («КФБ»), используются в качестве официальных обменных курсов в Республике Казахстан.

На 31 декабря курсы обмена валют, установленные КФБ составляли:

<i>Тенге</i>	31 декабря 2011 года	31 декабря 2010 года	31 декабря 2009 года
Доллары США	148,40	147,40	148,36
Российские рубли	4,61	4,84	4,92
Евро	191,72	195,23	212,84
Грузинские лари	88,63	83,17	87,99

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.4. Внеоборотные активы, удерживаемые для продажи

Внеоборотные активы, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений - балансовой стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Внеоборотные активы классифицируются как удерживаемые для продажи, если их балансовая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии. Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидаться соответствие критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

4.5. Основные средства

Основные средства оцениваются по справедливой стоимости за вычетом накопленной амортизации (кроме земли, технологической нефти и незавершенного производства) и убытков от обесценения, признанных после даты переоценки. Группа периодически привлекает независимых экспертов для проведения переоценки ее основных средств до их остаточной стоимости замещения. Переоценка осуществляется с достаточной частотой для обеспечения уверенности в том, что справедливая стоимость переоцененного актива не отличается существенно от его балансовой стоимости.

Прирост стоимости от переоценки относится в состав прочего совокупного дохода и следовательно относится на увеличение фонда резерва переоценки активов, входящего в состав капитала, за исключением той его части, которая восстанавливает уменьшение стоимости этого же актива, произошедшее вследствие предыдущей переоценки и признанное ранее в отчете о совокупном доходе. В этом случае увеличение стоимости актива признается в отчете о совокупном доходе. Убыток от переоценки признается в отчете о совокупном доходе, за исключением той его части, которая непосредственно уменьшает положительную переоценку по тому же активу, ранее признанную в составе фонда резерва переоценки актива.

Разница между амортизацией, рассчитанной на основе переоцененной балансовой стоимости актива, и амортизацией, рассчитанной на основе первоначальной стоимости актива, ежегодно переводится из резерва переоценки активов в нераспределенную прибыль. Кроме того, накопленная амортизация на дату переоценки исключается с одновременным уменьшением валовой балансовой стоимости актива, и затем чистая сумма дооценивается до переоцененной стоимости актива. При выбытии актива резерв переоценки, относящийся к конкретному продаваемому активу, переносится в нераспределенную прибыль.

Амортизация рассчитывается линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов следующим образом:

	Годы
Здания и сооружения	20 – 60
Машины и оборудование	5 – 40
Трубопроводы и прочие транспортные активы	10 – 50
Прочее	2 – 20

Прекращение признания ранее признанных основных средств или их значительного компонента происходит при их выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования или выбытия данного актива. Доход или расход, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и балансовой стоимостью актива), включаются в отчете о совокупном доходе за тот отчетный год, в котором признание актива было прекращено.

Ликвидационная стоимость, срок полезного использования и методы амортизации активов анализируются в конце каждого годового отчетного периода и при необходимости корректируются.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.6. Нематериальные активы

Нематериальные активы, которые были приобретены отдельно, при первоначальном признании оцениваются по первоначальной стоимости. Первоначальной стоимостью нематериальных активов, приобретенных в результате объединения бизнеса, является их справедливая стоимость на дату приобретения. После первоначального признания нематериальные активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, в случае их наличия. Нематериальные активы, произведенные внутри компании, за исключением капитализированных затрат на разработку продуктов, не капитализируются, и соответствующий расход отражается в отчете о совокупном доходе за отчетный год, в котором он возник.

Срок полезного использования нематериальных активов кроме гудвила может быть ограниченным.

Нематериальные активы с ограниченным сроком полезного использования амортизируются в течение этого срока и оцениваются на предмет обесценения, если имеются признаки обесценения данного нематериального актива. Амортизация начисляется на основе прямолинейного метода за оцененный полезный срок службы активов. Нематериальные активы амортизируются в основном в течение пяти лет. Период и метод начисления амортизации для нематериального актива с ограниченным сроком полезного использования пересматриваются, как минимум, в конце каждого отчетного периода. Изменение предполагаемого срока полезного использования или предполагаемой структуры потребления будущих экономических выгод, заключенных в активе, отражается в финансовой отчетности как изменение периода или метода начисления амортизации, в зависимости от ситуации, и учитывается как изменение учетных оценок. Расходы на амортизацию нематериальных активов с ограниченным сроком полезного использования признаются в отчете о совокупном доходе в той категории расходов, которая соответствует функции нематериальных активов.

Доход или расход от прекращения признания нематериального актива измеряются как разница между чистой выручкой от выбытия актива и балансовой стоимостью актива, и признаются в отчете о совокупном доходе в момент прекращения признания данного актива.

4.7. Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП) - это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования будущие денежные потоки дисконтируются по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу учитываются недавние рыночные сделки (если таковые имели место). При их отсутствии применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозных расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Убытки от обесценения продолжающейся деятельности признаются в отчете о совокупном доходе в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесцененного актива, за исключением ранее переоцененных объектов недвижимости, когда переоценка была признана в составе прочего совокупного дохода. В этом случае убыток от обесценения также признается в составе прочего совокупного дохода в пределах суммы ранее проведенной переоценки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.7. Обесценение нефинансовых активов (продолжение)

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки того, что ранее признанные убытки от обесценения актива, за исключением гудвила, больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в оценке, которая использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. Восстановление ограничено таким образом, что балансовая стоимость актива не превышает его возмещаемой стоимости, а также не может превышать балансовую стоимость, за вычетом амортизации, по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения. Такое восстановление стоимости признается в отчете о совокупном доходе, за исключением случаев, когда актив учитывается по переоцененной стоимости. В последнем случае восстановление стоимости учитывается как прирост стоимости от переоценки.

Гудвил

Гудвил проверяется на предмет обесценения ежегодно (по состоянию на 30 сентября), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его балансовая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвила определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их балансовой стоимости, то признается убыток от обесценения.

4.8. Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи. Группа классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

Финансовые активы, за исключением финансовых активов, переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной, на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Группы включают денежные средства и депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Категория «финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, в случае если они были приобретены с целью продажи

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток учитываются в отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения справедливой стоимости признаются в составе затрат по финансированию в отчете о совокупном доходе.

Финансовые активы, определенные при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, относятся в эту категорию на дату первоначального признания и исключаются при соблюдении критериев МСФО (IAS) 39. У Группы отсутствуют финансовые активы, определенные ею в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.8. Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка (продолжение)

Займы и дебиторская задолженность представляют собой производные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в отчете о совокупном доходе в составе финансовых затрат.

Производные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав доходов от финансирования в отчете о прибылях или убытках. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в отчете о прибылях и убытках в составе затрат по финансированию. Группа не имела инвестиций, удерживаемых до погашения, в течение отчетных периодов, закончившихся 31 декабря 2011, 2010, 2009 года.

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевые ценные бумаги. Долевые инвестиции, классифицированные в качестве имеющихся в наличии для продажи, - это такие инвестиции, которые не были классифицированы ни как предназначенные для торговли, ни как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи, вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы признаются в составе прочего операционного дохода, либо до момента, когда инвестиция считается обесцененной, в который накопленные расходы переклассифицируются из резерва переоценки финансовых инструментов, имеющихся в наличии для продажи, в состав в отчете о совокупном доходе, и признаются в качестве затрат по финансированию. Проценты, полученные в период удержания финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, отражаются в качестве процентных доходов по методу эффективной процентной ставки.

Группа оценивает свои финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на предмет справедливости допущения о возможности и наличии намерения продать их в ближайшем будущем. Если в редких случаях Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация в категорию займов и дебиторской задолженности разрешается в том случае, если финансовые активы удовлетворяют определению займов и дебиторской задолженности, и при этом Группа имеет возможность и намеревается удерживать данные активы в обозримом будущем или до погашения. Переклассификация в категорию инструментов, удерживаемых до погашения, разрешается только в том случае, если компания имеет возможность и намеревается удерживать финансовый актив до погашения.

В случае финансовых активов, переклассифицированных из состава категории «имеющиеся в наличии для продажи», справедливая стоимость на дату переклассификации становится новой амортизируемой стоимостью, а связанные с ними доходы или расходы, ранее признанные в составе капитала, амортизируются в составе прибыли или убытка на протяжении оставшегося срока инвестиций с применением эффективной процентной ставки. Разница между новой оценкой амортизированной стоимости и ожидаемыми денежными потоками также амортизируется на протяжении оставшегося срока использования актива с применением эффективной процентной ставки. Если впоследствии устанавливается, что актив обесценился, сумма, отраженная в капитале, переклассифицируется в отчете о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.8. Финансовые активы (продолжение)

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо - часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и если да, то в каком объеме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой. Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы, выплата которой может быть потребована от Группы.

4.9. Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения.

При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учета будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчетных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если процентная ставка по займу является переменной, ставка дисконтирования для оценки убытка от обесценения представляет собой текущую эффективную ставку процента.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.9. Обесценение финансовых активов (продолжение)

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается в отчете о совокупном доходе. Начисление процентного дохода по сниженной балансовой стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в течение следующего года сумма расчетного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счета резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается как уменьшение финансовых затрат в отчете о совокупном доходе.

В случае инвестиций в долевые инструменты, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, объективные свидетельства будут включать значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости инвестиций ниже уровня их первоначальной стоимости. «Значительность» оценивается в сравнении с первоначальной стоимостью инвестиций, а «продолжительность» - в сравнении с периодом, в течение которого справедливая стоимость была меньше первоначальной стоимости. При наличии свидетельств обесценения, сумма совокупного убытка, оцененная как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом ранее признанного в отчете о совокупном доходе, убытка от обесценения по данным инвестициям, исключается из прочего совокупного дохода и признается в отчете о совокупном доходе. Убытки от обесценения по инвестициям в долевые инструменты не восстанавливаются через отчет о совокупном доходе, увеличение их справедливой стоимости после обесценения признается непосредственно в составе прочего совокупного дохода.

4.10. Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае займов и кредитов на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и займы, договоры финансовой гарантии.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, определенные при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, относятся в эту категорию на дату первоначального признания и исключительно при соблюдении критериев МСФО (IAS) 39. Группа не имеет финансовых обязательств, определенных ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию в отчете о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.10. Финансовые обязательства (продолжение)

Последующая оценка (продолжение)

Выпущенные Группой договоры финансовой гарантии представляют собой договоры, требующие осуществления платежа в возмещение убытков, понесенных владельцем этого договора вследствие неспособности определенного должника осуществить своевременный платеж в соответствии с условиями долгового инструмента. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учетом затрат по сделке, напрямую связанных с выпуском гарантии. Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: наилучшая оценка затрат, необходимых для погашения существующего обязательства на отчетную дату, и признанная сумма обязательства за вычетом накопленной амортизации.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства в отчете о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признается в отчете о совокупном доходе как доход или расход.

4.11. Взаимозачет финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм, а также намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

4.12. Справедливая стоимость финансовых инструментов

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и дополнительная информация о методах ее определения приводится в *Примечании 39*.

4.13. Запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой запасов на место и приведением их в текущее состояние.

Чистая стоимость реализации определяется как предполагаемая цена продажи в ходе обычной деятельности, за вычетом предполагаемых расходов на завершение производства и оцененных затрат на реализацию.

4.14. Денежные средства и их эквиваленты, банковские вклады

Денежные средства и их эквиваленты в отчете о финансовом положении включают в себя наличность в кассе, средства, находящиеся на вкладах до востребования, прочие краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

Для целей консолидированного отчета о движении денежных средств, денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и краткосрочных депозитов, согласно определению выше, за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

Банковские вклады включают в себя вклады с первоначальным сроком погашения более трех месяцев.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.15. Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребуется для погашения этого обязательства является вероятным, и может быть получена надежная оценка суммы такого обязательства. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчете о совокупном доходе за вычетом возмещения.

4.16. Вознаграждения работникам

Материнская компания Группы предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективным договором между Компанией и ее работниками. Коллективный договор, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание материальной помощи работникам на случай нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы сотрудником до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочих операционных доходов и расходов. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницей между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчетов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, - это ставка дисконта и предположения смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как процентные расходы. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств.

Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие долгосрочные вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

4.17. Признание выручки и прочих доходов

Выручка признается в том случае, если получение экономических выгод Группой оценивается как вероятное, и если выручка может быть надежно оценена, вне зависимости от времени осуществления платежа. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения с учетом определенных в договоре условий платежа и за вычетом налогов или пошлин. Группа анализирует заключаемые ею договоры, предусматривающие получение выручки, в соответствии с определенными критериями с целью определения того, выступает ли она в качестве принципала или агента. Группа пришла к выводу, что она выступает в качестве принципала по всем таким договорам. Для признания выручки также должны выполняться следующие критерии:

Предоставление услуг по транспортировке

Доходы от услуг по транспортировке и перевалке, признаются в момент оказания услуг на основе фактических объемов нефти и воды, транспортированных в отчетном периоде.

Предоставление прочих услуг

Доходы от предоставления прочих услуг признаются в момент их оказания.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.17. Признание выручки и прочих доходов (продолжение)

Процентный доход

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым активам, классифицированным в качестве имеющихся в наличии для продажи, процентный доход или расход признаются с использованием метода эффективной процентной ставки, который точно дисконтирует ожидаемые будущие выплаты или поступления денежных средств на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или, если это уместно, менее продолжительного периода до чистой балансовой стоимости финансового актива или обязательства. Процентный доход отражается как доходы от финансирования в отчете о совокупном доходе.

Дивиденды

Доход от полученных дивидендов признается, когда установлено право Группы на получение платежа.

4.18. Налоги

Текущий налог на прибыль

Налоговые активы и обязательства по текущему налогу на прибыль за текущий период оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, - это ставки и законодательство, принятые или фактически принятые на отчетную дату в странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемый доход.

Текущий налог на прибыль, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе. Руководство компании периодически осуществляет оценку позиций, отраженных в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создает резервы.

Отсроченный налог

Отсроченный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства, в ходе сделки, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, если можно контролировать распределение во времени уменьшения временной разницы, и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет уменьшена в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам, в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- отсроченный налоговый актив, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнеса, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.18. Налоги (продолжение)

Отсроченный налог (продолжение)

- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, отсроченные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные разницы.

Балансовая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и снижается в той степени, в которой достижение достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволит использовать все или часть отложенных налоговых активов, оценивается как маловероятное. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы.

Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в том отчетном году, в котором актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату были приняты или фактически приняты.

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным не в составе прибыли или убытка, также не признается в составе прибыли или убытка. Статьи отсроченных налогов признаются в соответствии с лежащими в их основе операциями в составе прочего совокупного дохода.

Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов и обязательств, и отсроченные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и налоговому органу.

Налоговые льготы, приобретенные в рамках объединения бизнеса, но не удовлетворяющие критериям для отдельного признания на эту дату, могут быть признаны впоследствии, в случае появления новой информации о фактах и обстоятельствах. Корректировка будет отражаться как уменьшение гудвила (если ее размер не превышает размер гудвила), если она была осуществлена до завершения первоначального учета приобретения бизнеса или признаваться в составе прибыли или убытка.

Налог на добавленную стоимость (НДС)

НДС по продажам подлежит уплате в бюджет Республики Казахстан в момент отгрузки товаров или оказания услуг. НДС по покупкам подлежит зачету с НДС по продажам при получении налогового счета-фактуры от поставщика.

Выручка, расходы и активы признаются за вычетом суммы налога на добавленную стоимость, кроме случаев, когда налог на добавленную стоимость, возникший по покупке активов или услуг, не возмещается налоговым органом; в этом случае налог на добавленную стоимость признается соответственно как часть затрат на приобретение актива или часть статьи расходов.

Налоговое законодательство разрешает проводить расчеты с бюджетом по НДС на нетто основе. Соответственно, НДС по продажам и покупкам, расчеты по которым не были осуществлены на отчетную дату, отражаются в отчете о финансовом положении на нетто-основе.

В силу специфики налогового законодательства и деятельности Группы определенная часть НДС к возмещению может быть перенесена в последующие годы. Такая часть НДС классифицируется как долгосрочный актив, оценивается на предмет обесценения и рассматривается как отдельный актив, распределенный на существующие генерирующие единицы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.19. Капитал

Уставный капитал

Затраты на оплату услуг третьим сторонам, непосредственно связанные с выпуском новых акций, за исключением случаев объединения предприятий, отражаются в составе собственного капитала как уменьшение суммы, полученной в результате данной эмиссии. Сумма превышения справедливой стоимости полученных средств над номинальной стоимостью выпущенных акций отражается как дополнительный оплаченный капитал.

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

4.20. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации

Принятая учетная политика соответствует учетной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением принятия приведенных ниже новых или пересмотренных Стандартов и Интерпретации IFRIC, вступивших в силу 1 января 2011 г.

Новые и пересмотренные стандарты и интерпретации

- Поправка к МСФО (IAS) 24 «*Раскрытие информации о связанных сторонах*», вступившая в силу 1 января 2011 года;
- Поправка к МСФО (IAS) 32 «*Финансовые инструменты: представление информации*», вступившая в силу 1 февраля 2010 года;
- Интерпретация IFRIC 14 «*Предоплаты в отношении требований о минимальном финансировании*», вступившая в силу 1 января 2011 года;
- Усовершенствования МСФО (май 2010 года)

Применение новых стандартов и интерпретаций описано ниже:

Поправка к МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах»

Совет по МСФО опубликовал поправку к МСФО (IAS) 24, которая разъясняет определение связанной стороны. Новые определения уделяют особое внимание симметричности в части отношений связанных сторон. Поправка также разъясняет обстоятельства, в которых физическое лицо или старший управляющий персонал влияют на отношения компании со связанной стороной. Кроме того, поправка предусматривает исключение из требований по раскрытию информации для сделок с государством или компаниями, которые контролируются, совместно контролируются тем же государством, что и компания- составитель отчетности, или на которые это государство оказывает значительное влияние. Применение поправки не окажет влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Группа решила не применять разрешенное поправкой освобождение от раскрытия операций с предприятиями, находящимися под контролем, совместным контролем или значительным влиянием государства и раскрывает в данной консолидированной финансовой отчетности такую информацию.

Поправка к МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: представление информации»

Совет по МСФО опубликовал поправку, которая изменяет определение финансового обязательства в МСФО (IAS) 32 таким образом, чтобы дать возможность компаниям классифицировать определенные выпуски прав на акции, опционы и варранты в качестве долевого инструмента. Эта поправка применяется в случае, если такие права предоставляются на пропорциональной основе всем владельцам одного и того же класса производных долевого инструмента компании с целью приобретения фиксированного количества собственных долевого инструмента компании за фиксированную сумму в любой валюте. Поправка не оказала влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы, поскольку у Группы нет таких инструментов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.20. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Новые и пересмотренные стандарты и интерпретации (продолжение)

Поправка к Интерпретации IFRIC 14 «Предоплаты в отношении требований о минимальном финансировании»

Поправка устраняет нежелательное последствие, когда в отношении компании применяются требования о минимальном финансировании и компания делает предоплату с целью выполнения этих требований. Поправка разрешает компании признавать предоплату в отношении стоимости будущих услуг в качестве пенсионного актива. В отношении Группы не применяются требования о минимальном финансировании, поэтому поправка к интерпретации не оказывает влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.

Усовершенствования МСФО

В мае 2010 года Совет по МСФО выпустил третий комплект поправок к своим стандартам, главным образом, с целью устранения внутренних несоответствий и уточнения формулировок. В отношении каждого стандарта существуют отдельные переходные положения. Применение стандартов (с изменениями), перечисленных ниже, привело к изменению учетной политики, но не оказало влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

- Поправка к МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» внесла изменения в способы оценки неконтрольной доли участия. Компоненты неконтрольных долей участия, которые предоставляют своему владельцу право на пропорциональную долю в чистых активах компании в случае ликвидации, должны оцениваться либо по справедливой стоимости либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Все прочие компоненты должны оцениваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Поправки к МСФО (IFRS) 3 вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2011 года или после этой даты. Поправка не оказала влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы, поскольку Группа прямо или косвенно владеет 100 % капитала своих дочерних компаний.
- Поправка к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» была внесена с целью упрощения требований к раскрытию информации за счет уменьшения объема информации, раскрываемой об удерживаемом обеспечении, и усовершенствования раскрытия информации благодаря требованию об использовании количественной информации в контексте описаний. Поправка не оказала влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.
- Поправка к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» разъясняет, что компания может представить анализ каждого компонента прочего совокупного дохода либо в отчете об изменениях в капитале либо в примечаниях к финансовой отчетности.

Прочие поправки к нижеперечисленным стандартам, принятые в результате проекта «Усовершенствования МСФО», не оказали влияния на учетную политику, финансовое положение или результаты деятельности Группы:

- МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» (Условное вознаграждение, обусловленное сделками по объединению бизнеса, совершенными до принятия МСФО (IFRS) 3 (в редакции 2008 года);
- МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса» (Незамещенные и замещенные на добровольной основе вознаграждения с выплатами, основанными на акциях);
- МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность»;
- МСФО (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.20. Изменения в учетной политике и принципах раскрытия информации (продолжение)

Усовершенствования МСФО (продолжение)

Нижеперечисленные интерпретации и поправки к интерпретациям не оказали влияния на учетную политику, финансовое положение или результаты деятельности Группы:

- Интерпретация IFRIC 13 «Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов» (определение справедливой стоимости бонусных единиц);
- Интерпретация IFRIC 19 «Погашение финансовых обязательств посредством предоставления долевых инструментов».

4.21. Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчетности Группы. В список включены выпущенные стандарты и интерпретации, которые с точки зрения Группы, окажут влияние на раскрытие информации, финансовое положение или финансовые результаты деятельности в случае применения в будущем. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

Поправка к МСФО (IAS) 1 «Финансовая отчетность: представление информации» - «Представление статей прочего совокупного дохода»

Поправки к МСФО (IAS) 1 изменяют группировку статей, представляемых в составе прочего совокупного дохода. Статьи, которые могут быть переклассифицированы в состав прибыли или убытка в определенный момент в будущем (например, в случае прекращения признания или погашения), должны представляться отдельно от статей, которые никогда не будут переклассифицированы. Поправка оказывает влияние исключительно на представление и не затрагивает финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2012 года или после этой даты.

Поправка к МСФО (IAS) 12 «Налог на прибыль» - «Возмещение активов, лежащих в основе отсроченных налогов»

В поправке разъясняется механизм определения отсроченного налога в отношении инвестиционной недвижимости, переоцениваемой по справедливой стоимости. В рамках поправки вводится опровержимое допущение о том, что отсроченный налог на инвестиционную недвижимость, для оценки которой используется модель справедливой стоимости согласно МСФО (IAS) 40 «Инвестиционная недвижимость», должен определяться на основании допущения о том, что ее балансовая стоимость будет возмещена посредством продажи. Кроме того, в поправке введено требование о необходимости расчета отсроченного налога по неамортизируемым активам, оцениваемым согласно модели переоценки в МСФО (IAS) 16 «Основные средства», только на основании допущения о продаже актива. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, которые начинаются 1 января 2012 года или после этой даты.

Поправки к МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам»

Совет по МСФО опубликовал несколько поправок к МСФО (IAS) 19. Они варьируются от фундаментальных изменений (например, исключение механизма коридора и понятия ожидаемой доходности активов плана) до простых разъяснений и изменений формулировки. Поправки вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года.

МСФО (IAS) 27 «Отдельная финансовая отчетность» (в редакции 2011 года)

В результате публикации новых стандартов МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IFRS) 12, МСФО (IAS) 27 в новой редакции ограничивается учетом дочерних, совместно-контролируемых и ассоциированных компаний в отдельной финансовой отчетности. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.21. Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия» (в редакции 2011 года)

В результате публикации новых стандартов МСФО (IFRS) 11 и МСФО (IFRS) 12, МСФО (IAS) 28 получил новое название МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия» и описывает применение метода долевого участия не только в отношении инвестиций в ассоциированные компании, но и в отношении инвестиций в совместные предприятия. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

Поправки к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» - «Усовершенствованные требования в отношении раскрытия информации о прекращении признания»

Поправка требует раскрытия дополнительной информации о финансовых активах, которые были переданы, но признание которых не было прекращено, чтобы дать возможность пользователям финансовой отчетности Группы понять характер взаимосвязи тех активов, признание которых не было прекращено, и соответствующих обязательств. Кроме того, поправка требует раскрытия информации о продолжающемся участии в активах, признание которых было прекращено, чтобы дать пользователям финансовой отчетности возможность оценить характер продолжающегося участия компании в данных активах, признание которых было прекращено, и риски, связанные с этим. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, которые начинаются 1 июля 2011 года или после этой даты. Поправка касается только раскрытия информации и не оказывает влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты: классификация и оценка»

МСФО (IFRS) 9, выпущенный по результатам первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСФО (IAS) 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСФО (IAS) 39. Стандарт вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассмотрит учет хеджирования и обесценение финансовых активов. Ожидается, что проект завершится в 2011 году или в первом полугодии 2012 года. Применение первого этапа МСФО (IFRS) 9 окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов Группы, но не окажет влияния на классификацию и оценку финансовых обязательств. Для представления завершенной картины Группа оценит влияние этого стандарта на соответствующие суммы в финансовой отчетности в увязке с другими этапами проекта после их публикации.

МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность»

МСФО (IFRS) 10 заменяет ту часть МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность», в которой рассматривался учет в консолидированной финансовой отчетности. Стандарт также затрагивает вопросы, которые рассматривались в Интерпретации ПКИ-12 «Консолидация – компании специального назначения». МСФО (IFRS) 10 предусматривает единую модель контроля, которая применяется в отношении всех компаний, включая компании специального назначения. Изменения, вносимые стандартом МСФО (IFRS) 10, потребуют от руководства значительно большего объема суждений при определении того, какие из компаний контролируются и, следовательно, должны консолидироваться материнской компанией, чем при применении требований МСФО (IAS) 27. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

МСФО (IFRS) 11 «Соглашения о совместной деятельности»

МСФО (IFRS) 11 заменяет ту часть МСФО (IAS) 31 «Участие в совместной деятельности» и Интерпретацию ПКИ-13 «Совместно контролируемые компании – немонетарные вклады участников». МСФО (IFRS) 11 исключает возможность учета совместно-контролируемых компаний методом пропорциональной консолидации. Вместо этого совместно-контролируемые компании, удовлетворяющие определению совместных компаний, учитываются по методу долевого участия. Применение этого стандарта не окажет влияния на финансовое положение Группы. Это обусловлено тем, что Группа в отношении учета совместно-контролируемых компаний применяет метод долевого участия.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

4.21. Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»

МСФО (IFRS) 12 содержит все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСФО (IAS) 27 в части консолидированной финансовой отчетности, а также все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСФО (IAS) 31 и МСФО (IAS) 28. Эти требования к раскрытию информации относятся к долям участия компании в дочерних компаниях, совместной деятельности, ассоциированных и структурированных компаниях. Введены также определенные новые требования к раскрытию информации. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»

МСФО (IFRS) 13 объединяет в одном стандарте все указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО (IFRS) 13 не вносит изменений в то, когда компании обязаны использовать справедливую стоимость, а предоставляет указания относительно оценки справедливой стоимости МСФО, когда использование справедливой стоимости требуется или разрешается. В настоящее время Группа оценивает влияние применения данного стандарта на финансовое положение и результаты финансовой деятельности. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года или после этой даты.

5. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений и определения оценочных значений и допущений на конец отчетного периода, которые влияют на представляемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать в будущем существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых принимаются подобные допущения и оценки.

Оценочные значения и допущения

Основные допущения о будущем и прочие основные источники неопределенности в оценках на отчетную дату, которые могут послужить причиной существенных корректировок балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, рассматриваются ниже. Допущения и оценочные значения Группы основаны на исходных данных, которыми она располагала на момент подготовки консолидированной финансовой отчетности. Однако текущие обстоятельства и допущения относительно будущего могут изменяться ввиду рыночных изменений или неподконтрольных Группе обстоятельств. Такие изменения отражаются в допущениях по мере того, как они происходят.

Переоценка основных средств

Последняя переоценка основных средств была проведена по состоянию на 30 июня 2010 года (предыдущая переоценка была проведена по состоянию на 30 июня 2007 года), за исключением основных средств VINL, которые были переоценены по состоянию на 31 декабря 2010 года. Переоценка была проведена на основе оценки, проведенной независимыми профессиональными компаниями по оценке недвижимости, осуществляющими деятельность на основе соответствующей лицензии. Используемая методология основывалась на затратном (для специализированных активов - метод амортизированных затрат замещения), сравнительном (метод сравнения продаж) и доходном подходе.

При применении затратного подхода использовались определенные ключевые элементы, такие как:

- полная стоимость воспроизводства или замещения (сумма затрат создания объекта сравнимой полезности с использованием проекта и материалов, используемых на рынке в настоящее время);
- оставшийся срок полезной службы;
- нормативный срок службы;
- износ (физический износ, функциональный износ, экономическое устаревание)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Оценочные значения и допущения (продолжение)

Переоценка основных средств (продолжение)

Сравнительный подход использовался косвенно, в рамках затратного подхода, при определении справедливой стоимости тех объектов основных средств, для которых на дату оценки существовал развитый рынок, и существовала возможность получения информации о предложениях продажи объектов – аналогов (неспециализированные объекты недвижимости, транспортные средства, пресовое и грузоподъемное оборудование). Сравнительный подход подразумевает сравнение оцениваемого объекта с продажами аналогичных объектов, которые имели место на рынке. В большинстве случаев стоимость определялась на основе цен предложений.

Процедуры доходного подхода использовались для определения экономического износа (устаревания).

Наиболее важными допущениями, использованными при оценке доходным подходом, были:

- объемы транспортировки;
- долгосрочный темп роста (уровня инфляции) – 3,54 процентов;
- ставка дисконтирования – 11,6 процентов;
- ликвидационная стоимость основных средств в конце прогнозного периода - 5% от стоимости основных средств (исключая земельные участки и технологическую нефть).

По результатам доходного подхода, экономического износа не было выявлено.

Оценка была произведена в соответствии с Международными стандартами оценки.

Переоценка технологической нефти

Переоценка технологической нефти проводится ежегодно по состоянию на 30 сентября ввиду того, что колебания справедливой стоимости нефти достаточно часты и значительны. Технологическая нефть была переоценена по состоянию на 30 сентября 2011 года.

Следующие суждения были приняты во внимание руководством Группы при определении справедливой стоимости технологической нефти:

- технологическая нефть является неотъемлемой частью процесса эксплуатации трубопровода, без которой транспортировка невозможна и соответственно объект оценки является специализированным активом;
- технологическая нефть не может быть продана или иным образом использована в результате ограничений, наложенных Антимонопольным комитетом;
- тарифы тщательно отслеживаются Антимонопольным комитетом и Правительством для того, чтобы предупредить их негативное влияние на общенациональный индекс в стране, и следовательно могут быть установлены на уровне, которые не позволят возместить стоимость нефти, если она была бы оценена по международной рыночной цене;
- на Группу влияют правила, установленные КМГ, и если бы было принято решение продать определенную часть нефти, при условии утверждения такого решения Антимонопольным комитетом, она может быть продана только торговому подразделению группы КМГ по внутренней цене; и если Группа потребовалось бы приобрести дополнительную нефть для наполнения новых частей трубопровода, она бы приобрела ее у предприятий группы КМГ по такой же внутренней цене.

Принимая во внимание все эти факторы, руководство пришло к заключению, что наиболее подходящей ценой для технологической нефти в трубопроводе для отражения справедливой стоимости, которая была бы определена информированным участником рынка на 31 декабря 2011 года, была бы цена в размере 184 доллара США (27.290 тенге) за тонну (2010: 143 доллара США (21.111 тенге) за тонну; 2009: 125 долларов США (18.579 тенге) за тонну). По итогам проведенного теста на адекватную прибыльность в рамках оценки технологической нефти с использованием доходного подхода экономического износа не выявлено.

По состоянию на 31 декабря 2011 года объем нефти в трубопроводе, включенный в состав основных средств, составлял 2.157 тысяч тонн (2010: 2.136 тысяч тонн; 2009: 2.101 тысяча тонн).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Оценочные значения и допущения (продолжение)

Обесценение основных средств

Определение обесценения основных средств предполагает использование суждений, которые включают, но не ограничиваются, причину, срок и сумму обесценения. Обесценение основывается на большом количестве факторов, таких как текущая конкурентная среда, ожидаемый рост отрасли, изменение в доступности финансирования в будущем, технологическое устаревание, прекращение оказания услуг, текущие затраты на замещение и другие изменения условий, которые указывают на существование обесценения.

Возмещаемая сумма и справедливая стоимость обычно определяются с помощью метода дисконтированного потока денежных средств, который включает обоснованные допущения участника рынка. Установление показателей обесценения, оценка будущих потоков денежных средств и определение справедливой стоимости активов (или группы активов) требуют от руководства существенных суждений, касающихся определения и подтверждения показателей обесценения, ожидаемых потоков денежных средств, применимых ставок дисконта, полезного срока службы и остаточной стоимости.

Определение возмещаемой суммы генерирующей единицы предполагает использование оценок руководства. Методы, использованные для определения стоимости использования, включают методы дисконтированного потока денежных средств. Эти оценки, включая используемые методологии, могут оказать существенное влияние на справедливую стоимость и, в конечном счете, на сумму любого обесценения основных средств.

В 2011 году Группа признала убыток от обесценения на сумму 15.666.218 тысяч тенге (2010: 30.305.298 тысяч тенге; 2009: 1.489.079 тысяч тенге), из которых обесценение на сумму 6.874.316 тысяч тенге (2010: 22.333.457 тысяч тенге; 2009: 1.246.788 тысяч тенге) были признаны в прибылях и убытках и 8.791.902 тысяч тенге (2010: 7.971.841 тысяч тенге; 2009: обесценение на сумму 242.291 тысяч тенге) были признаны в капитале (*Примечание 7*).

Срок полезной службы основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСБУ 8 «Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки».

Обязательство по выводу из эксплуатации

У Группы есть конструктивные обязательства по проведению ликвидационных работ по демонтажу трубопровода и оборудованию, относящемуся к трубопроводу после прекращения эксплуатации трубопровода. Это возможно в случае если запасы нефти компании, находящиеся в трубопроводе полностью истощены либо трубопроводы устарели настолько, что не подлежат ремонту и Группа должна ликвидировать данные трубопроводы. Руководство Группы не считает, что у Группы есть либо будут значительные обязательства, относящиеся к восстановлению окружающей среды вследствие вывода из эксплуатации трубопроводов на 31 декабря 2011 года. В результате этого резервы под обязательства по ликвидации активов не были признаны в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Возможные изменения в законодательстве в будущем либо аварийные ситуации могут обязать Группу признать обязательства по окружающей среде либо предпринять меры при выводе из эксплуатации.

Резервы по сомнительным долгам

Группа создает резервы по сомнительной дебиторской задолженности, авансам выданным поставщикам и прочим активам. При оценке сомнительных счетов во внимание принимаются предыдущие и ожидаемые результаты деятельности заказчика. Изменения в экономике, отрасли или конкретных характеристиках заказчика могут потребовать корректировок по резерву на сомнительные счета, учтенному в консолидированной финансовой отчетности. На 31 декабря 2011, 2010 и 2009 годов резервы по сомнительным счетам были сформированы в сумме 115.747 тысяч тенге, 599.570 тысяч тенге и 2.632.193 тысячи тенге, соответственно (*Примечания 10, 12, 13 и 14*).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Оценочные значения и допущения (продолжение)

Резервы по налогам

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие.

Требуется существенное суждение руководства для оценки суммы возможного обязательства Группы и суммы, которая подлежит уточнению по результатам судебного разбирательства. По состоянию на 31 декабря 2011 года резерв по налогам составлял 227.646 тысяч тенге (2010: 3.944.960 тысяч тенге; 2009: 4.519.823 тысячи тенге), что, по мнению руководства Группы, являлось наилучшей оценкой суммы, которую Группа должна была бы выплатить, если апелляции не будут удовлетворены или судебные разбирательства не завершатся в пользу истца. По итогам судебного разбирательства от 25 мая 2011 года в суде высшей инстанции ходатайство Налогового Комитета по доначислению сумм налогов было оставлено без удовлетворения, в связи с чем в 2011 году Группа сторнировала резерв на сумму 3.718.848 тысяч тенге (*Примечание 25*).

Активы по отсроченному налогу

Отложенные налоговые активы признаются в той мере, в которой является вероятным получения налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены налоговые убытки. Для определения суммы отложенных налоговых активов, которую можно признать в консолидированной финансовой отчетности, на основании вероятных сроков получения и величины будущей налогооблагаемой прибыли, а также стратегии налогового планирования, необходимо существенное суждение руководства. Сумма признанных активов по отсроченному налогу на 31 декабря 2011 года составила 2.913.773 тысяч тенге (2010: 2.541.633 тысяч тенге; 2009: 2.377.665 тысяч тенге) (*Примечание 35*).

Вознаграждения работникам

Стоимость долгосрочных вознаграждений работникам до и после выхода на пенсию и приведенная стоимость обязательств устанавливается с использованием актуарного метода. Актуарный метод подразумевает использование различных допущений, которые могут отличаться от фактических результатов в будущем. Актуарный метод включает допущения о ставках дисконтирования, росте заработной платы в будущем, уровне смертности и росте вознаграждений работникам в будущем. Ввиду сложности оценки основных допущений и долгосрочного характера обязательств по вознаграждениям работникам по окончании трудовой деятельности подобные обязательства высокочувствительны к изменениям этих допущений. Все допущения пересматриваются на каждую отчетную дату.

В связи с отсутствием активного рынка корпоративных ценных бумаг в Казахстане, при определении соответствующей ставки дисконтирования руководство Группы учитывает процентные ставки государственных ценных бумаг (МЕОКАМ) с экстраполированными сроками погашения, соответствующими ожидаемому сроку действия обязательства по вознаграждению по окончании трудовой деятельности. Качество соответствующих ценных бумаг в дальнейшем регулярно анализируется.

Уровень смертности основывается на находящихся в открытом доступе таблицах смертности. Будущее увеличение размеров заработной платы и увеличение размеров пенсий основывается на ожидаемых будущих темпах инфляции.

Более подробная информация об использованных допущениях приводится в *Примечании 20*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. БАЛАНСОВАЯ СТОИМОСТЬ АКЦИИ И ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

Суммы базовой прибыли на акцию рассчитаны путем деления чистой прибыли за год, приходящейся на держателей простых акций материнской компании Группы, на средневзвешенное количество простых акций в обращении в течение года.

Поскольку Компания, как материнская компания Группы, не выпускает конвертируемых финансовых инструментов, Группа базовая прибыль на акцию равна разведенной прибыли на акцию.

Ниже приводится информация о прибыли и количестве акций, которая использована в расчетах базовой прибыли на акцию.

<i>В тысячах тенге</i>	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Чистая прибыль, приходящаяся на держателей простых акций материнской компании Группы	25.945.397	19.618.301	15.538.432
Средневзвешенное количество простых акций для расчета базовой прибыли на акцию	33.766.630	32.916.055	32.916.055
Базовая прибыль на акцию, в отношении прибыли за отчетный год, приходящейся на держателей простых акций Компании, как материнской компании Группы <i>(в тенге)</i>	768	596	472

Ниже представлена балансовая стоимость одной простой акции в соответствии с требованиями КФБ для материнской компании Группы:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Итого Активов	450.028.927	418.714.755	325.333.143
Минус: Нематериальные активы	(6.229.037)	(7.189.956)	(9.805.960)
Минус: Итого Обязательства	(78.530.841)	(80.399.957)	(82.530.398)
Чистые активы для расчета балансовой стоимости простой акции	365.269.049	331.124.842	232.996.785
Количество простых акций	34.617.204	32.916.055	32.916.055
Балансовая стоимость одной простой акции <i>(в тенге)</i>	10.552	10.060	7.079

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В тысячах тенге	Земля	Трубо- проводы	Транспорт- ные активы	Здания	Машины и оборудо- вание	Технологи- ческая нефть	Прочее	Незавершен- ное строитель- ство	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2009 года	14,542,841	52,622,416	6,188,045	34,863,857	68,457,665	38,319,922	9,670,298	7,956,066	232,621,110
Влияние пересчета валюты	3,449,784	—	(120,914)	1,008,952	1,950,991	—	406,709	(69,219)	6,626,303
Поступления	153,097	25,595	1,590,503	1,490,801	1,645,618	297,200	577,267	23,537,160	29,317,241
Выбытия	(192,992)	(298,364)	(67,733)	(1,022,387)	(936,838)	(150,879)	(1,748,840)	(275,538)	(4,693,571)
Износ	—	(4,399,467)	(697,079)	(1,750,277)	(7,896,781)	—	(1,706,592)	—	(16,450,196)
Накопленный износ по выбытиям	—	265,771	30,379	111,718	423,424	—	194,244	—	1,025,536
Обесценение (через прибыли и убытки)	(30,150)	(129,751)	(849)	(815,675)	(83,148)	—	(31,874)	—	(1,246,788)
Обесценение (резерв переоценки)	—	(206,903)	—	(13,961)	(20,508)	—	(919)	—	(242,291)
Переоценка (резерв переоценки)	3,318,976	—	46,615	—	—	—	—	—	—
Переведено с незавершенного строительства	469	4,617,660	218,733	4,663,086	10,225,813	718,327	894,718	35,071	5,013,707
Переведено в нематериальные активы	(4,746,533)	—	—	—	—	—	1,297,410	(21,023,171)	—
Перемещения и переводы	3,792,311	2,074,273	(532,915)	(3,517,773)	(1,875,918)	—	—	(173,936)	(4,920,469)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	20,287,803	54,571,230	6,654,785	35,018,341	71,890,318	39,048,414	9,612,443	9,967,248	247,050,582
Влияние пересчета валюты	(129,203)	—	(10,262)	(30,526)	(43,282)	—	(12,292)	(3,171)	(228,736)
Поступления	30,603	50,989	600,786	26,148	1,419,762	18,575	716,669	22,162,567	25,026,099
Выбытия	(208,864)	(1,115,453)	(130,447)	(400,365)	(163,356)	(17,784)	(144,221)	(447,422)	(2,627,912)
Износ	—	(6,880,516)	(978,090)	(3,878,545)	(7,736,693)	—	(1,779,819)	—	(21,253,663)
Накопленный износ по выбытиям	—	1,090,917	41,903	69,651	81,054	—	105,224	—	1,388,749
Обесценение (через прибыли и убытки)	(7,342,309)	(4,208,402)	(753,200)	(3,638,249)	(5,777,329)	—	(653,212)	—	(22,800,390)
Обесценение (резерв переоценки)	(60,125)	(1,328,547)	(19,990)	(90,780)	(6,443,613)	—	(28,786)	—	(7,971,841)
Переоценка (резерв переоценки)	2,883,849	41,180,232	1,409,947	38,088,004	14,671,416	5,969,407	1,967,458	786,476	106,956,789
Восстановление резерва по обесценению (через прибыли и убытки)	466,933	—	—	—	—	—	—	—	—
Переведено с незавершенного строительства	15,938	4,413,219	212,491	7,931,312	10,480,277	—	887,906	(23,941,143)	466,933
Переведено в нематериальные активы	—	—	—	—	—	—	—	(484,051)	—
Перемещения и переводы	—	3,163,996	(231,051)	(16,420)	(3,357,663)	—	414,302	26,836	(484,051)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	15,944,625	90,937,665	6,796,872	73,078,571	75,020,891	45,090,713	11,085,672	7,567,550	325,522,559

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В тысячах тенге	Земля	Трубо- проводы	Транспорт- ные активы	Здания	Машины и оборудо- вание	Технологи- ческая нефть	Прочее	Незавер- шенное строитель- ство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	15.944.625	90.937.665	6.796.872	73.078.571	75.020.891	45.090.713	11.085.672	7.567.550	325.522.559
Влияние пересчета валюты	32.977	—	359.123	792.840	(903.405)	—	(18.505)	113.176	376.206
Поступления	192.386	765.482	616.071	1.766.247	2.010.881	6.945	997.231	28.515.312	34.870.555
Выбытия	(3.581)	(186.521)	(41.196)	(745.484)	(172.285)	(1.728)	(172.452)	(320.670)	(1.643.917)
Износ	—	(9.320.851)	(1.094.561)	(6.313.079)	(8.181.093)	—	(1.928.669)	—	(26.838.253)
Накопленный износ по выбытиям	—	161.344	36.832	47.033	95.796	—	121.666	—	462.671
Обесценение (через прибыли и убытки)	(5.320.693)	(73.367)	(124.319)	(858.623)	(654.279)	—	(19.181)	—	(7.050.462)
Обесценение (резерв переоценки)	(136.943)	(244.996)	(142.275)	(5.931.915)	(2.301.384)	—	(34.389)	—	(8.791.902)
Переоценка (резерв переоценки)	—	—	—	—	—	13.582.220	—	—	13.582.220
Восстановление резерва по обесценению (через прибыли и убытки)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Переведено с незавершенного строительства	17.197	2.896.812	133.304	3.035.890	6.230.224	175.822	1.474.425	324	176.146
Переведено в нематериальные активы	—	—	—	—	(4.347)	—	(3.279)	(143.719)	(151.345)
Перемещения и переводы	—	(13.002)	(137.151)	6.702.971	(4.585.667)	—	(1.862.025)	(105.126)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	10.725.968	84.922.566	6.402.700	71.574.451	66.555.332	58.853.972	9.640.494	21.838.995	330.514.478

Основные средства переоцениваются в зависимости от изменений в справедливой стоимости основных средств. Группа обычно производит переоценку основных средств один раз в три года, за исключением технологической нефти, переоцениваемой ежегодно по состоянию на 30 сентября, так как колебания справедливой стоимости нефти достаточно часты и значительны. Основные средства Группы были переоценены по справедливой стоимости на 30 июня 2010 года, за исключением основных средств ВИН, переоцененных на 31 декабря 2010 года. Переоценка была произведена на основе отчетов независимых оценщиков, имеющих признанную и соответствующую квалификацию и опыт (Примечание 5).

В результате переоценки накопленный износ был элиминирован в счет балансовой стоимости основных средств, и чистая балансовая стоимость приведена к переоцененной стоимости основных средств.

В 2011 году поступления основных средств включают поступление участка нефтепровода Туймазы-Омск-Новосибирск 2 с сопутствующими объектами инфраструктуры и земельными участками на общую сумму 1.701.149 тысячи тенге в счет оплаты КМГ выпущенных Группой акций (Примечание 18).

По состоянию на 31 декабря 2011 года незавершенное строительство в основном включает строящиеся производственные объекты: магистральные нефтепроводы (в том числе строительство магистрального нефтепровода Кумколь-Карақоин, реализуемого в рамках межгосударственного проекта строительства нефтепровода Казахстан-Китай), реконструкцию системы пожаротушения, реконструкцию электроснабжения объектов и другие.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 годов незавершенное строительство в основном включало строящиеся активы по транспортировке нефти: насосные станции, резервуары, газоуловительные и дренажные системы, насосные системы, реконструкцию и расширение: системы промышленной безопасности производственных объектов, головной нефтеперекачивающей станции «Кенкияк», системы автоматизации производственных процессов и производственно-технологической связи.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2011 года незавершенное строительство включало материалы и запасные части в сумме 10.664.024 тысяч тенге (2010: 1.199.074 тысяч тенге; 2009: 1.174.163 тысячи тенге), которые были приобретены для строительных работ.

По состоянию на 31 декабря 2011 года стоимость полностью амортизированных, но до сих пор находящихся в использовании основных средств, составила 1.792.193 тысячи тенге (2010: 726.349 тысяч тенге; 2009: 9.484.936 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2011 года стоимость временно неиспользуемых основных средств составила 1.521.241 тысяча тенге (2010: 1.439.892 тысячи тенге; 2009: 879.841 тысяча тенге).

30 сентября 2011 года WINL, дочерняя организация Группы со 100%-ой долей в уставном капитале, признал убыток от обесценения основных средств в сумме 15.038.812 тысяч тенге. Это обесценение было признано исходя из снижения плановой выручки. Руководство оценило что активы не будут возмещены в ходе обычной операционной деятельности (Примечание 8).

Балансовая стоимость каждого переоцененного класса основных средств, которые были бы включены в консолидированную финансовую отчетность, если бы активы были учтены по первоначальной стоимости за вычетом накопленного износа и накопленного обесценения, представлены следующим образом:

	Земля	Здания	Машины и оборудо- вание	Трубопро- воды	Транспорт- ные активы	Технологи- ческая нефть	Прочие	Незавер- шенное строитель- ство	Итого
На 31 декабря 2011 г.	12.120.206	35.772.599	53.908.121	42.228.209	5.213.019	1.172.541	7.737.682	21.740.845	179.893.221
На 31 декабря 2010 г.	19.998.618	34.157.493	56.020.495	43.015.633	5.084.114	1.165.650	8.254.102	7.280.949	174.977.054
На 31 декабря 2009 г.	20.217.348	28.000.332	46.491.605	39.067.769	12.251.254	1.147.561	7.653.863	49.697.762	204.527.494

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Гудвил	Лицензии	Программное обеспечение	Права на землепользование	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2009 года	2.151.310	56.327	1.281.186	–	708.243	4.197.066
Поступления	–	2.894	65.359	–	42.260	110.513
Выбытия	–	–	(5.173)	–	(184.491)	(189.664)
Амортизация	–	(16.912)	(432.907)	(170.388)	(149.704)	(769.911)
Накопленный износ по выбытиям	–	–	4.851	–	–	4.851
Обесценение	(1.306.548)	–	–	–	–	(1.306.548)
Переведено с основных средств	–	–	173.936	4.746.533	–	4.920.469
Пересчет валюты	1.526.030	–	845	1.164.699	147.610	2.839.184
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	2.370.792	42.309	1.088.097	5.740.844	563.918	9.805.960
Поступления	–	4.489	115.293	–	11.284	131.066
Выбытия	–	–	(25.433)	–	(1.986)	(27.419)
Амортизация	–	(16.551)	(450.217)	(195.652)	(155.295)	(817.715)
Накопленный износ по выбытиям	–	–	25.289	–	82	25.371
Обесценение	(2.370.792)	–	–	–	–	(2.370.792)
Переведено с основных средств	–	234.547	249.504	–	–	484.051
Пересчет валюты	–	(296)	(12)	(37.147)	(3.111)	(40.566)
Перемещения и переводы	–	(4.273)	4.571	–	(298)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2010 года	–	260.225	1.007.092	5.508.045	414.594	7.189.956
Поступления	–	22.908	265.790	–	523	289.221
Выбытия	–	(1.118)	(14.110)	–	–	(15.228)
Амортизация	–	(67.986)	(443.905)	(321.978)	(54.894)	(888.763)
Накопленный износ по выбытиям	–	1.118	10.933	–	–	12.051
Обесценение через прибыли и убытки	–	–	–	(534.870)	–	(534.870)
Переведено с основных средств	–	9.056	142.289	–	–	151.345
Пересчет валюты	–	(294)	639	23.203	1.777	25.325
Перемещения и переводы	–	28.564	(32.354)	–	3.790	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2011 года	–	252.473	936.374	4.674.400	365.790	6.229.037

<i>В тысячах тенге</i>	Гудвил	Лицензии	Программное обеспечение	Права на землепользование	Прочие	Итого
По состоянию на 31 декабря 2011 года						
Первоначальная стоимость	21.374.497	377.246	3.555.659	5.860.598	742.115	31.910.115
Обесценение	(21.374.497)	–	–	(534.870)	–	(21.909.367)
Накопленная амортизация	–	(124.773)	(2.619.285)	(651.328)	(376.325)	(3.771.711)
Балансовая стоимость	–	252.473	936.374	4.674.400	365.790	6.229.037
По состоянию на 31 декабря 2010 года						
Первоначальная стоимость	21.230.473	316.958	3.194.362	5.902.831	733.635	31.378.259
Обесценение	(21.230.473)	–	–	–	–	(21.230.473)
Накопленная амортизация	–	(56.733)	(2.187.270)	(394.786)	(319.041)	(2.957.830)
Балансовая стоимость	–	260.225	1.007.092	5.508.045	414.594	7.189.956
По состоянию на 31 декабря 2009 года						
Первоначальная стоимость	21.230.473	82.745	2.850.159	5.939.978	728.587	30.831.942
Обесценение	(18.859.681)	–	–	–	–	(18.859.681)
Накопленная амортизация	–	(40.436)	(1.762.062)	(199.134)	(164.669)	(2.166.301)
Балансовая стоимость	2.370.792	42.309	1.088.097	5.740.844	563.918	9.805.960

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Проверка на предмет обесценения предприятий Грузии

ВНЛ включает в себя следующие единицы, генерирующие денежные потоки:

- Нефтяной Терминал Батуми («НТБ»)
- Морской Порт Батуми («МПБ»)

Группа ежегодно пересматривает подразделения, генерирующие денежные потоки (ЕГДП), на наличие индикаторов обесценения и рассматривает как внутренние так и внешние источники для оценки ЕГДП на обесценение. В результате анализа, проведенного в 2011, 2010 и 2009 годах, Группа выявила индикаторы обесценения по двум ЕГДП: НТБ и МПБ. В 2011 году значительное обесценение было вызвано уменьшением запланированной выручки.

Обесценение гудвила в 2009 и 2010 годах

Так как деятельность двух ЕГДП взаимосвязана, они рассматривались как единая ЕГДП для целей проверки на предмет обесценения гудвила. Группа произвела ежегодный тест на обесценение по состоянию на 30 сентября 2010 года (2009: 30 сентября 2009 года). Возмещаемая стоимость была определена путем расчета ценности от использования активов на основе прогнозируемых денежных потоков на десять лет. Ставка дисконтирования до налогообложения, применяемая к прогнозируемым денежным потокам, составила в 2010 году составила 19,98% (2009: 19,11%) и являлась средневзвешенной стоимостью капитала ВНЛ.

В результате данного анализа руководство выявило в 2010 году обесценение, в результате которого оставшаяся сумма гудвила, в размере 2.370.792 тысячи тенге, была списана (2009: 1.306.548 тысяч тенге), что было отражено в отчете о совокупном доходе в 2010 году.

Обесценение основных средств в 2011 году

В результате проверки на предмет обесценения в 2009 и в 2010 году гудвил был полностью обесценен. Соответственно, убытки от обесценения, выявленные в 2011 году, были распределены на основные средства и нематериальные активы.

МПБ ЕГДП:

Возмещаемая стоимость МПБ ЕГДП была определена на основе ценности от использования с использованием прогноза потока денежных средств по данным финансового бюджета на 10 лет, утвержденного высшим руководством. Прогнозные данные потока денежных средств были обновлены для отражения снижения уровня переделки. Ставка дисконта до налогообложения, использованная при прогнозе потока денежных средств, составляет 16,53%, потоки денежных средств, выше 10 лет экстраполированы с учетом 1,77% коэффициента роста, который соответствует средней долгосрочной ставке инфляции. В результате обновленного анализа руководство определило убытки от обесценения МПБ в сумме 1.517.224 тысяч тенге, из которых 982.354 тысяч тенге были распределены на основные средства и 534.870 тысяч тенге были распределены на права на землепользование, соответственно

НТБ ЕГДП:

Возмещаемая стоимость НТБ ЕГДП была также определена на основе ценности от использования с использованием прогноза потока денежных средств по данным финансового бюджета на 10 лет, утвержденного высшим руководством. Прогнозные данные потоков денежных средств были обновлены для отражения снижения уровня переделки. Ставка дисконта до налогообложения, использованная при прогнозе потока денежных средств, составляет 16,19%. Коэффициента роста, использованный для экстраполяции потоков денежных средств свыше 10 летнего периода составляет 1,77%, который соответствует средней долгосрочной ставке инфляции. В результате обновленного анализа, руководство определило убытки от обесценения НТБ в сумме 14.056.458 тысяч тенге, вся сумма была распределена на основные средства.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Проверка на предмет обесценения предприятий Грузии (продолжение)

Ключевые допущения, использованные при расчете ценности от использования активов

При расчете ценности от использования активов для каждого подразделения, генерирующих денежные потоки, наибольшее значение имели допущения, сделанные в отношении следующих показателей:

- Ставки дисконтирования;
- Тарифы в течение планируемого периода; и
- Объемы перевалки нефти и грузов.

Ставки дисконтирования. Ставки дисконтирования отражают текущие рыночные оценки рисков, присущих подразделению, генерирующему денежные потоки. Ставка дисконтирования определялась как средневзвешенная стоимость капитала VINL.

Тарифы в течение планируемого периода. Морской Порт Батуми и Нефтяной Терминал Батуми устанавливают тарифы на перевалку грузов и нефти индивидуально на основе объемов перевалки, истории взаимоотношений, а также рыночных тенденций на дату заключения договора на перевалку.

Объемы перевалки нефти и грузов. Данные допущения важны, поскольку, наравне с использованием темпов роста по отрасли, руководство оценивает, как будущие изменения объемов перевалки нефти и грузов через порты Черного моря повлияют на деятельность VINL.

Чувствительность к изменениям в ключевых допущениях

Возможное изменение в любом из перечисленных выше ключевых допущениях относительно оценки ценности использования может привести к дальнейшим убыткам от обесценения. Влияние ключевых допущений на возмещаемую стоимость описаны ниже:

Ставки дисконтирования. Руководство принимает во внимание возможность того, что средневзвешенная стоимость капитала будет выше установленная. Любое увеличение в ставках дисконтирования приведет к последующему обесценению.

Долгосрочные темпы роста. Руководство принимает во внимание возможность того, что долгосрочные темпы роста будут выше установленных. Любое увеличение в долгосрочных темпах роста приведет к последующему обесценению.

Тарифы применяемые к плановым периодам. Увеличение в тарифах, запланированных Руководством для целей тестирования гудвила на обесценение, ссылается на соответствующие затраты. В случае если Группа будет не в состоянии удержать тарифы на уровне покрывающем соответствующие затраты, возможно последующее обесценение.

9. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
ККТ	22.879.691	—	—
МунайТас	9.539.213	9.118.148	5.262.464
	32.418.904	9.118.148	5.262.464

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ (продолжение)

В течение 2011 года Группа признала свою долю в прибыли МунайГас в сумме 421.065 тысячи тенге (2010: 62.702 тысячи тенге; 2009: 376.931 тысячу тенге). В 2011 году Группа не признала долю в прочем совокупном доходе МунайГас (2010: доля в прочем совокупном доходе 4.169.853 тысячи тенге; 2009: доля в прочем совокупном убытке составила 499 тысяч тенге). В 2011 году МунайГас не выплачивал дивиденды. Общая сумма дивидендов, полученных от МунайГас в 2010 и 2009 годах, составила 376.871 тысяча тенге и 765.020 тысяч тенге соответственно, что приводило к соответствующему изменению балансовой стоимости инвестиций в 2010 и 2009 годах.

Сумма инвестиции в ККТ была доведена до нуля в 2009 году в связи со значительным убытком данного предприятия, превышающем балансовую стоимость инвестиций (доля Группы в убытках ККТ за 2009 год составила 18.563.447 тысяч тенге, в прочем совокупном доходе 42.421 тысяч тенге). Доля Группы в непризнанных убытках ККТ составила 15.231.970 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года (доля Группы в чистых активах ККТ на 1 января 2009 года составляла 3.289.056 тысяч тенге). В течение 2010 года доля Группы в прибылях ККТ составила 7.173.561 тысяча тенге и в прочем совокупном убытке 1.772 тысячи тенге. На 31 декабря 2010 года доля Группы в непризнанных убытках ККТ составила 8.060.181 тысячу тенге. Соответственно, балансовая стоимость инвестиций в ККТ по состоянию на 31 декабря 2010 года была равна нулю. За 2011 год доля Группы в прибыли ККТ составила 9.241.644 тысячи тенге, а доля в прочем совокупном доходе 21.698.228 тысяч тенге, что привело к отражению по состоянию на 31 декабря 2011 года балансовой стоимости инвестиций в ККТ на сумму 22.879.691 тысячу тенге.

В таблицах ниже обобщенно представлена финансовая информация о совместных предприятиях (пропорциональная доля Группы):

В тысячах тенге 31 декабря 2011 г. 31 декабря 2010 г. 31 декабря 2009 г.

Доля в суммарных активах и обязательствах совместных предприятий

Краткосрочные активы	17.317.510	6.731.501	20.527.980
Долгосрочные активы	136.015.551	110.091.333	104.572.910
Краткосрочные обязательства	(8.759.544)	(9.472.860)	(9.573.644)
Долгосрочные обязательства	(112.154.613)	(106.292.007)	(125.496.752)

Доля в чистых активах	32.418.904	1.057.967	(9.969.506)
------------------------------	-------------------	-----------	-------------

В тысячах тенге 2011 2010 2009

Суммарная выручка и чистая прибыль совместных предприятий за год			
Выручка	30.312.259	26.913.132	14.442.050
Чистая прибыль / (убыток)	9.662.709	7.236.263	(18.186.516)

10. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ПОСТАВЩИКАМ ЗА ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В тысячах тенге 31 декабря 2011 г. 31 декабря 2010 г. 31 декабря 2009 г.

Авансы третьим сторонам за основные средства	638.912	516.852	1.986.058
Минус: резерв по сомнительным долгам	-	(99.330)	(99.330)
	638.912	417.522	1.886.728

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ПОСТАВЩИКАМ ЗА ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

Движение резерва по сомнительным долгам, представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
На 1 января	99.330	99.330	134.846
Начисление за год	–	–	4.490
Сторнирование резерва	–	–	(40.006)
Списано авансов за счет резерва	(99.330)	–	–
На 31 декабря	–	99.330	99.330

Авансы, выданные поставщикам за основные средства, выражены в следующих валютах:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
В тенге	546.011	402.782	1.854.261
В долларах США	63.518	11.498	19.589
В евро	–	3.095	2.532
В иной валюте	29.383	147	10.346
	638.912	417.522	1.886.728

11. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Запасные части	962.954	1.259.136	1.750.977
Топливо	710.189	898.192	873.526
Строительные материалы	155.431	93.146	104.651
Химические реагенты	126.207	213.070	183.127
Товары	82.744	43.476	23.813
Прочие	801.184	740.832	471.933
Минус: резерв по устаревшим и неликвидным товарно-материальным запасам	(54.278)	(56.764)	(215.322)
	2.784.431	3.191.088	3.192.705

Движение резерва по устаревшим и неликвидным товарно-материальным запасам, представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
На 1 января	56.764	215.322	372.869
Начисление за год	3.512	3.131	158.083
Списание товарно-материальных запасов	(5.243)	(155.315)	(42.683)
Сторнирование резерва	(620)	(6.115)	(276.264)
Эффект курсовой разницы	(135)	(259)	3.317
На 31 декабря	54.278	56.764	215.322

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Дебиторская задолженность за услуги транспортной экспедиции по транспортировке нефти	4.637.780	4.034.085	4.722.309
Торговая дебиторская задолженность связанных сторон (Примечание 37)	1.969.984	1.294.220	913.623
Торговая дебиторская задолженность третьих сторон	917.274	1.043.959	836.130
Прочая дебиторская задолженность третьих сторон	218.168	623.179	871.868
Прочая дебиторская задолженность связанных сторон (Примечание 37)	58.485	55.281	46.267
Минус: резерв на обесценение торговой и прочей дебиторской задолженности	(112.304)	(498.177)	(354.940)
	7.689.387	6.552.547	7.035.257

Изменения в резерве на обесценение торговой и прочей дебиторской задолженности представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
На 1 января	498.177	354.940	427.269
Начисление за год	63.653	91.857	98.246
Списание дебиторской задолженности	(425.841)	(21.228)	(94.350)
Сторнирование резерва	(24.498)	(33.444)	(63.250)
Пересчет валют	813	(604)	–
Реклассификации	–	106.656	(12.975)
На 31 декабря	112.304	498.177	354.940

Торговая и прочая дебиторская задолженность Группы выражена в следующих валютах:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
В российских рублях	4.480.515	4.012.817	4.122.655
В тенге	2.780.811	1.947.382	1.347.197
В долларах США	396.451	535.157	1.356.399
В евро	–	–	97.768
В иной валюте	31.610	57.191	111.238
	7.689.387	6.552.547	7.035.257

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			<30 дней	30 – 60 дней	60 – 90 дней	90 – 120 дней	>120 дней
2011	7.689.387	7.415.672	30.421	144.360	10.976	24.672	63.286
2010	6.552.547	5.426.427	892.046	112.752	72.576	16.603	32.143
2009	7.035.257	6.889.971	–	122.056	–	23.230	–

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ПОСТАВЩИКАМ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Авансы третьим сторонам	515.064	465.798	432.148
Авансы связанным сторонам (Примечание 37)	233.277	278.273	255.609
Минус: резерв на обесценение авансов	(3.443)	(2.063)	(2.083)
	744.898	742.008	685.674

Движение резерва по сомнительным авансам, представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
На 1 января	2.063	2.083	1.100
Начисление за год	6.899	1.097	1.393
Реклассификации	–	199	(104)
Списание авансов	(1.047)	(10)	–
Сторнирование резерва	(4.472)	(1.306)	(306)
На 31 декабря	3.443	2.063	2.083

14. НДС К ВОЗМЕЩЕНИЮ И ПРЕДОПЛАТА ПО ПРОЧИМ НАЛОГАМ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
НДС к возмещению	3.337.369	4.366.876	3.807.143
Налог у источника выплаты	–	1.594.170	1.592.382
Предоплата по прочим налогам	296.346	510.529	131.392
	3.633.715	6.471.575	5.530.917

В течение 2011 года имело место существенное начисление НДС к уплате, которое было зачтено частично за счет накопленного дебетового сальдо НДС к возмещению. В течение 2010 года Группа сторнировала резерв по обесценению НДС к возмещению в размере 2.175.840 тысяч тенге, начисленный в предыдущих периодах.

15. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Расходы будущих периодов третьих сторон	15.652	18.421	607.779
Расходы будущих периодов связанных сторон (Примечание 37)	149.104	–	–
Задолженность работников	49.669	66.245	57.966
Предоплата по страхованию	8.645	10.168	4.429
Прочие	39.259	59.672	–
	262.329	154.506	670.174

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Долгосрочные банковские вклады	6.000.000	–	–
Краткосрочные банковские вклады	34.155.205	40.486.425	25.267.338
Начисленные проценты по вкладам	968.618	446.533	23.797
	41.123.823	40.932.958	25.291.135

На 31 декабря 2011 года краткосрочные банковские вклады представляли собой срочные депозиты, размещенные в казахстанских банках, выраженные в тенге сроком от 3 до 12 месяцев, с процентной ставкой от 3,75% до 9% годовых (2010: от 5% до 6% годовых; 2009: от 5% до 6% годовых) и в долларах США с процентной ставкой 5% годовых (2010: 10% годовых; 2009: 10% годовых), срок погашения которых истекает в декабре 2012 года (2010: декабрь 2011 года; 2009: май 2010 года).

На 31 декабря 2011 года долгосрочные банковские вклады представляли собой депозиты, размещенные в казахстанских банках, выраженные в тенге, со сроком погашения 13 апреля 2013 года с процентной ставкой 6% годовых.

17. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Срочные вклады в банках, выраженные в тенге	12.000.000	4.452.309	–
Текущие счета в банках, выраженные в тенге	7.628.046	9.731.884	10.692.022
Текущие счета в банках, выраженные в долларах США	1.316.131	2.624.981	1.987.686
Текущие счета в банках, выраженные в Лари	459.743	52.180	35.620
Текущие счета в банках, выраженные в иной валюте	228.833	3.095	–
Текущие счета в банках, выраженные в Евро	184.906	24.026	29.535
Текущие счета в банках, выраженные в российских рублях	16.090	11.844	3.646.702
Прочие текущие счета в банках	10.240	7.409	1.915
Наличность в кассе	8.398	6.666	8.023
	21.852.387	16.914.394	16.401.503

По состоянию на 31 декабря 2011 года по срочным вкладам до 3-х месяцев и большинству текущих счетов, размещенных в казахстанских банках, проценты начислялись в размере от 1% до 3,25% годовых (2010: от 2% до 3% годовых; 2009: от 2% до 3% годовых).

18. СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал

Уставный капитал Компании состоит из простых акций номинальной стоимостью 1.000 тенге.

22 июня 2011 года Компания разместила акции в количестве 1.701.149 штук по номинальной стоимостью 1.000 тенге, которые были приобретены Материнской компанией. В оплату акций Материнская компания внесла казахстанский участок нефтепровода Туймазы-Омск-Новосибирск 2 с сопутствующими объектами инфраструктуры и земельными участками (*Примечание 7*).

По состоянию на 31 декабря 2011 года уставный капитал Компании состоял из 34.617.204 простых акций (31 декабря 2010 и 2009 годов: 32.916.055 простых акций) номинальной стоимостью 1.000 тенге, которые были объявлены, выпущены и полностью оплачены.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ (продолжение)

Выплаты акционеру

Дивиденды

В течение 2011 года Компания объявила и выплатила дивиденды за 2010 год в общей сумме 19.330.798 тысяч тенге из прибыли 2010 года (2010: 7.340.280 тысяч тенге из прибыли 2009 года; 2009: 6.023.638 тысячи тенге из прибыли 2008 года). Сумма дивидендов составила 558 тенге на одну простую акцию (2010: 223 тенге; 2009: 183 тенге).

Дивиденды не выплачиваются, если (а) величина капитала становится отрицательной, (б) Компания становится неплатежеспособной, или (в) Акционер принял решение о ликвидации Компании. Контролирующая материнская компания имеет право принять решение не выплачивать дивиденды по акциям Компании с обязательной публикацией в прессе в течение 10 дней после принятия такого решения.

Прочие распределения

В соответствии с постановлениями Правительства Республики Казахстан № 411 от 13 апреля 2011 года и № 420 от 18 апреля 2011 года Группа в течение 2011 года, выделила 1.000.000 тысяч тенге для строительства жилья для жителей, пострадавших от наводнения в Западно-Казахстанской области.

Резерв по переоценке активов

Резерв по переоценке активов сформирован на основании переоценки основных средств, которая осуществляется каждые 3 года в соответствии с Учетной политикой Группы.

19. КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ

	Валюта	Срок погашения	Эффективная процентная ставка	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
TBC Bank	долл. США	31.10.2011	12-16%	–	591.664	700.200
Natixis Company	долл. США	28 августа 2013 года	Либор+1,70%	–	–	20.503.864
Halyk Bank Georgia	долл. США	27 октября 2012	11%	303.181	–	–
Минус: несамортизированные расходы по организации займа				–	–	(511.635)
				303.181	591.664	20.692.429
Минус: сумма, подлежащая погашению в течение 12 месяцев				303.181	296.864	10.345.517
Итого долгосрочная часть процентных кредитов и займов				–	294.800	10.346.912

Долгосрочная часть процентных кредитов и займов погашается следующим образом:

В тысячах тенге	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
От 1 года до 2 лет	–	294.800	9.753.472
От 2 до 5 лет	–	–	593.440
	–	294.800	10.346.912

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ (продолжение)

TBC Bank

TBC Bank финансирует операции организаций Группы находящихся в Грузии. Заем в сумме 10.000 тысяч долларов США был предоставлен Batumi Port Holdings и обеспечен Эксклюзивными Правами Распоряжения 100%-ой долей государственных акций в Batumi Sea Port Limited, дочерней организации VINL. Процентная ставка по займу составляла 12-16% годовых.

Natixis Company

В соответствии с договором синдицированного займа от 28 августа 2008 года, Группа получила заем от BTMU (Europe) Limited, ING Bank N.V. Natixis на сумму 275 миллионов долларов США (приблизительно 33.000 миллионов тенге). Процентная ставка по займу составляет ЛИБОР + 1,70% годовых. Заем должен был быть выплачен восемью равными полугодовыми платежами, начиная с 10 марта 2010 года. Заем был получен в целях рефинансирования финансовой помощи на сумму 36.300.000 тысяч тенге, полученной от КазМунайГаз для финансирования приобретения 100% акций Batumi Industrial Holding Limited. 10 сентября 2009 года Группа произвела досрочное погашение основного долга в размере 138 миллионов долларов США (приблизительно 20.400 миллионов тенге) и начисленного вознаграждения в размере 237 тысяч долларов США. 4 марта 2010 года Группа досрочно произвела оплату оставшейся части основной суммы долга в размере 137 миллионов долларов США (приблизительно 20.200 миллионов тенге), а также оплату начисленного процента в размере 1.653 тысяч долларов США. За досрочную выплату займа штрафы начислены не были.

Nalyk Bank Georgia

Nalyk Bank Georgia 27 октября 2011 года предоставило заем Группе (компании Batumi Oil Terminal, находящейся в Грузии) в сумме 2.040 тысяч долларов США сроком на один год с целью рефинансирования займа, предоставленного ранее TBC Bank. Заем подлежит погашению 27 октября 2012 года. Процентная ставка по рефинансированию займа TBC Bank составляет 11% годовых (Примечание 37).

20. ОБЯЗАТЕЛЬСТВО ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ РАБОТНИКАМ

Выплаты работникам, за исключением единовременных пенсионных выплат, рассматриваются как прочие долгосрочные выплаты работникам. Право на получение данных выплат обычно зависит от окончания минимального срока службы. Ожидаемая стоимость данных выплат начисляется в течение срока службы с использованием учетной методологии, аналогичной той, которая используется для плана с установленными выплатами. Эти вознаграждения не обеспечены фондами.

20 мая 2011 года Компания приняла Коллективный договор с работниками Компании (далее – Договор). В Договоре Компания увеличила суммы выплат при выходе на пенсию, а также платежи пенсионерам, которые привели к значительному повышению долгосрочных обязательств по состоянию на 31 декабря 2011 года.

Изменения в обязательствах по выплате пособий с установленными выплатами представлены следующим образом:

В тысячах тенге	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Текущая стоимость обязательств по выплате пособий с установленными выплатами на начало года	2.721.804	2.469.000	1.997.532
Стоимость прошлых услуг	1.638.000	—	—
Стоимость текущих услуг	296.000	203.000	191.000
Амортизация дисконта (Примечание 34)	163.000	150.000	122.000
Актuarные убытки (Примечание 31)	1.540.000	27.000	276.474
Вознаграждения выплаченные	(222.912)	(127.196)	(118.006)
Текущая стоимость обязательства по выплате пособий с установленными выплатами на конец года	6.135.892	2.721.804	2.469.000
Минус: краткосрочная часть текущей стоимости обязательства по выплате пособий с установленными выплатами	(226.000)	(141.000)	(131.880)
Долгосрочная часть текущей стоимости обязательства по выплате пособий с установленными выплатами	5.909.892	2.580.804	2.337.120

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ РАБОТНИКАМ (продолжение)

Суммы, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении и прибылях и убытках текущего года, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Текущая стоимость обязательства по выплате пособий с установленными выплатами на конец года	6.135.892	2.721.804	2.469.000
Чистое обязательство	6.135.892	2.721.804	2.469.000
Расходы по прошлым услугам	1.638.000	–	–
Расходы по текущим услугам	296.000	203.000	191.000
Актуарные убытки (Примечание 31)	1.540.000	27.000	276.474
Амортизация дисконта (Примечание 34)	163.000	150.000	122.000
Расходы, признанные в текущем периоде	3.637.000	380.000	589.474

Стоимость текущих и прошлых услуг включена в консолидированный отчет о совокупном доходе в составе себестоимости реализованной продукции и общих и административных расходов, за исключением 880 тысяч тенге в 2010 году и 1.315 тысяч тенге в 2009 году, капитализированными в составе основных средств.

Основные актуарные допущения, использованные для оценки обязательств по выплатам работникам на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 годов, представлены следующим образом:

	2011	2010	2009
Ставка дисконтирования	6,0%	6,0%	6,0%
Будущее увеличение заработной платы	6,0%	4,0%	4,0%
Процент смертности	12,0%	12,0%	12,0%

21. ДОХОДЫ БУДУЩИХ ПЕРИОДОВ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Доходы будущих периодов от связанных сторон (Примечание 37)	885.036	1.197.401	1.509.766
Доходы будущих периодов от третьих сторон	3.871.014	3.856.460	3.709.053
	4.756.050	5.053.861	5.218.819

22. ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Кредиторская задолженность перед третьими сторонами за товары и услуги	5.498.346	5.212.771	5.800.368
Кредиторская задолженность по услугам транспортной экспедиции перед третьими сторонами	4.688.339	3.857.236	2.484.364
Кредиторская задолженность по услугам транспортной экспедиции перед связанными сторонами (Примечание 37)	3.915.508	4.273.240	3.751.450
Кредиторская задолженность перед связанными сторонами за товары и услуги (Примечание 37)	531.875	417.271	401.870
Прочая кредиторская задолженность связанных сторон (Примечание 37)	1.760	4.275	–
Прочая кредиторская задолженность третьих сторон	513.642	335.716	452.916
	15.149.470	14.100.509	12.890.968

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

22. ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (продолжение)

Текущая стоимость торговой и прочей кредиторской задолженности выражена в следующих валютах:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
В тенге	13.190.931	13.240.885	12.391.576
В долларах США	1.497.885	722.860	223.469
В российских рублях	291.158	7.299	14.477
В евро	10.191	12.592	110.372
В другой валюте	159.305	116.873	151.074
	15.149.470	14.100.509	12.890.968

23. АВАНСЫ ПОЛУЧЕННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Авансы, полученные от связанных сторон (Примечание 37)	7.021.835	7.008.869	6.454.500
Авансы, полученные от третьих сторон	4.204.961	3.877.541	3.642.254
	11.226.796	10.886.410	10.096.754

24. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Индивидуальный подоходный налог	566.590	818.171	469.609
Социальный налог	339.974	266.014	198.319
Налог на имущество	49.437	174.143	74.159
Прочие налоги	313.316	190.775	175.507
	1.269.317	1.449.103	917.594

25. РЕЗЕРВЫ

Движение резерва представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Резерв Компании (по налогам)	Резерв VINL (по налогам)	Прочие резервы	Всего
На 1 января 2009 года	3.718.848	–	–	3.718.848
Начислено за год	–	796.332	10.877	807.209
Пересчет валют	–	4.643	–	4.643
На 31 декабря 2009 года	3.718.848	800.975	10.877	4.530.700
Использовано резерва	–	(570.088)	(9.177)	(579.265)
Пересчет валют	–	(4.775)	–	(4.775)
На 31 декабря 2010 года	3.718.848	226.112	1.700	3.946.660
Начислено за год	–	–	61.471	61.471
Использовано резерва	–	–	(3.090)	(3.090)
Сторнирование резерва	(3.718.848)	–	–	(3.718.848)
Пересчет валюты	–	1.534	–	1.534
На 31 декабря 2011 года	–	227.646	60.081	287.727

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

Резервы Компании по налогам

По результатам налоговой проверки 2003-2006 годов Налоговый Комитет г. Астаны («Налоговый Комитет») начислил дополнительно налог у источника выплат на сумму 3.221.780 тысяч тенге и корпоративный подоходный налог на сумму 1.267.101 тысяч тенге. 13 февраля 2009 года Группа подала апелляцию в Налоговый Комитет при Министерстве Финансов Республики Казахстан. Письмом от 23 февраля 2010 Налоговый Комитет удовлетворил апелляцию лишь частично. В связи с тем, что Руководство Группы считало, что Группа может оказаться обязанной выплатить начисленные суммы Налоговому Комитету. В 2008 году Группа начислила в консолидированной финансовой отчетности резерв на сумму 3.718.848 тысяч тенге. Данная сумма отражала наилучшую оценку суммы, которую Группа должна будет выплатить, в случае если судебное разбирательство решится не в пользу Группы.

По итогам судебного разбирательства в суде высшей инстанции, постановлением Надзорной коллегии Верховного суда от 25 мая 2011 года ходатайство Налогового Комитета было оставлено без удовлетворения, в связи с чем Группа сторнировала резерв по налогам на сумму 3.718.848 тысяч тенге.

Резервы VINL по налогам

На 31 декабря 2009 года Группа также была вовлечена в судебные разбирательства с Налоговым Комитетом Грузии относительно дополнительного начисления корпоративного подоходного налога в сумме 3.864.862 долларов США (эквивалентно 573.391 тысяче тенге) и налога у источника выплат в сумме 1.534.000 долларов США (эквивалентно 227.584 тысячам тенге). На конец 2009 года руководство Группы считало, что Группа может быть признана обязанной выплатить Налоговому комитету Грузии указанные суммы. В связи с этим, руководство Группы начислило в консолидированной финансовой отчетности резерв на сумму 800.975 тысяч тенге, что, по мнению руководства Группы являлось наилучшей оценкой суммы, которую Группа должна будет выполнить, в случае, если судебное разбирательство решится не в пользу Группы. По состоянию на 31 декабря 2010 года в отношении дополнительного начисления корпоративного подоходного налога в сумме 3.864.862 доллара США (эквивалентно 574.863 тысяч тенге) Группа, в соответствии с судебным решением была признана обязанной погасить указанную задолженность перед Налоговым комитетом Грузии и данная сумма в течение 2010 года была переведена в текущие обязательства по корпоративному подоходному налогу.

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 годов сумма резерва VINL по налогам составила 1.534.000 долларов США (2011: эквивалентно 227.646 тысячам тенге; 2010: эквивалентно 226.112 тысячам тенге).

Прочие резервы

В течение 2011 года руководство Группы начислило резерв в сумме 49.657 тысяч тенге под обязательства по выплате за загрязнение окружающей среды в связи с разливом нефти на участке трубопровода Туймазы- Омск - Новосибирск 2. Использование резерва за 2011 год составило 3.090 тысяч тенге, и по состоянию на 31 декабря 2011 года резерв под обязательства по выплате за загрязнение окружающей среды составляет 48.267 тысяч тенге (2010: 1.700 тысяч тенге; 2009: 10.877 тысяч тенге).

26. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Заработная плата	2.620.037	3.569.461	3.232.425
Кредиторская задолженность перед пенсионным фондом	382.588	272.891	214.116
Текущая часть доходов будущих периодов от третьих сторон	353.010	171.849	483.421
Текущая часть доходов будущих периодов от связанных сторон (Примечание 37)	312.365	312.366	312.366
Прочие начисления	37.594	130.450	—
	3.705.594	4.457.017	4.242.328

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

27. ВЫРУЧКА

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Транспортировка сырой нефти	109.585.457	109.395.974	97.682.797
Перевалка нефти и нефтепродуктов и транспортировка по железной дороге	13.795.329	13.227.167	14.518.571
Транспортировка воды	6.119.862	5.892.098	4.893.092
Услуги по эксплуатации и техническому обслуживанию трубопроводов	5.227.305	4.530.016	3.319.662
Услуги транспортной экспедиции нефти	3.764.703	3.299.799	2.746.629
Услуги по хранению нефти	282.259	356.998	77.058
Прочее	1.703.177	1.538.888	2.943.324
	140.478.092	138.240.940	126.181.133

28. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Износ и амортизация	26.685.966	21.315.868	16.352.902
Затраты на персонал	26.621.785	22.803.744	20.043.438
Услуги железной дороги	8.726.951	6.962.179	7.654.352
Топливо и материалы	5.727.463	4.549.553	5.763.973
Электроэнергия	4.933.238	4.547.801	4.052.541
Ремонт и техобслуживание	4.737.422	4.651.005	3.973.515
Налоги, помимо корпоративного подоходного налога	4.079.963	3.857.427	2.745.165
Услуги по охране	3.403.589	2.404.371	1.817.222
Затраты на газ	1.966.908	2.016.140	1.926.169
Услуги авиатрулирования	1.942.330	1.790.035	808.792
Затраты на вознаграждение работников по окончании трудовой деятельности	1.820.207	189.603	177.075
Охрана окружающей среды	954.634	884.614	489.834
Операционная аренда	750.735	910.240	817.691
Командировочные расходы	567.982	533.296	683.894
Страхование	480.034	463.584	264.289
Диагностика трубопроводов	419.693	713.129	229.742
Услуги связи	213.967	196.002	156.099
Прочие	2.265.816	3.618.039	3.485.807
	96.298.683	82.406.630	71.442.500

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

29. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Затраты на персонал	5.190.023	4.842.758	4.310.939
Износ и амортизация	1.029.996	742.490	852.041
Консультационные услуги	703.429	401.735	389.007
Налоги, помимо корпоративного подоходного налога	446.316	226.592	303.553
Расходы по социальной сфере	378.841	309.080	158.922
Расходы на благотворительность	329.503	334.548	99.066
Расходы по списанию НДС к возмещению	316.627	346.922	341.258
Страхование и обеспечение безопасности	256.020	277.533	188.455
Ремонт и техобслуживание	239.297	196.780	152.029
Расходы по операционной аренде	198.919	206.577	242.537
Командировочные расходы	180.017	207.946	281.977
Материалы и топливо	164.879	150.500	60.592
Обучение	157.450	126.272	73.211
Затраты на вознаграждение работникам по окончании трудовой деятельности	113.793	12.517	12.610
Услуги связи	98.699	113.491	153.319
Услуги банка	98.192	109.420	147.902
Расходы по рекламе	84.835	96.320	83.881
Транспортные расходы	79.271	107.941	53.180
Информационное обеспечение	76.182	74.336	103.930
Начисление / (сторно) резерва по сомнительной задолженности	41.582	(2.117.636)	567
Обслуживание офиса	34.956	59.950	12.185
Начисление / (сторно) резерва по устаревшим запасам (Сторно) / начисление резерва по налогам (Примечание 25)	2.892	(2.984)	(118.181)
Прочее	(3.718.848)	–	807.209
	227.499	291.531	394.607
	6.730.370	7.114.619	9.104.796

30. ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Доход от штрафов и пени	786.025	938.816	136.583
Амортизация доходов будущих периодов (Примечание 37)	312.365	312.366	519.071
Доходы от выбытия долгосрочных активов, предназначенных для продажи	229.465	–	–
Амортизация финансовой гарантии, выпущенной связанной стороне	136.070	67.098	67.171
Доход от реализации товарно-материальных запасов	56.998	–	–
Доход от списанной кредиторской задолженности	9.930	30.692	25.038
Доход от управленческих услуг КТК	–	173.762	116.126
Прочие доходы	114.312	532.354	228.871
	1.645.165	2.055.088	1.092.860

Доходы от штрафов и пени в основном представлены суммами за заявленный и недопоставленный объем нефти согласно договорам на предоставление услуг по транспортировке нефти на условиях «отгрузи или плати».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Актuarные убытки	1.540.000	27.000	276.474
Расходы по выбытию основных средств и нематериальных активов	523.329	253.784	88.524
Расходы по выбытию долгосрочных активов, предназначенных для продажи	215.716	—	—
Расходы по реализации товарно-материальных запасов	51.482	—	56.061
Прочие расходы	435.768	524.874	703.827
	2.766.295	805.658	1.124.886

32. УБЫТОК ОТ КУРСОВОЙ РАЗНИЦЫ

4 февраля 2009 года тенге девальвировал по отношению к доллару США и другим основным валютам. Обменный курс до и после девальвации составил 120 тенге за 1 доллар США и 150 тенге 1 доллар США, соответственно. Девальвация тенге значительно повлияла на результаты деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, так как у Группы имелись значительные займы в долларах США.

33. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Процентный доход по вкладам в банках	2.816.026	1.786.270	2.192.499
Доход по гарантиям	17.741	15.177	—
Дивидендный доход (Примечание 37)	17.608	46.046	—
Прочие финансовые доходы	43.651	35.474	91.147
	2.895.026	1.882.967	2.283.646

34. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Вознаграждение работникам: списание дисконта приведенной стоимости	163.000	150.000	122.000
Расходы по процентам по кредитам и займам	139.297	709.579	1.869.050
Убыток от первоначального признания займов работникам и связанным сторонам	—	—	4.595
Прочие процентные расходы	6.059	3.533	—
	308.356	863.112	1.995.645

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2011 года в сумме 1.756.038 тысячи тенге (2010: 1.337.084 тысячи тенге; 2009: 1.946.748 тысяч тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2011 года в сумме 1.156.184 тысячу тенге (2010: 908.131 тысяча тенге; 2009: 476.041 тысяча тенге) представляют собой корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Расходы по текущему подоходному налогу (Экономия) / расходы по отсроченному подоходному налогу	9.473.951	10.683.626	7.681.285
Подоходный налог	(2.746.399)	(4.219.719)	5.174.846
	6.727.552	6.463.907	12.856.131

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20%) к расходам по подоходному налогу представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Прибыль до налогообложения	32.672.949	26.082.208	28.394.563
Официальная ставка налога	20%	20%	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	6.534.590	5.216.441	5.678.913
Налоговый эффект постоянных разниц			
(Сторно) / начисление резерва по налогам	(743.770)	–	112.250
Обесценение гудвила	–	474.158	261.310
Прочие не вычитаемые расходы	1.294.111	289.088	2.612.005
Налоговый эффект других корректировок			
Корректировка налоговой декларации предыдущего года	259.935	604.797	60.424
Эффект от изменения налоговых ставок в признанных налоговых активах и обязательствах	–	–	3.426.938
(Прибыль) / убытки совместных предприятий признанные по методу долевого участия	(320.506)	(12.540)	582.425
Влияние разных налоговых ставок	(296.808)	(108.037)	121.866
Расходы по корпоративному подоходному налогу, представленные в отчете о совокупном доходе	6.727.552	6.463.907	12.856.131

В соответствии с положениями Налогового Кодекса, вступившего в силу 1 января 2009 года, следующие ставки подоходного налога должны были быть введены: в 2009 году 20%, в 2010 году 17,5 % и в 2011 году и в дальнейших периодах 15%. Снижение будущих ставок подоходного налога привело к уменьшению обязательств по отсроченному налогу в 2008 году.

В течение 2009 года в Налоговый Кодекс были внесены изменения, в соответствии с которыми ставка подоходного налога остается равной 20%, начиная с 2010 года. Изменение ставок подоходного налога привело к увеличению обязательств по отсроченному подоходному налогу на 3.426.938 тысяч тенге в 2009 году.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на даты составления соответствующих отчетов о финансовом положении, к временным различиям между основной для расчета активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности, на 31 декабря включают следующее:

В тысячах тенге	Отнесено на		Пересчет валюты отчетности	Дебетовано на резерв по переоценке		31 декабря 2010 г.	Отнесено на счета прибылей и убытков		Пересчет валюты отчетности	Дебетовано на резерв по переоценке	
	31 декабря 2011 г.	счета прибылей и убытков		Пересчет валюты отчетности	Дебетовано на резерв по переоценке		31 декабря 2010 г.	счета прибылей и убытков		Пересчет валюты отчетности	Дебетовано на резерв по переоценке
Активы по отсроченному налогу											
Премии и прочие вознаграждения работникам и соответствующие расходы	1.413.757	409.354	-	-	-	1.004.403	590.796	-	-	-	-
Обязательство по финансовой гарантии	67.784	21.371	-	-	-	46.413	(13.815)	-	-	-	-
Резерв по сомнительным долгам	15.844	(96.154)	-	-	-	111.998	(407.162)	-	-	-	-
Резерв под устаревшие товарно-материальные запасы	10.140	(883)	-	-	-	11.023	(30.070)	-	-	-	-
Налоги к уплате	50.997	29.728	-	-	-	21.269	(13.482)	-	-	-	-
Финансовая помощь связанным сторонам и займы работникам	5.653	(8.404)	-	-	-	14.057	(21.746)	-	-	-	-
Прочие временные различия											
Доходы будущих периодов	239.480	(62.473)	-	-	-	301.953	(170.436)	-	-	-	-
Прибыль ВИНЛ	1.110.118	79.571	-	-	-	1.030.547	292.386	-	-	-	-
	2.913.773	372.110	-	-	-	2.541.663	163.998	-	-	-	-
Обязательства по отсроченному налогу											
Инвестиции в совместные предприятия	-	176.032	-	-	-	(176.032)	-	-	-	-	-
Прочие временные различия	-	-	-	-	-	-	18.024	-	-	-	-
Основные средства	(37.115.484)	2.198.257	459.378	(1.363.226)	(38.409.893)	(38.409.893)	4.037.697	55.071	-	(19.632.158)	-
	(37.115.484)	2.374.289	459.378	(1.363.226)	(38.585.925)	(38.585.925)	4.055.721	55.071	-	(19.632.158)	-
Чистые обязательства по отсроченному подоходному налогу	(34.201.711)	2.746.399	459.378	(1.363.226)	(36.044.262)	(36.044.262)	4.219.719	55.071	-	(19.632.158)	-

Отсроченные налоги по основным средствам представляют собой различия между налоговой и бухгалтерской базой учёта основных средств, вследствие разных ставок амортизации в налоговом и бухгалтерском учёте, корректировок справедливой стоимости вследствие переоценки и обесценения основных средств. Отсроченный налоговый актив признаётся только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**35. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)**

В тысячах тенге	31 декабря 2009 г.		Отнесено на счета прибылей и убытков бизнеса в 2008 году	Эффект корректи- ровок основных средств при приобретении бизнеса в 2008 году	Пересчет валюты отчетности	Дебетовано на резерв по пероценке	1 января 2009 г.
	Активы по отсроченному налогу	Расходы					
Премии и прочие вознаграждения работникам и соответствующие расходы	413.607	(22.293)	-	-	-	-	435.900
Обязательство по финансовой гарантии	60.228	11.253	-	-	-	-	48.975
Резерв по сомнительным долгам	519.160	34.090	-	-	-	-	485.070
Резерв под устаревшие товарно-материальные запасы	41.093	(24.413)	-	-	-	-	65.506
Налоги к уплате	34.751	32.121	-	-	-	-	2.630
Финансовая помощь связанным сторонам и займы работникам	35.803	24.374	-	-	-	-	11.429
Задолженность работникам в виде квартир	-	(7.007)	-	-	-	-	7.007
Прочие временные разницы	170.436	(99.076)	-	-	-	-	269.512
Доходы будущих периодов	364.426	364.426	-	-	-	-	-
Прибыль Батуми	738.161	278.731	-	-	-	-	459.430
	2.377.665	592.206	-	-	-	-	1.785.459
Обязательства по отсроченному налогу							
Инвестиции в совместные предприятия	(176.032)	(44.008)	-	-	-	-	(132.024)
Прочие временные разницы	(18.024)	(18.024)	-	-	-	-	-
Основные средства	(22.870.503)	(5.705.020)	(1.695.455)	(962.457)	(953.784)	(953.784)	(13.553.787)
Чистые обязательства по отсроченному подоходному налогу	(23.064.559)	(5.767.052)	(1.695.455)	(962.457)	(953.784)	(953.784)	(13.685.811)
	(20.686.894)	(5.174.846)	(1.695.455)	(962.457)	(953.784)	(953.784)	(11.900.352)

36. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

В целях управления Группа разделена на бизнес-подразделения, исходя из оказываемых ей услуг и состоит из трех отчетных сегментов:

- Транспортировка нефти и связанные с ней услуги;
- Перевалка нефти;
- Прочие сегменты.

В «Прочие сегменты» были объединены сегменты, которые идентифицируются, но не превышают по отдельности количественные пороги (величина выручки отдельных сегментов составляют менее 10% от совокупной выручки). К ним относятся сервисные услуги, оказываемой дочерней организацией КТО-Сервис, а также перевалка сухих грузов (сахар-сырец, нитрат аммония, цемент, зерно, подсолнух и жмых) в Батумском морском порту с применением сухогрузного, паромного и контейнерного терминала, а также услуги пассажирского терминала.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**36. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)**

В связанные с транспортировкой нефти услуги включены такие услуги как транспортировка воды, хранение нефти, экспедиторские услуги, услуги по эксплуатации и техническому обслуживанию трубопроводов, оказываемые Компанией, которые не превышают количественных порогов и неразрывно связаны с основным видом деятельности либо с основным активом Компании, как нефтепроводами. По некоторым из этих видов услуг не представляется отдельно управленческая отчетность руководству Группы и соответственно как отдельный сегмент не может быть идентифицирован.

В сегмент «Перевалка нефти» включены услуги по перевалке нефти и нефтепродуктов через Батумский морской порт с эксплуатацией Батумского нефтяного терминала. Доходы нефтяного терминала генерируются через хранение, перевалку нефти и нефтепродуктов и экспедирование. Экспедиторские услуги представляют собой услуги по перевозке нефти и нефтепродуктов по железной дороге от азербайджанско-грузинской границы до терминала в Батуми. Данный вид деятельности непосредственно связан с перевалкой нефти и поэтому не выделен в отдельный сегмент.

Руководство Группы анализирует сегменты по прибыли сегментов

	31 декабря 2011 г.				31 декабря 2010 г.							
	Транспор- тировка нефти и связанные услуги	Перевалка нефти	Прочие сегментам	Итого по сегментам	Корректи- ровки и исключе- ния	Консоли- дировано	Транспор- тировка нефти и связанные услуги	Перевалка нефти	Прочие сегментам	Итого по сегментам	Корректи- ровки и исключе- ния	Консоли- дировано
<i>В тысячах тенге</i>												
Выручка												
Продажи внешним клиентам	122.258.114	14.296.770	3.923.208	140.478.092	-	140.478.092	121.138.542	13.557.526	3.544.872	138.240.940	-	138.240.940
Межсегментные продажи	-	-	537.747	537.747	(537.747)	-	-	-	509.709	509.709	(509.709)	-
Выручка всего	122.258.114	14.296.770	4.460.955	141.016.839	(537.747)	140.478.092	121.138.542	13.557.526	4.054.581	138.750.649	(509.709)	138.240.940
Финансовые результаты												
Обесценение основных средств через прибыли и убытки	61.250	(5.953.279)	(982.287)	(6.874.316)	-	(6.874.316)	(13.435.254)	(7.988.578)	(909.625)	(22.333.457)	-	(22.333.457)
Обесценение нематериальных активов	-	-	(534.870)	(534.870)	-	(534.870)	-	-	-	-	-	-
Износ и амортизация	(25.508.041)	(1.580.270)	(627.651)	(27.715.962)	-	(27.715.962)	(20.200.668)	(1.103.540)	(556.323)	(21.860.531)	(197.827)	(22.058.358)
Доходы по процентам	2.741.951	43.400	37.859	2.823.210	-	2.823.210	1.711.935	64.834	29.835	1.806.604	(15.177)	1.791.427
Расходы по процентам	(74.638)	(70.524)	(14.122)	(159.284)	14.122	(145.162)	(621.904)	(82.516)	(32.506)	(736.926)	25.286	(711.640)
Расходы по КПН	(7.869.141)	1.091.879	(201.456)	(6.978.718)	251.166	(6.727.552)	(7.853.109)	(214.394)	1.786.479	(6.281.024)	(182.883)	(6.463.907)
Прибыль сегмента	29.463.371	(4.965.724)	(1.934.688)	22.562.979	3.382.418	25.945.397	28.893.743	300.152	(7.177.699)	22.016.196	(2.397.895)	19.618.301

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)

В тысячах тенге	31 декабря 2009 г.					Консолидировано
	Транспортировка нефти и связанные услуги	Перевалка нефти	Прочие	Итого по сегментам	Корректировки и исключения	
Выручка						
Продажи внешним клиентам	107.101.391	16.464.835	2.614.907	126.181.133	–	126.181.133
Межсегментные продажи	–	–	409.928	409.928	(409.928)	–
Выручка всего	107.101.391	16.464.835	3.024.835	126.591.061	(409.928)	126.181.133
Финансовые результаты						
Обесценение основных средств через прибыли и убытки	337.253	–	909.535	1.246.788	–	1.246.788
Износ и амортизация	15.314.744	843.408	876.406	17.034.555	170.388	17.204.943
Доходы по процентам	2.114.555	69.831	8.113	2.192.499	–	2.192.499
Расходы по процентам	1.755.311	110.346	3.393	1.869.050	–	1.869.050
Расходы по КПН	12.251.809	135.853	179.803	12.567.465	288.667	12.856.132
Прибыль сегмента	24.300.173	740.173	(5.962.680)	19.077.666	(3.539.234)	15.538.432

Межсегментная выручка исключается при консолидации и отражается в столбце «Корректировки и исключения». Все прочие корректировки и исключения являются частью сверок, которые подробно представлены ниже.

В тысячах тенге	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009
Сверка прибыли			
Прибыль сегментов	22.562.979	22.016.196	19.077.666
Корректировки и исключения	1.779.890	(150.121)	1.457.024
Убыток от обесценения гудвила	–	(1.933.605)	(1.306.548)
Доход / (убыток) от долевого участия	1.602.528	(314.169)	(3.677.145)
Доход от курсовой разницы	–	–	(12.565)
Прибыль Группы	25.945.397	19.618.301	15.538.432

37. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

В соответствии с МСБУ 24 "Раскрытие информации о связанных сторонах" стороны считаются связанными, если одна сторона имеет возможность контролировать другую сторону или осуществлять значительное влияние на другую сторону при принятии ею финансовых или операционных решений. При оценке возможного наличия отношений с каждой связанной стороной внимание уделяется сути взаимоотношений, а не только их юридическому оформлению.

АО «Народный Банк Казахстана» («Народный Банк») рассматривается как связанная сторона, так как оно контролируется членом ключевого управленческого персонала КМГ и Самрук-Казына.

Сделки со связанными сторонами были проведены на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно осуществлялись по рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставляются на условиях тарифов применимых к связанным и третьим сторонам

В следующих таблицах приведены общие суммы сделок, заключенных со связанными сторонами в течение 2011, 2010 и 2009 годов, и соответствующее сальдо на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 годов:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Долгосрочная дебиторская задолженность от связанных сторон представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Долгосрочная дебиторская задолженность			
Долгосрочная дебиторская задолженность от предприятий, находящихся под общим контролем КМГ	202.705	–	–
Итого долгосрочной дебиторской задолженности от связанных сторон	202.705	–	–

Торговая и прочая дебиторская задолженность от связанных сторон представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Торговая и прочая дебиторская задолженность от связанных сторон			
Торговая дебиторская задолженность совместных предприятий	1.396.428	739.121	473.974
Торговая дебиторская задолженность предприятий, находящихся под общим контролем КМГ	573.349	555.058	437.221
Торговая дебиторская задолженность компаний Группы «Самрук-Казына»	207	41	2.428
	1.969.984	1.294.220	913.623
Прочая дебиторская задолженность предприятий, находящихся под общим контролем КМГ и Группы «Самрук-Казына»	58.485	55.281	46.267
Итого торговой и прочей дебиторской задолженности	2.028.469	1.349.501	959.890

Авансы, выданные связанным сторонам, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Авансы связанным сторонам			
Авансы предприятиям, находящимся под общим контролем КМГ	170.207	215.867	230.264
Авансы компаниям Группы «Самрук-Казына»	63.070	62.406	25.345
Итого авансов, выданных связанным сторонам	233.277	278.273	255.609

Расходы будущих периодов по операциям со связанными сторонами представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Расходы будущих периодов			
АО «Народный Банк» - прочая связанная сторона	149.104	–	–
Итого расходов будущих периодов по операциям со связанными сторонами	149.104	–	–

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Денежные средства и их эквиваленты, размещенные в банках, являющихся связанными сторонами, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Текущие счета			
АО «Народный Банк» - прочая связанная сторона	14.917.426	1.124.104	927.098
Итого текущих счетов, размещенных в банках являющихся связанными сторонами	14.917.426	1.124.104	927.098

На 31 декабря 2011 года текущие счета в тенге включали депозиты, размещенные в АО «Народный банк Казахстана» в сумме 12.000.000 тенге со сроком погашения менее 3-х месяцев, ставка вознаграждения по которым составляет 2% годовых (2010: нуль; 2009: от 1% до 1,5% годовых) и другие текущие счета со ставкой вознаграждения от 0,1 % до 3% годовых (2010: от 0,5 % до 1,5 % годовых; 2009: от 0,5% до 1,5 % годовых).

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Банковские вклады			
АО «Народный Банк» - прочая связанная сторона	5.000.000	23.000.209	18.983.418
Итого банковских вкладов, размещенных в банках являющихся связанными сторонами	5.000.000	23.000.209	18.983.418

На 31 декабря 2011 года банковские депозиты включали депозиты, выраженные в тенге и размещенные в АО «Народный банк Казахстана» со ставкой вознаграждения от 3,5% до 6% годовых (2010: от 4,6% до 6,2% годовых; 2009: от 5,3% до 6,5% годовых).

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Проценты по банковским вкладам к получению			
АО «Народный Банк» - прочая связанная сторона	195.528	228.681	12.078
Итого процентов по банковским вкладам к получению	195.528	228.681	12.078

Торговая и прочая кредиторская задолженность перед связанными сторонами представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Кредиторская задолженность за услуги транспортной экспедиции нефти перед связанными сторонами			
Кредиторская задолженность за услуги транспортной экспедиции нефти перед предприятиями, находящимися под общим контролем КМГ	3.915.508	4.273.240	3.751.450
	3.915.508	4.273.240	3.751.450
Кредиторская задолженность перед связанными сторонами за товары и услуги			
Кредиторская задолженность перед предприятиями, находящимися под общим контролем КМГ	454.221	302.773	300.106
Кредиторская задолженность перед предприятиями, находящимися под контролем Группы «Самрук-Казына»	77.654	114.498	101.764
	531.875	417.271	401.870
Прочая кредиторская задолженность связанных сторон			
Прочая кредиторская задолженность перед предприятиями, находящимися под контролем Группы «Самрук-Казына»	1.760	-	-
Прочая перед предприятиями, находящимися под общим контролем КМГ	-	4.275	-
Итого прочая кредиторская задолженность перед связанными сторонами	1.760	4.275	-
Итого торговая кредиторская задолженность перед связанными сторонами	4.449.143	4.694.786	4.153.320

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Финансовая гарантия:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Финансовая гарантия от связанных сторон			
Финансовая гарантия, выпущенная в пользу МунайТас	338.919	232.071	301.141
Итого финансовая гарантия в пользу связанных сторон	338.919	232.071	301.141

Авансы, полученные от связанных сторон, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Авансы, полученные от связанных сторон			
Авансы полученные от предприятий, находящихся под общим контролем КМГ	6.111.963	5.982.993	5.459.071
Авансы полученные от компаний Группы «Самрук-Казына»	909.872	1.025.876	995.429
Итого авансов полученных от связанных сторон	7.021.835	7.008.869	6.454.500

Займы, полученные от связанных сторон, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Займы полученные от связанных сторон			
АО «Народный Банк» - прочая связанная сторона	303.181	—	—
Итого займов полученных от связанных сторон	303.181	—	—

Прочие текущие обязательства перед связанными сторонами представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Вознаграждения ключевому управленческому персоналу			
Вознаграждения ключевому управленческому персоналу	4.943	5.024	16.006
	4.943	5.024	16.006
Текущая часть доходов будущих периодов от связанных сторон			
Текущая часть доходов будущих периодов от предприятий, находящихся под общим контролем КМГ	312.365	312.366	312.366
	312.365	312.366	312.366
Итого прочих текущих обязательств перед связанными сторонами	317.308	317.390	328.372

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Долгосрочная часть доходов будущих периодов перед связанными сторонами перед связанными сторонами представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Доходы будущих периодов от связанных сторон			
Доходы будущих периодов от предприятий, находящихся под общим контролем КМГ	885.036	1.197.401	1.509.766
Итого доходов будущих периодов перед связанными сторонами	885.036	1.197.401	1.509.766

Сделки Группы со связанными сторонами в течение года закончившегося 31 декабря, представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Продажи связанным сторонам:			
Доход от услуг, оказываемых предприятиям, находящимся под общим контролем КМГ	66.603.554	66.753.417	38.200.708
Доход от услуг, оказываемых компаниям Группы «Самрук-Казына»	9.155.985	10.395.311	9.040.592
Доход от основной деятельности от совместных предприятий	4.372.631	3.789.049	2.642.761
Доход от прочей деятельности от предприятий, находящихся под общим контролем КМГ	373.899	205.700	689.278
Доход от прочей деятельности от компаний Группы «Самрук-Казына»	425	4.583	3.049
Доход от прочей деятельности от совместных предприятий	1.060	4.721	-
Реализация основных средств предприятиям, находящимся под общим контролем КМГ	240.093	-	-
	80.747.647	81.152.781	50.576.388
Приобретения у связанных сторон			
Приобретения услуг у предприятий, находящихся под общим контролем КМГ	6.812.352	6.002.203	4.174.928
Приобретения услуг у компаний Группы «Самрук-Казына»	1.759.717	1.878.821	1.624.990
Приобретения товарно-материальных запасов у компаний Группы «Самрук-Казына»	5.354	12.000	-
Приобретения основных средств у компаний Группы «Самрук-Казына»	19.205	23.121	-
	8.596.628	7.916.145	5.799.918
Процентный доход по вкладам в банках			
АО «Народный банк» - прочая связанная сторона	866.619	1.059.096	918.431
	866.619	1.059.096	918.431
Доход по дивидендам			
Доход по дивидендам от совместных предприятий	-	376.871	765.020
Прочий доход по дивидендам	17.608	46.046	-
	17.608	422.917	765.020
Амортизация доходов будущих периодов от связанных сторон			
Амортизация доходов будущих периодов от связанных сторон	312.365	312.366	356.232
Амортизация финансовых гарантии от связанных сторон	136.070	67.098	67.171
	448.435	379.464	423.403
Процентные расходы по связанным сторонам			
Процентные расходы по займам	6.011	-	-
	6.011	-	-
Финансовые расходы по связанным сторонам			
Расходы по дисконтированию задолженности связанных сторон	74.638	-	-
	74.638	-	-

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Общая сумма вознаграждения членам ключевого управленческого персонала включала в течение года, закончившегося 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2011	2010	2009
Заработная плата	98.997	100.253	105.895
Краткосрочные вознаграждения	37.430	41.187	35.455
Вознаграждения после окончания трудовой деятельности	1.908	176	1.246
	138.335	141.616	142.596
Количество человек	7	7	9

38. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи противоречивых мнений местных, областных и национальных налоговых органов. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова.

Штрафные санкции включают в себя штрафы - как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным банком Казахстана, умноженной на 2,5. В итоге, суммы штрафов и пени могут быть произведением любых начисленных налогов. Периоды налогообложения остаются доступны для проверки налоговыми органами в количестве пяти календарных лет, предшествующих году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, окончательная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2011 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2011 года толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, за исключением указанного в данной консолидированной финансовой отчетности (Примечание 25)

Контроль по трансфертному ценообразованию

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет широкий масштаб и применяется ко многим операциям, прямо или косвенно относящимся к международному бизнесу, не принимая во внимание являются ли участники операций связанными сторонами или нет. Законодательство по трансфертному ценообразованию требует, чтобы все налоги применимые к операции рассчитывались на основе рыночных цен, определенных по принципу «вытянутой руки».

Новый закон о трансфертном ценообразовании в Казахстане вступил в силу 1 января 2009 года. Новый закон не является подробным и есть случаи прецедента с некоторыми положениями закона. Более того, закон не содержит детального руководства, который находится на стадии разработки. В результате, применение контроля по трансфертному ценообразованию к различным видам операций не отрегулировано.

Ввиду неопределенностей, связанных с законодательством Казахстана по трансфертному ценообразованию, существует риск того, что налоговые органы могут принять позицию, отличающуюся от позиции Группы, что в свою очередь может привести к дополнительным налогам, штрафам и пеням на 31 декабря 2011 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2011 года толкование применимого законодательства является верным и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

38. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

Налоговые обязательства предприятий в Грузии

В соответствии с налоговым кодексом Грузии («НКГ»), налоговые органы имеют право принять мотивированное письменное решение об использовании рыночных цен для целей налогообложения в случае, если сделка осуществляется между связанными сторонами. Хотя НКГ содержит определённое руководство по определению рыночных цен товаров и услуг, сам механизм определения недостаточно разработан и в Грузии отсутствует отдельное законодательство по трансфертному ценообразованию. Наличие подобной неясности создаёт неопределённости в части позиции, которую могут занять налоговые органы при рассмотрении налогообложения сделок между связанными сторонами.

Грузинские дочерние организации Группы имеют существенный объём сделок с иностранными дочерними организациями Группы, а также между собой. Эти сделки попадают под определение сделок между связанными сторонами и могут быть оспорены налоговыми органами Грузии. Руководство считает, что у него имеются существенные аргументы для обоснования того, что ценообразования в сделках между организациями Группы осуществляется на рыночных условиях, однако, вследствие отсутствия законодательной базы по определению рыночных цен, налоговые органы могут занять в этом вопросе позицию, которая отличается от позиции, занятой Группой.

Обложение НДС услуг предприятий в Грузии по перевалке грузов на экспорт и импорт

28 октября 2011 года VINL обратилась к Грузинским налоговым органам (ГНО) с просьбой издать дополнительные принципы налогообложения относительно определенных вопросов, связанных с обложением НДС по операциям порта в Грузии. В частности, Руководство обратилось с просьбой высказать официальную позицию ГНО по обложению НДС услуг по перевалке грузов на экспорт и импорт, так как положения НКГ в этом вопросе неоднозначны. Во время обсуждения в декабре 2011 года ГНО выразили мнение, что согласно положениям НКГ услуги по перевалке грузов, заявленные в режиме экспорта, освобождаются от обложения НДС. Руководство считает, что оценка того, являются ли грузы в режиме экспорта или нет и, соответственно освобождаются ли от обложения НДС, должна быть проведена после оказания услуг по перевалке и оформления соответствующей счет-фактуры за оказанные услуги.

Однако позиция ГНО на сегодняшний день заключается в том, что операции по перевалке должны быть разделены на операции по выгрузке, хранению и погрузке. Оценка того освобождается ли от обложения НДС определенный компонент должна проводиться на основании того, был ли груз заявлен в экспортном режиме до начала проведения услуг по перевалке данного компонента. Если, например, груз еще не был заявлен в экспортном режиме до начала выгрузки, то данный компонент перевалки груза будет облагаться НДС.

ГНО выпустили финальные утвержденные усовершенствованные принципы налогообложения, однако на отчетную дату данные принципы не были доставлены руководству Группы. Руководство категорически против позиции ГНО и намеревается инициировать процесс официальной апелляции против данных принципов. На отчетную дату руководство не в состоянии рассчитать эффект влияния финальных принципов ввиду невозможности ее определения, так как бухгалтерские записи не содержат достаточно информации для целей данной оценки.

Согласно приблизительным расчетам руководства максимальная сумма налогового эффекта может составлять 3.928 тысяч долларов (эквивалентно 582.915 тысячам тенге).

Обязательства по охране окружающей среды

Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменений в законодательстве не могут быть достоверно оценены. В соответствии с текущим законодательством, руководство считает, что не существует вероятных либо возможных обязательств, которые могут оказать существенное отрицательное влияние на финансовое положение Группы и результаты её деятельности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

38. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Вопросы страхования

Страховая отрасль в Республике Казахстан находится на стадии развития, и многие формы страховой защиты, распространенные в других регионах мира, еще не являются доступными в целом.

Группа осуществляет страхование имущества, ответственности перед третьими лицами в отношении ущерба имуществу или окружающей среде, возникшего в результате аварий на объектах Группы или относящихся к ее деятельности.

Ковенанты

Гарантии

На 31 декабря 2011 года Компания выступала в качестве гаранта перед ЕБРР в отношении обязательств МунайГас в рамках кредитного договора с ЕБРР. Согласно гарантийному договору, заключенному между Компанией и ЕБРР, Компания должна соблюдать следующие положения договора:

- Коэффициент ликвидности не менее 1:1;
- Соотношение прибыли до вычета процентов и подоходного налога к процентам не менее 2:1; и
- Соотношение долга к капиталу не выше 2:1.

На 31 декабря 2011, 2010 и 2009 годов Компания соблюдала данные положения договора.

В дополнение к этому Компания не должна создавать никаких ограничений, помимо разрешенных ЕБРР. Компания не будет вступать ни в какие сделки, которые осуществляются на основе, отличной от сделок между независимыми сторонами, действующими на добровольной основе, пока не будет одобрено регулирующим органом. Компания не будет продавать, сдавать в аренду или реализовывать свои активы в размере свыше 30 процентов от общей величины активов или проводить слияние или реорганизацию.

Займы

28 августа 2008 года Компания заключила договор на получение синдицированного займа с BTMU (Europe) Limited, ING Bank N.V. и Natixis (далее «Кредиторы») на сумму 275 миллионов долларов США (Примечание 19). Согласно договору займа, заключенному между Компанией и Кредиторами, Компания должна соблюдать следующие положения договора:

- Коэффициент ликвидности не менее 1:1;
- Соотношение финансового долга к прибыли до вычета процентов, подоходного налога и амортизации не более 3.5:1;
- Соотношение финансового долга к капиталу не более 2:1; и
- Соотношение прибыли до вычета процентов и подоходного налога к затратам по процентам не более 2:1;

По состоянию на дату погашения (4 марта 2010 года) и на 31 декабря 2009 года Компания соблюдала данные положения договора.

Договорные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2011 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению основных средств и услуг строительства в сумме 10.267.168 тысяч тенге (2010: 16.646.055 тысяч тенге; 2009: 10.355.911 тысяч тенге). В дополнение, по состоянию на 31 декабря 2011 года Группа обязалась приобрести товарно-материальные запасы (материалы и запасные части) и прочие услуги на сумму 2.002.637 тысяч тенге (2010: 5.225.741 тысяча тенге; 2009: 4.491.628 тысяч тенге).

Доля Группы по состоянию на 31 декабря 2011 года в договорных обязательствах совместно-контролируемых компаний по приобретению основных средств и услуг строительства составила 141.092 тысячи тенге (2010 год: 1.207.096 тысяч тенге; 2009: 3.094.809 тысяч тенге), по приобретению материалов, запасных частей и услуг составила 169.364 тысячи тенге (2010 год: 11.806 тысяч тенге; 2009: 179.880 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

39. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

В состав основных финансовых обязательств Группы входят банковские займы и торговая и прочая кредиторская задолженность. Указанные финансовые инструменты главным образом используются для привлечения финансирования хозяйственной деятельности Группы. Группа имеет торговую дебиторскую задолженность, деньги и денежные эквиваленты, возникающие непосредственно в результате хозяйственной деятельности Группы.

Группа подвержена рыночному риску, который состоит из: риска, связанного с процентной ставкой, кредитного риска, валютного риска и риска ликвидности.

Руководство Группы проводит обзор и утверждает следующие меры, принимаемые для управления этими рисками.

Риск, связанный с процентными ставками

Подверженность Группы риску изменений в рыночных процентных ставках в основном относится к долгосрочным займам Группы с плавающей процентной ставкой. Группа не имеет каких-либо инструментов хеджирования для снижения потенциального риска, так как руководство не считает, что риск, связанный с процентными ставками по займам является значительным в связи с тем, что процентные ставки периодически пересматриваются.

Политика Группы предусматривает управление риском изменения процентной ставки посредством использования комбинации фиксированных и переменных процентных ставок по займам.

В следующей таблице представлена чувствительность дохода Группы до подоходного налога (через влияние на плавающую процентную ставку по займам), к возможным изменениям в процентных ставках, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Влияние на капитал Группы отсутствует.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на прибыль до налогообложения
2011 год		
Доллары США	-	-
2010 год		
Доллары США	-	-
2009 год		
Доллары США	+100	205.039
	-25	(51.260)

Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является балансовой стоимостью. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

Группа размещает вклады в казахстанских банках (Примечание 16 и 17). Руководство Группы периодически рассматривает кредитные рейтинги этих банков, с целью исключения чрезвычайных кредитных рисков. Руководство Группы считает, что недавний международный кредитный кризис и последующие изменения кредитных рейтингов местных банков не является оправданием чрезвычайного кредитного риска. Соответственно, по банковским депозитам не требуется резерв на обесценение.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

39. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Следующая таблица показывает суммы по банковским вкладам на отчетную дату с использованием кредитного рейтинга агентства «Moody's».

	Рейтинг					
	2011	2010	2009	2011	2010	2009
АО «Народный Банк»	Казахстан	В3/Стабильный	В2/ Negative	20.112.954	24.352.994	19.922.594
АО «Сбербанк России»	Казахстан	В2/Стабильный	В2/ Negative	19.562.153	12.737.261	13.468.304
АО «АТФ Банк»	Казахстан	В3/Негативный	В3/ Negative	13.321.930	54	77
АО «Казкоммерцбанк»	Казахстан	В3/Негативный	В3/ Negative	8.253.742	17.635.887	5.601.012
Beirelberg Bank	Кипр	Не доступен	Не доступен	870.663	956.769	828.668
TBC Bank	Грузия	B	B+	264.597	31.656	47.939
Bank of Surgus	Грузия	В2/Негативный	ВВВ+	195.146	203.658	36.780
BOG Bank	Грузия	ВВ-	B+	99.131	7.947	329
BNP Paribas	Кипр	АА-	АА	38.881	906.119	1.016.037
Basis Bank	Грузия	B-	B-	33.093	6.732	5.882
Republic Bank	Грузия	A+	-	15.878	-	-
Procredit Bank	Грузия	ВВ	ВВ-	14.840	16.069	2.208
АО «RBS Банк Казахстан»	Казахстан	А2/Негативный	А+/Стабильный	6.059	33.756	10.468
Sartu Bank	Грузия	Не доступен	Не доступен	5.046	951.360	739.400
ООО «Славинвестбанк»	Россия	-	-	4.622	-	10
АО «Сити Банк»	Казахстан	А1/Негативный	А3	669	7	12
VTB Bank	Грузия	ВВ-	ВВ-	148	400	3.771
АО «Банк ЦентрКредит»	Казахстан	В3/Негативный	В3/Негативный	-	12	7
АО «Альянс банк»	Казахстан	-	-	-	-	1.110
Rorular Bank	Кипр	-	-	-	-	7
Прочие	-	-	-	168.260	-	-
				62.967.812	57.840.686	41.684.615

Риск ликвидности

Группа осуществляет контроль за риском недостатка денежных средств, используя инструмент планирования текущей ликвидности. С помощью этого инструмента анализируются сроки платежей, связанных с финансовыми инвестициями и финансовыми активами (например, дебиторская задолженность, другие финансовые активы), а также прогнозируемые денежные потоки от операционной деятельности.

Целью Группы является поддержание баланса между непрерывностью финансирования и гибкостью, путем использования банковских кредитов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

39. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск ликвидности (продолжение)

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

<i>В тысячах тенге</i>	По требованию	<1 года	От 1 до 2 лет	От 2 до 5 лет	>5 лет	Итого
На 31 декабря 2011 года						
Кредиты и займы		303.181	–	–	–	303.181
Торговая и прочая кредиторская задолженность		13.892.063	1.257.407	–	–	15.149.470
Прочие обязательства		2.620.037	–	–	–	2.620.037
		16.815.281	1.257.407	–	–	18.072.688
На 31 декабря 2010 года						
Кредиты и займы	–	296.864	–	294.800	–	591.664
Торговая и прочая кредиторская задолженность	–	14.100.509	–	–	–	14.100.509
Прочие обязательства	–	3.569.461	–	–	–	3.569.461
	–	17.966.834	–	294.800	–	18.261.634
На 31 декабря 2009 года						
Кредиты и займы	–	10.345.517	10.346.912	–	–	20.692.429
Торговая и прочая кредиторская задолженность	–	12.890.968	–	–	–	12.890.968
Прочие обязательства	–	3.232.425	–	–	–	3.232.425
	–	26.468.910	10.346.912	–	–	36.815.822

Валютный риск

Группа привлекает значительные суммы долгосрочных кредитов и займов в иностранной валюте, и поэтому подвержена валютному риску. В таблице ниже показана общая сумма активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, которые подвержены валютному риску.

<i>В тысячах тенге</i>	Доллары США	Российский рубль	Евро	Грузинский лари	Украинская гривна	Английский фунт стерлин- гов	Другие валюты	Итого
На 31 декабря 2011 г.								
Активы	570.969	4.487.448	12.465	–	–	–	107.672	5.178.554
Обязательства	1.766.342	310.262	30.967	–	–	–	290.700	2.398.271
На 31 декабря 2010 г.								
Активы	731.789	4.026.722	31.543	52.108	–	–	71.006	4.913.168
Обязательства	1.529.729	28.588	98.231	–	–	–	233.299	1.889.847
На 31 декабря 2009 г.								
Активы	1.416.724	4.166.428	119.949	176.477	1.592	3.249	–	5.884.419
Обязательства	21.897.849	14.477	110.372	143.721	5	7.348	–	22.173.772

Группа не имеет формальных инструментов, позволяющих снизить валютные риски, связанные с операциями Группы. У Группы также имеются риски, связанные со сделками в иностранной валюте. Такие риски возникают в связи с доходами в долларах США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

39. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Валютный риск (продолжение)

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие возможных изменений в справедливой стоимости активов и обязательств) к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров. Влияние на капитал Группы отсутствует.

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение / уменьшение обменного курса доллара США	Влияние на прибыль до налогообложения
2011		
Доллары США	+10,72%	(128.144)
	-10,72%	128.144
2010		
Доллары США	+12%	(95.753)
	-12%	95.753
2009		
Доллары США	+10%	(2.048.113)
	-15%	3.072.169

Управление капиталом

Основной целью Группы в отношении управления капиталом является обеспечение стабильной кредитоспособности и адекватного уровня капитала для ведения деятельности группы и максимизации прибыли акционера.

Группа управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий. С целью сохранения или изменения структуры капитала Группы может регулировать размер выплат дивидендов, возвращать капитал акционеру или выпускать новые акции.

За годы, заканчивающиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 годов не происходило изменений в объектах, политике и процессах управления капиталом.

Группа осуществляет контроль капитала с помощью коэффициента доли заемных средств, который рассчитывается путем деления чистой задолженности на сумму капитала и чистой задолженности. В чистую задолженность включаются процентные кредиты и займы, торговая и прочая кредиторская задолженность за вычетом денежных средств и их эквивалентов.

По состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 годов Группа не имела значительных сумм задолженности. Группа имеет значительные суммы денежных средств, превышающие задолженность на отчетную дату.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

39. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Ниже представлено сравнение по категориям балансовой стоимости и справедливой стоимости всех финансовых инструментов Группы:

В тысячах тенге	Балансовая стоимость			Справедливая стоимость		
	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
<i>Финансовые активы</i>						
Денежные средства и их эквиваленты	21.852.387	16.914.394	16.401.503	21.852.387	16.914.394	16.401.503
Банковские вклады	41.123.823	40.932.958	25.291.135	41.123.823	40.932.958	25.291.135
Торговая и прочая дебиторская задолженность	7.689.387	6.552.547	7.035.257	7.689.387	6.552.547	7.035.257
Прочие финансовые активы	89.290	108.546	252.884	89.290	108.546	252.884
<i>Финансовые обязательства</i>						
Займы с плавающей процентной ставкой	—	—	19.992.229	—	—	19.992.229
Займы с фиксированной процентной ставкой	303.181	591.664	700.200	303.181	591.664	700.200
Торговая и прочая кредиторская задолженность	15.149.470	14.100.509	12.890.968	15.149.470	14.100.509	12.890.968
Прочие финансовые обязательства	3.345.708	3.842.352	3.446.541	3.345.708	3.842.352	3.446.541

Балансовая стоимость денежных средств, торговой дебиторской задолженности, прочих текущих активов, торговой кредиторской задолженности и прочих текущих обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости ввиду краткосрочности данных финансовых инструментов.

Справедливая стоимость процентных займов была рассчитана посредством дисконтирования ожидаемых будущих потоков денежных средств по преобладающим процентным ставкам.

40. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА

С 6 января 2012 года АО "Народный Банк Казахстана" и его дочерние организации, входящие в "Nalyk Group" не являются связанными сторонами для Группы.